

En effektivitets- og produktivitsanalyse av installasjoner ved Statoil opererte olje- og gassfelt på norsk kontinentalsokkel

An efficiency and productivity analysis of installations at Statoil operated oil and gas fields on the Norwegian Continental Shelf

Stine Beate Johansen og Liridona Maksutaj

UNIVERSITETET FOR MILJØ- OG BIOVITENSKAP
Institutt for økonomi og ressursforvaltning
Masteroppgave 30 stp. 2010



Forord

Denne masteroppgaven symboliserer avslutningen på en 5-årig masterutdanning i økonomi og administrasjon ved Universitetet for Miljø- og Biovitenskap. Oppgaven er skrevet under fagprofilen samfunnsøkonomi, og utgjør 30 studiepoeng.

Først og fremst vil vi rette en stor takk til vår veileder Einar Belsom ved Høgskolen i Oslo for særdeles god oppfølging og faglig bistand. Vi setter stor pris på hans nådeløse kritikk, da det er kun nådeløs kritikk som gjør en oppgave sterk. I tillegg vil vi gi en takk til Ole Gjølberg ved Universitetet for Miljø- og Biovitenskap for støttende innspill og til Sverre Kittelsen ved Frischsenteret ved Universitetet i Oslo for bidrag med programvare og gode faglige diskusjoner.

Vi vil sende en stor takk til Statoil ASA som har gjort samarbeidet mulig. Vi ønsker særlig å takke vår kontaktperson Knut Vidar Larssen ved avdeling for Performance Management ved UPN i Statoil ASA som har bidratt med god hjelp og støtte, og vært svært imøtekommende. Uten den støtte og veiledning vi har fått, ville oppgaven vår ikke vært mulig å gjennomføre.

Til slutt vil vi sende en takk til hverandre for et fantastisk samarbeid, der et aldri sviktende godt humør og et upåklagelig pågangsmot har stått sentralt i vår arbeidsstrategi.

Oslo, 14. mai 2010,

Stine Beate Johansen

Liridona Maksutaj

Sammendrag

I vår oppgave har vi utført en effektivitetsanalyse med den hensikt å benchmarke installasjoner ved Statoilopererte olje- og gassfelt på norsk kontinentalsokkel, med hensyn på kostnadseffektivitet. Vi har beregnet effektivitet for årene 2005-2009, men benchmarkingen har hatt hovedfokus på 2009, da det er resultatene fra dette året som vil være grunnlag for videre analyser. For å analysere utviklingen til installasjonene har vi sett på endring av produktivitet mellom hvert enkelt år de siste fem årene, samt for hele tidsperioden 2005-2009.

Datagrunnlaget som ligger til grunn for analysene er et uttrekk av data fra et datasett som er samlet inn med den hensikt å inngå i den eksterne benchmarkingen ”North Sea Benchmark 2010”. Datagrunnlaget består av 28 installasjoner, og innehar kostnadsdata, produksjonsdata og en rekke aktivitetsdata.

Effektivitetsanalysen er gjennomført ved bruk av DEA-metoden. Dette er en ikke-parametrisk metode som måler de ulike enhetenes prestasjoner relativt til ”best-practice”-enhetene. Metoden tillater for å inkludere flere input og output, og beregner en samlet effektivitetsscore for hver installasjon. Som input i modellen har vi inkludert ”totale kostnader”, og som output har vi valgt å inkludere ”total oljeproduksjon” og ”total gassproduksjon”. I tillegg har vi som output valgt å inkludere tre variabler som kan ses på som indikatorer for grad av kompleksitet ved de aktuelle olje- og gassfeltene; ”strømforbruk”, ”subseafasiliteter” og ”brønner i drift”. Effektivitetsscorene som fremkommer av analysen er derfor justert for ulike rammevilkår ved de ulike installasjonene, og skal derfor kun reflektere forskjeller i hvor effektivt de driftes.

Produktivitetsanalysen er gjennomført ved bruk av Hicks-Moorsteen indeksen. Denne metodikken bygger på DEA-metoden, og måler hvordan de ulike installasjonenes produktivitetsendring har vært de siste fem årene. Hicks-Moorsteen indeksen kan dekomponeres i effektivitetsendring og teknologisk endring, slik at man kan få et bilde av hva som ligger bak produktivitetsutviklingen. Effektivitetsanalysen gir et bilde på

hvordan man gjør det relativt til andre, mens produktivetsanalysen gir et bilde på hvordan man gjør det relativt til seg selv.

Resultatene ved effektivitetsanalysen viser at gjennomsnittseffektiviteten til installasjonene i 2009 var 75 %. Dette året ble fem av installasjonene ansett som 100 % effektive; DMU-24, DMU-22, DMU-03, DMU-11 og DMU-02. Effektivitetsscorene fra analysen har vi brukt til å beregne en "kostnadsnorm" for de ulike installasjonene, og har på bakgrunn av dette gjort et anslag på en foreslått samlet kostnadsreduksjon for installasjonene på rundt 7 000 MNOK. I analysen fant vi en sammenheng mellom effektivitetsscorene og hvilket driftsområde installasjonene tilhører. Drift A kommer best ut, og Drift C dårligst med hensyn på gjennomsnittlig effektivitetsscore. Det fremkom også av analysen at effektivitetsscorene kan ha en sammenheng med type installasjon. Installasjonene av type "STEEL" tenderer til å ha høyere effektivitetsscore, enn eksempelvis typene "TLP" og "FPSO", som kommer dårligst ut. Da de ulike driftsområdene bruker ulike typer installasjoner, antar vi at forskjellene i effektivitet mellom driftsområdene kan skyldes type installasjon.

Resultatene fra produktivetsanalysen viser at installasjonene har hatt en gjennomsnittlig produktivetsøkning i tidsperioden 2005-2009 med 11 %. Kun i tidsperioden 2006-2007 har det vært en gjennomsnittlig produktivitetstilbakegang ved installasjonene, der nedgangen var på 10 %. Vi fant også her forskjeller i produktivitet mellom driftsområdene, der installasjonene ved Drift A har hatt konsistent bedre produktivetsutvikling. Drift C har hatt konsistent dårligere produktivetsutvikling, med unntak av i tidsperioden 2007-2008, der Drift B gjør det dårligst. Vi antar at forskjellene mellom driftsområdene kan ha samme forklaring som ved effektivitetsanalysen, der type installasjon har en innvirkning.

Ved bruk av DEA-metoden kan de valg og forutsetninger som gjøres a priori ha store implikasjoner for resultatene som fremkommer. Grunnet våre begrensede kunnskaper om petroleumsproduksjon, har det vært utfordrende for oss å ta nødvendige valg i forbindelse med analysen. Dette vil hovedsaklig gjelde valg av variabler som skal inkluderes i modellen, samt antakelse om skala. Vår oppgave bør derfor ses på som en

presentasjon av hvordan DEA-metoden kan brukes for Statoil ASA, og vi gjør oppmerksom på at de resultatene som fremkommer i vår analyse bør brukes med forsiktighet.

Abstract

In this paper we have conducted an efficiency analysis in order to benchmark installations at Statoil operated oil and gas fields on the Norwegian Continental Shelf with respect to cost efficiency. We have estimated efficiency scores for all years in the time period 2005-2009. However, the emphasis of our benchmark is on the results from 2009, which are the foundation for further analysis. In order to analyse the installations' development we have conducted a productivity analysis for each year for the time period 2005-2009 as well as for the time period 2005-2009 as a whole.

The analysis has been performed on the basis of a summary from a dataset involved in the external benchmarking "North Sea Benchmark 2010". The dataset consists of 28 installations containing cost, production, and activity data.

For the efficiency analysis we have used the DEA-method. This is a non-parametric method that measures each unit's performance relative to the "best-practice"-units. The DEA-method allows for including multiple inputs and multiple outputs and estimates a common efficiency score for each installation. In the model we have included "total costs" as input and "total oilproduction" and "total gasproduction" as output. We have also chosen to include 3 variables that we have identified as indicators of complexity at the oil and gas fields as output; "power usage", "subsea facilities" and "active operated wells". The estimated efficiency scores are therefore adjusted for environmental differences between the installations and should exclusively reflect efficiency related to production. As the installations' objective is to minimize costs we have chosen an input orientation in our analysis.

For the productivity analysis we have used the Hicks-Moorsteen index. This method is based on the DEA-method, measuring the installations' productivity change for the last five years. The HM-index can be decomposed into efficiency change and technological change. This makes it possible to analyse the cause of the productivity change. While

the efficiency analysis measures the installations' performance relative to others, the productivity analysis measures the installations' performance relative to themselves.

The results from the efficiency analysis show that the installations' average efficiency was 75 % in 2009. Five of the installations were attributed as 100 % efficient; DMU-24, DMU-22, DMU-03, DMU-11 and DMU-02. We have used the results from the efficiency analysis to estimate a "cost-norm" for each installation and on the basis of this estimated a suggested cost reduction for the installations of 7 000 MNOK. In our analysis we found a correlation between the efficiency scores and what operating area the installation belongs to. Drift A obtained the highest average efficiency while Drift C obtained the lowest. We found that the type of installation may explain this correlation. Installations of the type "STEEL" had a tendency toward higher efficiency scores while the types "TLP" and "FPSO" had a tendency toward lower efficiency scores.

The results from the productivity analysis show an average productivity growth of 11 % for the installations for the time period 2005-2009. The time period 2006-2007 is the only period where the installations experience an average productivity setback (10 %). We also here found differences in productivity change between the operating areas. Drift A consistently experienced the most positive development while Drift C consistently experienced the most negative development. There is, however, an exception during the 2007-2008 period where Drift B has a lower productivity growth. We assume the differences between the areas are related to the same explanation as in the efficiency analysis; type of installation.

The choices and assumptions made a priori of a DEA-analysis may have significant implications on the results. Our knowledge of petroleum production is fairly limited and it has been a challenge for us to make the right choices through our analysis. This thesis should therefore be used as a presentation of how the DEA-method may be used by Statoil ASA and we would like to emphasise that the results from our analysis should be used with caution.

Innholdsfortegnelse

Forord.....	I
Sammendrag	III
Abstract.....	VI
Figurliste	XI
Tabelliste.....	XII
1 Introduksjon	1
1.1 Bakgrunn	1
1.2 Problemstilling	2
1.3 Oppgavens begrensning	3
1.4 Oppgavens struktur	4
2 Innledning	5
2.1 Dagens Forretningssituasjon	5
2.2 Statoil ASAs virksomhet.....	6
2.2.1 ”Ambisjon til Handling”	6
3 Teori og metode	9
3.1 Benchmarking	9
3.2 Produktivitet og effektivitet	11
3.3 Tradisjonelle metoder for å måle effektivitet.....	13
3.3.1 Ytelsesbrøker	13
3.3.2 Regresjonsanalyse.....	14
3.4 Nyere metoder for å måle effektivitet	15
3.4.1 Stochastic Frontier Analysis (SFA)	15
3.4.2 Data Envelopment Analysis (DEA).....	18
3.5 Presentasjon av DEA-metoden	20
3.5.1 Den effektive produktfunksjonen (fronten)	20
3.5.2 Input- og outputorientering	23
3.5.3 Produksjonsmulighetsområdet.....	24
3.5.4 Distansefunksjoner.....	25
3.5.5 Skalautbytte	27

3.5.6	DEA-modell ved konstant skalautbytte	30
3.5.7	DEA-modell ved variabelt skalautbytte.....	35
3.5.8	Slakk	36
3.5.9	Supereffektivitet.....	37
3.5.10	Kategoriske variabler	39
3.6	Måling av produktivitetsendringer over tid.....	40
3.6.1	Malmquistindeksen	41
3.6.2	Hicks-Moorsteen indeksen	44
4	Datagrunnlag.....	48
4.1	Vårt datasett og dets kvalitet	48
4.2	Valg av variabler	48
4.2.1	Input	50
4.2.2	Output	50
4.3	Inflasjonsjustering	55
5	Analyse og resultater	56
5.1	Vurdering av skalautbytte	56
5.2	Analyse del 1 – Effektivitetsanalyse	58
5.2.1	Identifisering av ”outliere”	59
5.2.2	Resultater fra DEA-analysen	59
5.2.3	Referansesettet	62
5.2.4	Forskjeller i effektivitet mellom driftsområder	63
5.2.5	Effektivitet over tid	66
5.3	Analyse del 2 – Produktivitetsendring over tid.....	67
5.3.1	Valg av programvare	67
5.3.2	Vår fremgangsmåte ved beregning av Hicks-Moorsteen indeksen	69
5.3.3	Resultater fra produktivitetsanalysen.....	71
5.3.4	HM-indeks ved de ulike driftsområdene	74
6	Oppsummering og konklusjon.....	76
	Litteraturliste.....	82
	Vedlegg.....	85
	Vedlegg 1: Regresjonsanalyser med tall på lineær og logaritmisk form.....	85
	Vedlegg 2: Sammenheng mellom effektivitetsscore og aldersindeks	86

Vedlegg 3: DEA-resultater for alle installasjoner med forbedrings-potensiale, 2009	87
Vedlegg 4: Referansesett fra DEA-analysen for 2009.....	88
Vedlegg 5: Utvikling i effektivitetsscore 2005-2009 for alle installasjoner.....	89
Vedlegg 6: Resultater fra produktivitetsanalysen 2005-2009.....	90
Vedlegg 7: HM-indekser ved ulike driftsområder	95

Figurliste

Figur 2.1: Statoil ASAs "Ambisjon til Handling"-prosess	7
Figur 3.1: Effektivitet og produktivitet.....	13
Figur 3.2: DEA vs. regresjon	15
Figur 3.3: SFA-fronten	16
Figur 3.4: DEA-fronten.....	18
Figur 3.5: Teknisk effektivitet, allokativ effektivitet og kostnadseffektivitet	21
Figur 3.6: Måling av effektivitet ved output- og inputorientering.....	24
Figur 3.7: Produksjonsmulighetsområdet ved output- og inputorientering	25
Figur 3.8: Distansefunksjon ved outputorientering	26
Figur 3.9: Distansefunksjon ved inputorientering	27
Figur 3.10: DEA-front ved konstant og variabelt skalautbytte.....	29
Figur 3.11: Referansesett, inputorientering	35
Figur 3.12: Slakk ved inputorientering	37
Figur 3.13: Supereffektivitet ved inputorientering	38
Figur 3.14: Produktivitetsendring over to perioder	40
Figur 3.15: Problemet med Malmquistindeksen ved VRS	44
Figur 3.16: Feil som oppstår ved å anta CRS når vi står ovenfor en VRS-teknologi.....	45
Figur 3.17: Konseptet ved Hicks-Moorsteen beregninger.....	47
Figur 4.1: Sammenheng mellom de faktorer som inngår i DEA-modellen.....	54
Figur 5.1: NDRS-front	63
Figur 5.2: Produktivitetsutvikling for de ulike driftsområdene	75

Tabelliste

Tabell 4.1: Korrelasjon mellom de utvalgte variablene.....	55
Tabell 5.1: Utdrag fra regresjonsanalysen med tall på logaritmisk form	58
Tabell 5.2: Rangering av installasjonene med effektivitetsscore, kostnadsnorm og forbedringspotensiale (2009)	61
Tabell 5.3: Fordeling av effektivitetsscore i 2009	62
Tabell 5.4: Effektivitetsscore for ulike driftsområder i 2009	64
Tabell 5.5: Deskriptiv statistikk for ulike installasjonstyper	65
Tabell 5.6: Antall ulike typer installasjoner fordelt på de ulike driftsområdene	65
Tabell 5.7: Deskriptiv statistikk for de ulike årenes gjennomsnittlige effektivitet.....	66
Tabell 5.8: Produktivitetsutvikling for alle installasjoner for alle tidsperioder	72
Tabell 5.9: Gjennomsnittlig HM-indeks for alle tidsperioder, eksklusive DMU-13.....	74

1 Introduksjon

1.1 Bakgrunn

Petroleumsproduksjon har siden starten av 70-tallet vært Norges viktigste inntektskilde, og stod i 2008 for hele 24,8 % av landets BNP. Årlig produksjonen av olje i Norge har fra 2000 til 2009 falt med rundt 36 % (www.ssb.no). Nedgangen i produksjon er et resultat av at olje og gass er ikke-fornybare ressurser, og man vil derfor i fremtiden bli nødt til å utvinne petroleum fra stadig mer komplekse felt, som krever stadig bedre teknologi for å kunne utvinne oljen og gassen på en lønnsom måte. For å maksimere lønnsomheten, er det derfor viktig for produsentene å ”henge med” i utviklingen.

For andre bransjer kan man tenke seg at lønnsomheten kan økes ved å enten redusere kostnadene eller øke inntektene. For petroleumsbransjen vil vi ha den situasjonen at olje er et homogent gode, og prisen vil være lik for alle tilbydere. Det vil altså ikke være mulig for produsenter i denne bransjen å differensiere produktet for å kunne ta en høyere pris. I tillegg vil det faktum at olje er en ikke-fornybar ressurs, gjøre at tilgangen på denne naturlig vil være begrenset på de ulike feltene, og det vil derfor heller ikke være mulig for produsentene å oppskalere produksjonen for å dra nytte av eventuelle stordriftsfordeler. Lønnsomhet for petroleumsprodusentene vil derfor være avhengig av hvor godt installasjonene driftes, med hensyn på effektiv bruk av innsatsfaktorene.

Petroleumsproduksjon er en kompleks produksjonsprosess, som er påvirket av mange ulike faktorer i omgivelsene. Ett felt kan ha svært ulike rammevilkår enn et annet, og det er derfor vanskelig å sammenlikne hvor godt de ulike installasjonene driftes. En installasjon ved et felt med svært komplekse omgivelser burde være ”unnskyldt” for å ha høyere kostnader, da disse kompleksitetsfaktorene i de fleste tilfeller ikke vil være påvirkbare for ledelsen. Bakgrunnen for vår oppgave har vært å bruke en metodikk som kan justere for ulike rammevilkår, slik at effektiviteten for de ulike installasjonene kan beregnes på en riktig måte.

For å kunne gjennomføre vår analyse har vi vært avhengig av å motta tilstrekkelig med data fra en rekke installasjoner. Vi har vært heldig å komme i kontakt med olje- og gassprodusenten Statoil ASA som har bidratt med informasjon til oss, slik at analysen har vært mulig å gjennomføre. Vår foreslåtte problemstilling har vært godt mottatt av selskapet da de selv deltar i en stor ekstern benchmarking i 2010, og benchmarking som prestasjonsmål har et høyt fokus hos ledelsen. Oppgaven er derfor skrevet i samarbeid med Statoil ASA. Selskapets rolle i oppgaven har innebært tilgang til data, samt bedrifts- og bransjespesifikk informasjon nødvendig for å gjøre riktige beregninger og forutsetninger. Selve analysen er gjennomført på selvstendig grunnlag av oss.

1.2 Problemstilling

Vår oppgave vil ha som målsetning å besvare følgende problemstilling:

”Hvor effektivt driftes installasjoner ved Statoilopererte olje- og gassfelt på norsk kontinentalsokkel, og hvordan har installasjonene endret produktiviteten de siste fem årene?”

For å kartlegge effektiviteten til installasjonene har vi valgt å gjøre en benchmarking med hensyn på kostnadseffektivitet ved hjelp av DEA-metoden. DEA-metoden har den egenskapen at den kan inkludere flere input og output og vekte disse sammen til en felles effektivitetsscore. Metoden bygger på en ”best i klassen”-tankegang, der man måler prestasjonene til de ulike installasjonene relativt til de som gjør det best.

Grunnet DEA-metodens egenskap til å beregne effektivitetsscore uten bruk av markedspriser, kan metoden brukes av alle typer bedrifter og organisasjoner. I tillegg til private profittmaksimerende bedrifter, kan altså metoden på en like god måte brukes ved offentlige institusjoner som skoler og sykehus, samt andre non-profit organisasjoner. Begrepet ”Decision Making Unit” (DMU) ble derfor tatt i bruk av Charnes, Cooper og Rhodes (1978) som en samlebetegnelse på alle typer enheter som bruker metoden. Dette begrepet er vanlig brukt i DEA litteraturen, og vi vil også anvende ”DMU” som betegnelse på de enhetene vi vil undersøke i oppgaven, som i vår

oppgave er Statoilopererte installasjoner på norsk kontinentalsokkel. Vi vil i vår oppgave anvende begrepet input som en fellesbenevnelse på ulike typer innsatsfaktorer selskapet bruker for å løse sine oppgaver, og output som en fellesbetegnelse for etterspørselsrelaterte størrelser og relevante rammevilkår.

For å kartlegge installasjonenes endring i produktivitet har vi valgt å anvende en Hicks-Moorsteen tilnærming. Denne metoden bygger videre på DEA-metoden, og gir et dynamisk bilde av installasjonenes utvikling i motsetning til effektivitetsanalysen som gir et statisk bilde av situasjonen på et gitt tidspunkt.

Så vidt vi vet er det ingen som har gjennomført en DEA-analyse på installasjoner på norsk kontinentalsokkel tidligere, hvertfall ikke publisert noe som er lett tilgjengelig. Dette har gjort det interessant for oss å gjennomføre analysen, da den vil gi klarhet i om DEA-metoden er en passende metode å anvende ved vårt analyseformål. Dette har også bidratt til at gjennomføringen av analysen har vært utfordrende for oss og vi vil derfor gjøre oppmerksom på at hovedfokuset i oppgaven vil være å presentere hvordan metoden kan brukes, og at tallene som fremkommer i vår analyse bør brukes med forsiktighet.

1.3 Oppgavens begrensning

DEA er en metode som blir brukt til å analysere hvordan en DMU gjør det, men forteller ikke hva den kan gjøre for å forbedre seg. Ofte vil man ta resultatene fra DEA-analysen videre for å undersøke sammenhenger mellom resultatene og bedrifts- og bransjespesifikke faktorer som ikke har vært inkludert i analysen. Vi har forsøkt å analysere på overflaten hva som kan være årsakene til resultatene, men da vi sitter med begrensede kunnskaper om kostnadene på detaljnivå og andre nøkkeltall for de enkelte installasjoner, vil det ikke være mulig for oss å gjøre en slik analyse på en tilfredsstillende måte. Hovedfokuset i vår oppgave vil derfor ligge på selve metodikken og de resultatene som fremkommer.

Bootstrapping er en metode for å beregne tilnærmede egenskaper for et estimat eller en prediksjon når eksakte beregninger ikke er mulige. Metoden benyttes i DEA blant annet for å korrigere for utvalgsfeil, som vil si at DEA-resultatene kan overpredikere den faktiske effektiviteten i områder av fronten hvor det er få observasjoner. Da vårt datasett består av et relativt lite antall observasjoner, kan det tenkes at bootstrapping kunne vært et hensiktsmessig supplement til analysen. Metoden er relativt kunnskapskrevende, og vi anser det som utenfor vår oppgave å inkludere bootstrapping i vår analyse. For mer informasjon om bootstrapping ved DEA-analyser, henviser vi til arbeidet til Simar og Wilson (2000).

1.4 Oppgavens struktur

I Kapittel 1 introduserer vi rammene rundt vår problemstilling. I Kapittel 2 presenterer vi Statoil ASA og deres forretnings situasjon, samt bakgrunnen for deres behov for prestasjonsmåling. Kapittel 3 tar for seg den teori og metode som ligger bak vår analyse. I kapittel 4 presenterer vi vårt datagrunnlag og de vurderinger vi har gjort i forhold til dette. Videre vil kapittel 5 bestå av vår analyse og de resultatene som fremkommer. Her har vi valgt å dele analysen i to, der del 1 vil bestå av en effektivitetsanalyse ved hjelp av DEA-metoden, mens del 2 vil bestå av en analyse av produktivitetsendring over tid ved hjelp av Hicks-Moorsteen indeksen. Kapittel 6 vil bestå av en diskusjon rundt våre resultater og funn, samt våre konklusjoner.

2 Innledning

2.1 Dagens Forretningssituasjon

Økt frihandel, dereguleringer, bedret transport og økt kjøpekraft har ført til økt konkurranse i markedene. Informasjons- og kommunikasjonsteknologien har bidratt til at alle kan få tilgang til informasjon om omtrent alle tilgjengelige produkter og markedsmuligheter omgående, og det til svært liten kostnad. Markedene i dag beveger seg mot det samfunnsøkonomene kaller ”perfekte markeder”, der kjøpere og selgere har tilgang til mer og mer informasjon om hverandre og markedssituasjonen. Dette har vært med på å bidra til at dagens bedrifter står ovenfor en økonomisk og teknologisk forandringstakt som bare ser ut til å fortsette å øke. Dette setter økte krav til bedriftenes endringsvilje og endringsevne som innebærer stadig utvikling av teknologi for å kunne være konkurransedyktige. Det er derfor de mest innovative og kostnadseffektive bedriftene som klarer seg best i dagens forretningsomgivelser (Hoff og Holving, 2007). Dette vil særlig være tilfellet i petroleumsbransjen der hovedtyngden til aktørens prestasjoner ligger på deres bruk av teknologi. Teknologien er kompleks og kapitalkrevende og valg av teknologi og driftsløsninger kan ha store implikasjoner for fremtidig lønnsomhet.

Forretningssituasjonen i dag gjør at det stadig blir viktigere med strategisk ledelse og styring. Økonomiavdelingen bør blant annet endre fokus fra tradisjonelle økonomifunksjoner som regnskaps- og økonomirapportering, til å ha en mer aktiv rolle i selve forretningsdriften. Fokuset bør ligge på mer analyse og strukturert økonomisk informasjon som gir grunnlag for gode strategiske beslutninger. Spørsmål som kan være en målsetning å besvare er: Hvordan kan bedriften vite at den er mer effektiv enn konkurrentene? Hvordan kan bedriften vite at den er mer produktiv? På hvilke måter kan bruk av ny teknologi gjøre driften mer kostnadseffektiv? Innenfor hvilke produksjonsprosesser eller områder vil en kunne oppnå de største forbedringene med bedret teknologi?

2.2 Statoil ASAs virksomhet

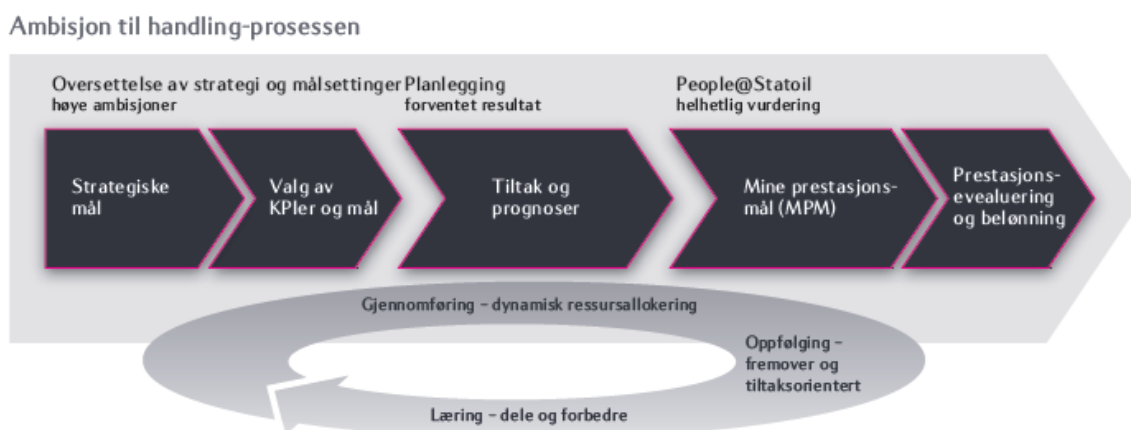
18. september 1972 ble Den norske stats oljeselskap AS, Statoil, opprettet som et integrert, statlig oljeselskap. Den norske stat er hovedaksjonær med 67 % av aksjene som forvaltes av Olje- og Energidepartementet. Statoil ASA er børsnotert i både New York og Oslo, og har på den norske børsen en markedsverdi på rundt 440 000 MNOK per mai 2010 (www.oslobors.no). Dette gjør selskapet til Norges største målt i markedsverdi.

Statoil ASA er i dag et internasjonalt olje- og gasselskap med virksomhet i 40 land. De er nå en av verdens største nettoselger av råolje og nest største leverandør i det europeiske gassmarkedet. De er operatør for 39 olje- og gassfelt i drift og er verdens største operatør på havdyp over 100 meter. I tillegg bidrar Statoil ASA til utvikling av nye energiresurser, har aktivitet på området vindkraft og biodrivstoff, og har en ledende posisjon når det gjelder å ta i bruk teknologi for lagring og fangst av CO₂. Når det gjelder oljeproduksjon er egenproduksjon beregnet til 1,95 millioner fat oljeekvivalenter per dag i 2009. Statoil ASA er den ledende operatøren på norsk kontinentalsokkel, der de står for rundt 80 % av den utvunnede oljen her (www.statoil.com).

2.2.1 ”Ambisjon til Handling”

Statoil ASAs forretningsområde UPN (Undersøkelse og Produksjon Norge) er verdens største enhetlige offshoreorganisasjon med rundt 9 000 ansatte. Denne enheten er ansvarlig for selskapets letevirksomhet, feltutbygging og produksjonsvirksomhet på norsk kontinentalsokkel. UPN har sju forretningsområder innen leting og produksjon og har i tillegg til virksomheten på norsk sokkel, også ansvaret for all boring og brønnaktivitet i selskapet. Forretningsområdet har stabsfunksjoner innen økonomi og finans, kommunikasjon, helse, miljø og sikkerhet og personal og organisasjon (www.statoil.com).

UPN har besluttet gjennomføring av ekstern benchmark i 2010, "North Sea Benchmark 2010". Resultatene fra analysen vil ha et høyt ledelsesmessig fokus og vil danne utgangspunktet for "Ambisjon til handling 2011". Benchmarking er derfor en av grunnpilarene i "Ambisjon til handling", som er Statoil ASAs integrerte og dynamiske strategi, mål, plan, gjennomføring og evalueringsprosess. Formålet er å identifisere og gjennomføre tiltak som er nødvendige for å oppnå deres langsiktige ambisjoner. Prosessen veileder syklusen fra fastleggelse av ambisjon og mål, via gjennomføring og til resultatet vurderes. Det er en kontinuerlig og dynamisk prosess som er framoverrettet og tiltaksorientert. Gjennom denne prosessen omsettes de langsiktige ambisjoner til mer kortsiktige strategiske mål, mål på prestasjonsindikatorer og nødvendige tiltak innenfor de ulike leveranseområder. Dette skal sikre balanse mellom økonomisk og ikke-økonomisk, og kort- og langsiktig fokus. Beskrivelse av fasene i "Ambisjon til handling" (StatoilHydro-boken, 2009):



Figur 2.1: Statoil ASAs "Ambisjon til Handling"-prosess

Et viktig prinsipp for "Ambisjon til handling" er "å prestere handler til syvende og sist om å levere det man har lovet, gjøre det bedre enn andre, internt og eksternt og kontinuerlig forbedre seg" (StatoilHydro-boken, 2009: 24). Dette prinsippet kan knyttes til finansdirektør i Statoil ASA, Eldar Sætres syn på benchmarking;

"Det å forstå vår konkurranseposisjon best mulig er en viktig del av vårt styringssystem (Ambisjon til Handling). På denne måten kan vi bedre identifisere og prioritere

forbedringsområder, fastsette mer relevante KPIer og mål på disse, samt om mulig også få innspill til beste praksis"

Dette utsagnet støtter opp under at prestasjonsmåling har et høyt fokus hos ledelsen i Statoil ASA, der økonomistyringen i selskapet de senere år har beveget seg fra de tradisjonelle budsjettene til å gå over til en "Beyond Budgeting"-tilnærming. I korte trekk dreier "Beyond Budgeting" seg om en mer helhetlig styringsmodell med tydelige og logiske prinsipper, og innebærer at man går vekk fra budsjettering. I følge Hope og Fraser (2003) er visjonen til Beyond Budgeting å åpne opp rapporteringssystemer i organisasjonen og å gi økt beslutningsmyndighet til operasjonelle ledere i frontlinjen. På denne måten kan en få mer fleksible og tilpasningsdyktige organisasjoner. I forhold til ledelse vil fokuset ligge på å skape et klima for høye prestasjoner basert på relativ suksess og organisering som et nettverk av mindre, ansvarlige team foran sentraliserte funksjoner og å gi disse teamene frihet og mulighet til å handle. Prestasjonsmåling vil bidra til forståelse for relative operasjonelle prestasjoner, se hva som karakteriserer topp-prestasjoner og hvordan dette kan nås, samt å motivere og engasjere bedriften til å levere et bærekraftig prestasjonsnivå. Prestasjonsmålingen kan gi grunnlag for å sette mål for framtidige prestasjoner som inkluderes i "Ambisjon til Handling", som igjen anvendes i styringsmodellen "Beyond Budgeting".

Utførelsen av den eksterne benchmarkingen for "North Sea Benchmark 2010" er outsourcet til et konsultentselskap. I vår oppgave har vi gjennomført en intern benchmarking, basert på 28 installasjoner ved Statoilopererte olje- og gassfelt på norsk kontinentalsokkel der vi har anvendt en DEA-analyse som basis for benchmarkingen. I tillegg har vi analysert produktivitetsutvikling over tid. Resultatene fra vår oppgave kan anvendes som et supplement til resultatene fra den eksterne benchmarkingen.

3 Teori og metode

Vi vil i dette kapittelet presentere konseptet benchmarking som prestasjonsmåling, samt kort beskrive ulike metoder for å gjøre en benchmarking. Vi har videre gått i dybden på DEA-metoden, som er metodikken vi vil anvende i vår analyse. Her vil vi presentere både bakgrunnen for metoden og styrkene ved den, samt problemer og utfordringer knyttet til den. Videre vil vi presentere metoder for å måle produktivitet over tid, der hovedfokuset vil ligge på Hicks-Moorsteen indeksen.

3.1 Benchmarking

Benchmarking er en type prestasjonsmåling som kartlegger hvor bra man gjør det og hvor mye man kan forbedre seg. Det finnes flere definisjoner på benchmarking, den mest treffende kan være;

”Benchmarking er kunsten å være ydmyk nok til å innrømme at noen er bedre enn deg selv, og samtidig være vis nok til å lære å bli like god eller bedre” (Andersen og Pettersen, 1995: 13)

Selve ordet benchmark betyr;

”Et benchmark er et prestasjonsnivå anerkjent som det beste for en forretningsprosess (best-in-class) og som kan tjene som referanse for sammenlikning” (Andersen og Pettersen, 1995: 13)

Med andre ord innebærer benchmarking en metodikk for forbedring, gjennom sammenlikning med andre enheter som er anerkjent som de beste på et område. Vi kan derfor definere benchmarking som en læringsprosess der de relativt dårligste kan lære fra de relativt beste, noe som er konsistent med konserndirektør for UPN i Statoil, Øystein Michelsen, sitt syn på benchmarking (North Sea Benchmark 2010: 1);

”Det å gjøre en ekstern benchmark gir oss en indikasjon på hvor langt frem vi minst må være for å være i toppen, og det gir et ekstra driv i forbedringsarbeidet. Jeg ser på en benchmark som et verktøy til å drive forbedringsarbeid. Og ingen må gjøre det dårligere i fremtiden enn de som er best i dag”

Dette vil også gjelde ved en intern benchmarking der man vil sammenlikne seg mot de beste innen samme bedrift, og at man på den måten kan dra nytte av å lære fra de som gjør det best. For Statoil ASA vil vi gjøre en intern prestasjonsbenchmarking der vi vil anvende nøkkeltall for å analysere kostnadseffektivitet for de enkelte installasjoner.

Prestasjonsbenchmarking går ut på å sammenlikne sine nøkkeltall mot de sterkeste aktørene, med det mål å kartlegge hvilke områder de sterkeste aktørene er bedre, og hvor mye bedre de er. Denne informasjonen kan brukes til å sette operative mål for seg selv, bevise at en forbedring er nødvendig, og å motivere seg selv til forbedring gjennom å dokumentere at forbedring er mulig – ”andre har klart det” (Andersen og Petersen, 1995). Ved prestasjonsmåling bør man være oppmerksom på at dårlige resultater i en benchmarking kan føre til demotivasjon og handlingslammelse. For å unngå dette er det derfor viktig å ha fokus på læring og hvordan man selv kan dra nytte av benchmarkingen.

Intern benchmarking er vanlig i store bedrifter som består av flere ulike enheter. Fordelen med denne typen benchmarking er at det er lettere å overføre kunnskaper fra én enhet til en annen, i motsetning til ved en ekstern benchmarking der det kan tenkes at man ikke kan dra nytte av informasjon fra konkurrentene for å forbedre seg. Å bruke læring som målsetning ved benchmarking er derfor enklere ved intern benchmarking.

En ulempe ved benchmarking er at metoden ikke åpner for muligheten for at de enhetene benchmarkingen anslår er fullstendig effektive kan øke effektiviteten ytterligere, da prestasjoner måles etter ”best-in-class”-prinsippet. Benchmarking er derfor en fin måte å sammenlikne seg mot andre, men ikke mot et ”teoretisk optimum”.

Benchmarking kan identifisere forbedringspotensiale ved enkelte enheter og være med på å sette rammer for planleggingsprosessen og fremtidige budsjetter. Å måle prestasjoner er derfor kun en indikator på områder som kan forbedres, men sier ingenting om *hvordan* man kan forbedre seg. Benchmarking er derfor kun et kvantitativt mål, ikke et kvalitativt. Hva som må gjøres for å forbedre seg er blant annet opp til ledelsen, kunnskaper om bransjen og teknologiske kunnskaper.

3.2 Produktivitet og effektivitet

Vi vil i det følgende redegjøre for vår bruk av begrepene effektivitet og produktivitet i vår oppgave. Begrepene blir ofte brukt om hverandre, og vi velger derfor å klargjøre forskjellen mellom dem.

Den tradisjonelle definisjonen på produktivitet er hvor godt man omdanner input til output og er forholdstallet mellom de to;

$$\text{Produktivitet} = \frac{\text{Output}}{\text{Input}}$$

Når vi kun har ett produkt og én innsatsfaktor er dette en enkel beregning. I virkeligheten vil vi ofte ha flere input og output og man bruker derfor ofte begrepet totalfaktorproduktivitet (TFP) når vi snakker om produktivitet. Totalfaktorproduktivitet tar hensyn til alle faktorer i produksjonen og er dermed forholdet mellom en veid sum av output og en veid sum av input. I formelen under ser vi at man kan bruke vekter for hver av variablene for å skille mellom hvor stor betydning de har (Coelli, Prasada Rao, O'Donnell og Battese, 2005);

$$TFP = \frac{\sum_{r=1}^s u_r y_r}{\sum_{i=1}^m v_i x_i} = \frac{\text{Veid sum output}}{\text{Veid sum input}} \quad (1)$$

Der u_r og v_i er vekter for henholdsvis output r og input i , hvor $r = 1, \dots, s$ og $i = 1, \dots, m$.

Variasjoner i produktivitet påvirkes blant annet av forskjeller i produksjonsteknologi, forskjeller i effektiviteten i produksjonsprosessen og forskjeller i omgivelsene der produksjonen finner sted.

Charnes m.fl. (1985) definisjon på effektivitet samsvarer med konseptet Pareto-optimalitet:

”100 % effektivitet kan kun oppnås av en DMU når:

- a. Output ikke kan økes uten å enten (1) øke bruken av én eller flere av innsatsfaktorene, eller (2) redusere annen output*
- b. Input ikke kan reduseres uten å enten (1) redusere output, eller (2) øke bruken av andre input”*

Vi definerer effektivitet som forholdet mellom faktisk produktivitet og best mulig produktivitet;

$$\text{Effektivitet} = \frac{\frac{y}{x}}{\frac{y^*}{x^*}} \quad (2)$$

Notasjoner:

y = observert output

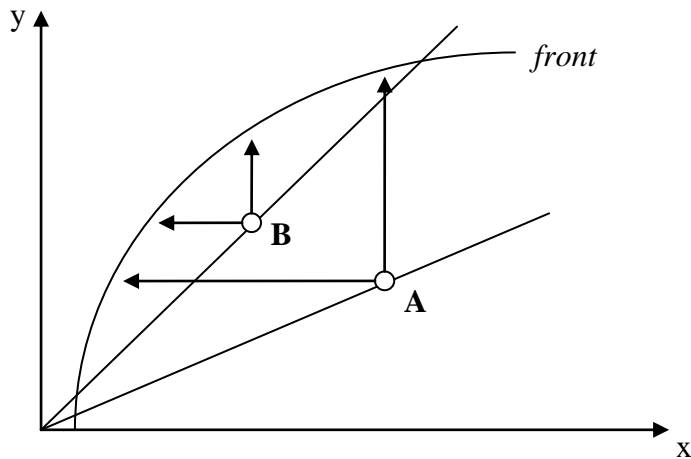
x = observert input

y* = optimal output

x* = optimal input

Den faktiske produktiviteten for en gitt DMU er direkte observerbar. Best mulig produktivitet vil en komme frem til via benchmarkingsmetoder som gir et mål på beste praksis. Siden effektivitet beregnes ut fra beste praksis, er det derfor et relativt mål og har ingen verdi uten sammenlikning med andre.

Figur 3.1 illustrerer forskjellen på effektivitet og produktivitet. Produktivitet er gitt ved de rette linjene som går fra origo og gjennom DMUene A og B, og gir et mål på forholdstallet mellom output og input. Effektivitet er et relativt mål og beregnes ved å sammenlikne seg med "best-practice", gitt ved fronten. DMUene kan derfor forbedre sin produktivitet og dermed sin effektivitet ved å enten øke output eller redusere input.



Figur 3.1: Effektivitet og produktivitet

3.3 Tradisjonelle metoder for å måle effektivitet

3.3.1 Ytelsesbrøker

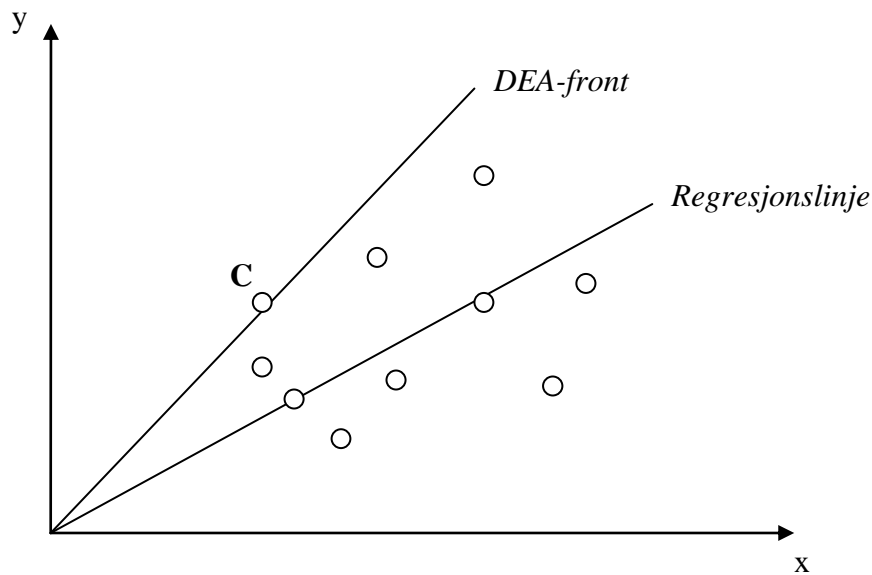
En vanlig metode for å måle prestasjoner er å anvende såkalte ytelsesbrøker. Ytelsesbrøker involverer vanligvis én output over én input, eller én input over én output. Metodens popularitet kommer av at den er enkel å bruke og gir klare ytelsesindikatorer på spesifikke områder. Eksempler på ytelsesindikatorer i petroleumsproduksjon kan være $\frac{\text{produksjon}}{\text{kostnader}}$, $\frac{\text{total energibruk}}{\text{totale kostnader}}$ og $\frac{\text{produksjon}}{\text{antall brønner}}$. En av grunnene til at mange ledere anvender ytelsesbrøker er for å få en oversikt over effektiviteten innenfor de spesifikke oppgaver de er ansvarlig for (Thanassoulis, Boussofiane og Dyson, 1996). Dersom vi ser på finansielle ytelsesindikatorer, kan slike indikatorer bidra til å eliminere unødvendige kostnader og øke lønnsomheten.

I situasjoner der vi kun har én input og én output gir ytelsesbrøker et meningsfullt mål på prestasjoner. I virkeligheten vil man ofte ha situasjoner der man har flere input og flere output i produksjonsprosessen, og i disse situasjonene vil det være vanskelig å oppnå et helhetlig mål på effektivitet ved bruk av ytelsesbrøker. Det vil oppstå problemer dersom vi ønsker å sette sammen de individuelle ytelsesbrøkene til ett samlet effektivitetsmål da det kan være problematisk å vite hvordan man skal vekte de sammen. Dette gjør at det kan være vanskelig å sammenlikne seg med andre DMUer med andre forutsetninger enn en selv.

3.3.2 Regresjonsanalyse

Regresjonsanalyse er en parametrisk metode som kan brukes til benchmarking. Denne metoden kan brukes til å sammenlikne DMUenes prestasjoner ved flere input og flere output. Et vanlig utgangspunkt ved regresjonsanalyse er å bruke minste kvadraters metode for å estimere en regresjonslinje. Regresjonslinjen vil gi en matematisk funksjon som kan brukes til å predikere eksempelvis den outputen vi ønsker å undersøke gitt våre observerte input. Den predikerte output vil kunne fungere som et normaliseringsgrunnlag, og ved å sammenlikne predikert output og observert output gir dette oss et mål på effektivitet. I motsetning til DEA-metoden som benchmarker mot ekstremobservasjoner, vil regresjonsanalyse benchmarke mot gjennomsnittsobservasjoner. Observasjoner som ligger over regresjonslinjen vil bli karakterisert som ”overlegne”, mens observasjoner under linjen blir karakterisert som ”underlegne”. I DEA vil alle avvik fra linjen karakteriseres som ineffektivitet (Cooper, Seiford og Tone, 2006).

Fordelen ved regresjonsanalyse over DEA-metoden er at metoden kan ta hensyn til statistisk ”støy”. Man kan derfor korrigere for at det kan finnes andre forhold enn de input som vi inkluderer i modellen som kan påvirke output. DEA-metoden antar at alle observasjonene er riktige og er derfor følsom for målefeil. Siden regresjonsanalyse ser på gjennomsnittsobservasjoner, vil såkalte ”outliere” ha en mindre effekt på resultatene enn ved DEA-metoden, der man ser på ekstremobservasjoner. Ved DEA vil eventuelle ”outliere” kunne presse fronten unaturlig høyt og kan føre til feil i effektivitetsscorene.



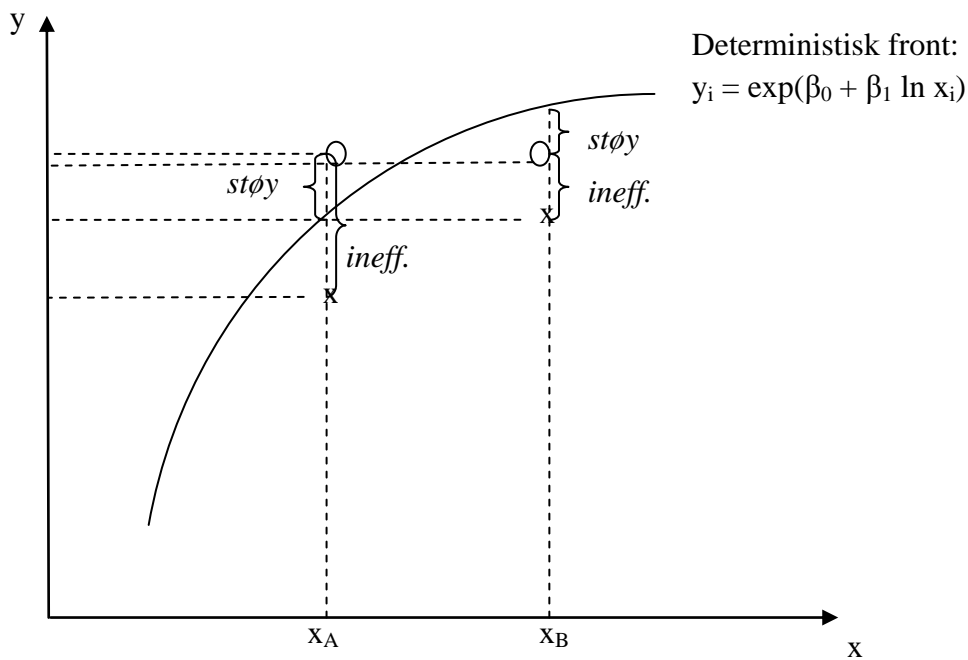
Figur 3.2: DEA vs. regresjon

En ulempe ved regresjonsanalyse er at det er nødvendig å definere en funksjonell form på produktfunksjonen. Dette kan være relativt vanskelig uten inngående kunnskaper om bransjen. Man kan også ha tilfeller der det ikke finnes en åpenbar matematisk sammenheng i produksjonsprosessen. Regresjonsanalysen har heller ikke evnen til å identifisere slakk i produksjonsprosessen. For å identifisere slakk er man avhengig av å ta i bruk andre metoder, som lineære programmeringsmetoder (Thanassoulis, 1993).

3.4 Nyere metoder for å måle effektivitet

3.4.1 Stochastic Frontier Analysis (SFA)

SFA-metoden bygger på tradisjonelle regresjonsanalyser og har de statistiske hjelpemidlene dette innebærer. Metoden er en parametrisk metode for effektivitetsmåling. Med dette menes at man forsøker å estimere ulike parametre for å komme frem til en produksjonsfront som passer med de observerte DMUene. Metoden tar høyde for målefeil og avvik fra fronten representerer dermed både ineffektivitet og statistisk støy.



Figur 3.3: SFA-fronten

I figur 3.3 har vi output på den vertikale aksene og input på den horisontale aksene. Den deterministiske fronten er estimert på bakgrunn av observerte DMUer. SFA-metoden skiller mellom variasjoner som skyldes ineffektivitet og variasjoner som skyldes feilrapportering og annen støy. I praksis gjøres dette gjennom å estimere en likning med to restledd. Det ene restleddet fanger opp de stokastiske variasjonene i datamaterialet som skyldes støy, mens det andre fanger opp effektivitetseffekten. Restleddet som fanger opp ineffektiviteten vil ha en ikke-negativ verdi, mens restleddet som fanger opp statistisk støy vil være normalfordelt rundt null. Egenskapene til restleddene tillater derfor at observasjoner kan ligge over fronten. Dette er en motsetning til DEA-metoden der alle avvik fra fronten antas å skyldes ineffektivitet og innebærer dermed en restriksjon som gjør at alle observasjonene vil ligge under eller på fronten.

Funksjonen kan ta følgende form:

$$\ln y_i = \beta_0 + \beta_1 \ln x_i + v_i + u$$

Notasjoner:

y_i = output DMU i

β_0 og β_1 = estimerte parametre

x_i = input DMU i

v_i = statistisk støy DMU i

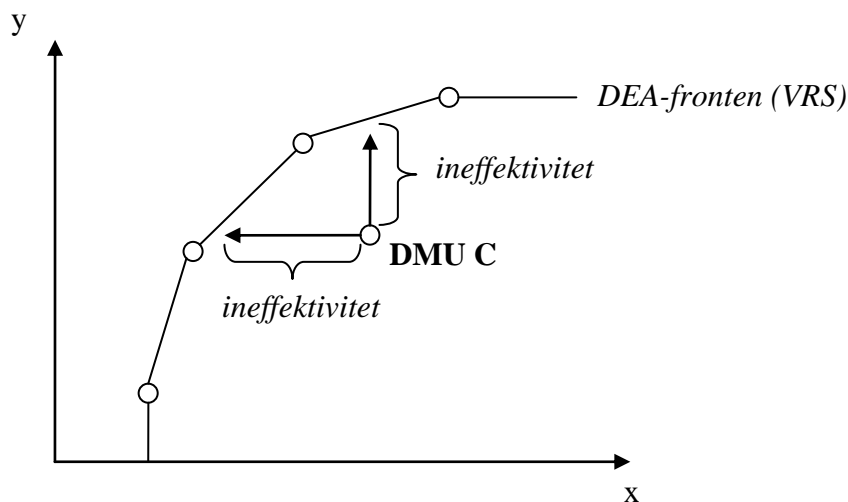
u_i = ineffektivitet DMU i

Fordelen ved SFA-metoden er at den tillater for statistisk støy på en slik måte at vi kan skille mellom støyvariabelen og ineffektivitet. Ulempen er at det ofte vil være vanskelig å definere en riktig funksjonell form i tilfeller der man ikke har god nok kunnskap om underliggende produksjonsstruktur. I mange tilfeller vil det heller ikke finnes en opplagt matematisk sammenheng i produksjonsprosessen. SFA-metoden krever at det gjøres flere valg a priori, som valg av funksjonsform og parameterverdier. Jo flere slike valg som må gjøres, desto større er behovet for eksakt kunnskap om årsakssammenhenger, og desto større blir risikoen for feil. Ved ny informasjon i datasettet må disse valgene gjøres på nytt for å kunne estimere en ny produktfunksjon. En annen ulempe ved metoden er at det kan oppstå problemer dersom man har for få observasjoner i analysen. Ved få observasjoner vil en oppleve at man får få frihetsgrader, som kan resultere i lav signifikans for modellen.

Petroleumsproduksjon er en kompleks produksjonsprosess som kan være utfordrende å spesifisere som en matematisk sammenheng. Prosessen ved å utforme en funksjonell form på produksjonsprosessen vil være svært tidkrevende og vil kreve inngående kunnskaper om produksjonen. Grunnet denne kompleksiteten vil det finnes store muligheter for å gjøre feil ved utforming av produktfunksjonen og estimering av parametrene, og vi anser derfor ikke SFA som en hensiktsmessig metode for oss å bruke.

3.4.2 Data Envelopment Analysis (DEA)

DEA er en deterministisk og ikke-parametrisk metode for å måle relativ effektivitet basert på lineær programmering. Denne metoden konstruerer en stykkevis og lineær ”front” som omhyller de mest effektive observasjonene og lineære kombinasjoner av disse. Metoden er ikke-parametrisk i den forstand at det ikke pålegges noen bestemt parametrisk struktur på produktfunksjonen. Fronten er deterministisk i den forstand at den betrakter hver observasjon som korrekt og fungerer som referanse for de ineffektive DMUene. Metoden bygger på tre antagelser a) at de observerte tilpasningene faktisk er mulige, b) fri avhending, altså at en alltid kan kvitte seg med produkter og innsatsfaktorer, og c) konveksitet, som betyr at dersom vi har to mulige tilpasninger, vil også en tilpasning midt mellom være mulig (Førsund og Kittelsen, 2001).



Figur 3.4: DEA-fronten

I figur 3.4 har vi output på den vertikale aksene og input på den horisontale aksene. Fronten dannes på bakgrunn av observerte input og output til de DMUene som inngår i datasettet. De mest effektive enhetene danner den effektive fronten og blir ansett som fullstendig effektive, mens de øvrige enhetene måler sin ineffektivitet ved å måle seg mot fronten.

En av fordelene ved DEA-metoden er at den kan behandle situasjoner der man har flere input og flere output, uten å måtte definere en felles måleenhet. Det er heller ikke nødvendig med kunnskaper om markedspriser da metoden kan bruke alle typer måleenheter som vekt, volum, antall m.m. DEA-metoden samler disse forskjellige måleenhetene til én felles score på en enkel måte. Alle organisasjoner kan derfor bruke metoden, som offentlige institusjoner og non-profit organisasjoner, så vel som profittmaksimerende bedrifter.

Den største fordelen ved DEA-metoden er at det ikke er nødvendig å definere en funksjonell form på fronten. Å definere en riktig funksjonell form vil ofte være en utfordring da man sjelden har tilstrekkelig med kunnskaper om produksjonsprosessen for å kunne definere en riktig systematisk sammenheng. DEA-metoden måler effektivitet heller basert på ”best practice”. Ved nye observasjoner i datasettet vil det derfor ikke være nødvendig med den tidkrevende prosessen med å definere en ny funksjonell form slik som i parametriske modeller der en aktivt må endre parametre og oppgavedefinisjoner. I de parametriske modellene stilles det derfor store krav til informasjonsgrunnlag, og jo mer komplisert modellen blir, desto større vil risikoen være for at både modellutforming og parameterverdier blir feil. Ved DEA vil fronten skifte automatisk ved nye observasjoner siden metoden innebærer en ”innhylling” av de faktiske observasjonene. Vi anser det derfor som mest hensiktsmessig å anvende DEA-metoden i vår analyse der produktfunksjonen dannes av faktiske observasjoner.

Den største ulempen er at metoden er følsom for målefeil, da alle avvik fra fronten antas å være ineffektivitet. Siden fronten dannes av ekstremobservasjoner vil såkalte ”outliere” kunne presse fronten unaturlig høyt, og gi bedriftene ufortjent ”pessimistiske” effektivitetsscore. Dette vil særlig være et problem når vi har få observasjoner. Nyere forskning har likevel utviklet statistiske tester som kan ta hensyn til utvalgsfeil. De statistiske metodene gjør det mulig å teste modellspesifikasjonen, betydningen av ”outliere” m.m., samt å gi konfidensintervaller for de estimerte størrelsene (Grosskopf, 1996). DEA-metoden setter også store krav til antall observasjoner og antall variabler. Jo høyere antall variabler, desto høyere andel DMUer vil gå med til å definere den effektive fronten og analysen vil miste litt av sin verdi.

Som en ”tommelfingerregel” bør antall enheter i datasettet være større eller lik summen av antall input og output multiplisert med tallet tre.

DEA-metoden kan være bedre å bruke enn SFA-metoden når man har høykvalitets data. Da vi anser vårt datagrunnlag å være av høy kvalitet, samt at det i DEA-metoden ikke er nødvendig å definere en funksjonell form på produktfunksjonen, velger vi å anvende DEA-metoden i vår analyse.

3.5 Presentasjon av DEA-metoden

3.5.1 Den effektive produktfunksjonen (fronten)

Farrell (1957) introduserte bruk av produktfunksjonen ved måling av effektivitet. Figur 3.5 illustrerer den effektive produktfunksjonen ved to input og én output via isokvanten SS'. Langs isokvanten holdes output konstant, og viser bytteforholdet mellom de to inputene. Dette er ensbetydende med at langs isokvanten har vi uendret produktivitet. Bytteforholdet mellom inputene kalles den marginale tekniske substitusjonsraten (MRTS) og viser hvor mye man eksempelvis må redusere x_1 ved én enhets økning i x_2 for å kunne holde output konstant. MRTS kan derfor ses på som helningen på isokvanten og er gitt ved formelen¹:

$$MRTS = \frac{\partial x_n(x_1, \dots, x_{n-1}, x_{n+1}, \dots, x_N)}{\partial x_m} = -\frac{MP_m}{MP_n} \quad (3)$$

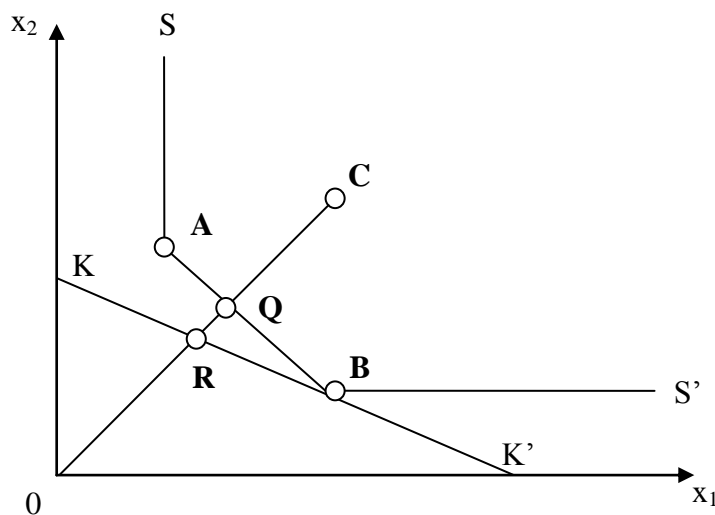
¹ Vi kan finne MRTS ved å differensiere produktfunksjonen: $y = F(x_1, x_2)$, der innsatsfaktorene x_1 og x_2 varierer ved et gitt produksjonsnivå.

$$\begin{aligned} \frac{\partial F(x_1, x_2)}{\partial x_1} dx_1 + \frac{\partial F(x_1, x_2)}{\partial x_2} dx_2 &= 0 \\ \frac{dx_1}{dx_2} &= -\frac{\partial F(x_1, x_2) / \partial x_2}{\partial F(x_1, x_2) / \partial x_1} = -\frac{MP_2}{MP_1} \end{aligned}$$

MP er marginal produktivitet, og sier hvor mye produksjonen endres ved en enhets endring i den ene innsatsfaktoren, ved å holde den andre innsatsfaktoren konstant.

Isokvanten er en stykkevis og lineær kombinasjon av de mest effektive DMUene og gir et estimat av den effektive fronten. Langs isokvanten er det ikke mulig å redusere inputbruken uten å samtidig redusere output. Fronten konstrueres ved at en linje trekkes mellom de mest effektive DMUene i tillegg til punktene $(0, \infty)$ og $(\infty, 0)$ for å sikre at de to ytterste linjestykkene fortsetter uendelig parallelt med aksene. Linjene mellom de effektive DMUene trekkes under følgende forutsetninger;

1. Helningen på isokvanten er ikke-positiv. Ved å anta denne forutsetningen, utelater vi at økt bruk av input kan føre til redusert output.
2. Ingen observerte DMUer ligger mellom fronten og origo.



Figur 3.5: Teknisk effektivitet, allokativ effektivitet og kostnadseffektivitet

Vi vil videre forklare hvordan man kan måle teknisk effektivitet (TE), allokativ effektivitet (AE) og kostnadseffektivitet (CE), basert på Farrells (1957) tankegang. Ved inputorientering vil teknisk effektivitet gå ut på å minimere bruk av innsatsfaktorer ved et gitt produksjonsnivå. Allokativ effektivitet involverer å velge den kombinasjonen av innsatsfaktorer ved et gitt produksjonsnivå, til lavest mulig kostnader. Kostnadseffektivitet er produktet av TE og AE, som indikerer at for å være fullstendig kostnadseffektiv må bedriften være både teknisk effektiv og allokerings effektiv.

Farrells effektivitetsbegreper kalles ofte radiale effektivitetsmål, fordi de, som i figuren ovenfor, måles langs rette linjer fra origo. Radiale mål beskriver at alle input (output) skal reduseres (økes) i samme proporsjoner (Farrell, 1957).

I figur 3.5 viser isokvanten SS' alle kombinasjoner av x_1 og x_2 som en fullstendig teknisk effektiv bedrift kan bruke ved å produsere én enhet output. Isokostlinjen KK' viser prisforholdet mellom de to innsatsfaktorene, og representerer kombinasjonen av disse for et gitt produksjonsnivå. Punktet C representerer DMU C og viser DMUens bruk av hver av inputene x_1 og x_2 som den bruker til å produsere en gitt mengde output. Punktet Q representerer en "hypotetisk" DMU som bruker samme proporsjoner av inputene x_1 og x_2 som DMU C, men i mindre mengder slik at den blir teknisk effektiv. Dette punktet brukes derfor som et referansepunkt ved måling av teknisk effektivitet for DMU C, og beregnes gjennom et vektet gjennomsnitt av to observerte DMUer som ligger på fronten. Vi kan derfor definere teknisk effektivitet ved følgende formel;

$$TE = \frac{OQ}{OC}$$

I tillegg til å se på om DMUene bruker den riktige mengden input, er det også interessant å se på om de bruker den riktige miksen av input gitt at vi skal minimere kostnadene. Teknisk effektivitet måler altså sløsing med input, mens allokativ effektivitet måler sløsing med kostnadene til den gitte inputmiks. Kun når en DMU befinner seg på isokostlinjen er den allokativt effektiv, og punktet R i figuren fungerer derfor som et referansepunkt for måling av sløsing med kostnader. Vi kan derfor definere allokativ effektivitet ved følgende formel;

$$AE = \frac{OR}{OQ}$$

Dersom DMU C endrer inputmiksen slik at den havner i punktet B vil den minimere kostnadene og bli allokativt effektiv. Kostnadseffektivitet finner vi der isokvantlinjen og isokostlinjen tangerer i punktet B, og er dermed produktet av TE og AE;

$$CE = AE \times TE$$

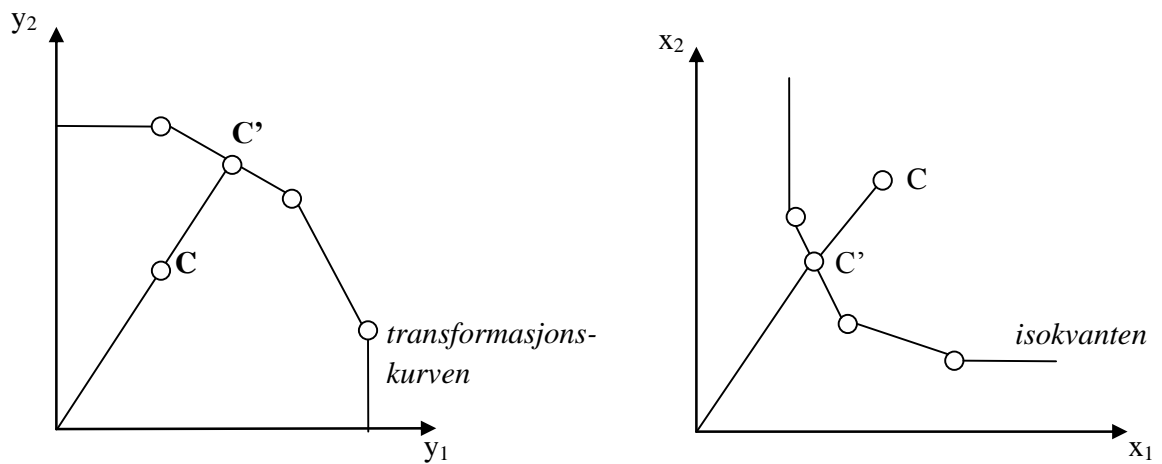
I vår oppgave vil vi anvende begrepet ”front” når vi snakker om referansefronten i DEA, samt i våre illustrasjoner. For å kunne illustrere en front på denne måten har vi brukt todimensjonale diagrammer. I virkeligheten vil en ofte ha situasjoner der man har flere dimensjoner slik at fronten egentlig vil være et hyperplan. I et n-dimensjonalt vektorrom defineres et hyperplan som et affint rom med dimensjonen n-1. For å enklest mulig kunne illustrere poenger og sammenhenger vil vi likevel anvende begrepet front, selv om man i virkeligheten som oftest vil stå ovenfor et hyperplan.

3.5.2 Input- og outputorientering

Konkurrerende bedrifter vil ha et overordnet mål om å maksimere profitt. Dette kan gjøres på to måter; å maksimere totale inntekter eller minimere kostnadene. I effektivitetsanalyser er det også mulig å både minimere kostnadene óg maksimere produksjonen, men det er mest vanlig å fokusere på en av delene. Før man gjennomfører en effektivitetsanalyse er det derfor vanlig å ta stilling til hvilken orientering man skal fokusere på – input eller output. I noen tilfeller vil man ha begrenset tilgang til innsatsfaktorer som brukes i produksjonen, og det vil da være av bedriftens interesse å maksimere produksjonen gitt disse knappe innsatsfaktorene. Dette kalles outputorientering; å maksimere output ved et gitt inputbruk. Ved utvinning av ikke-fornybare ressurser, som for eksempel olje og gass, vil det finnes en begrenset mengde som kan utvinnes, og produksjonen begrenses dermed naturlig deretter. I andre tilfeller kan det finnes kvoter og reguleringer som begrenser produksjonen. Her vil det være av interesse å minimere bruken av innsatsfaktorer ved det gitte produksjonsnivået. Dette kalles inputorientering – minimere inputbruken ved gitt output.

I figur 3.6 ser vi at i den outputorienterte figuren (til venstre) har vi en situasjon med to output og én input. Aksene viser produksjonsnivå av outputene y_1 og y_2 , og transformasjonskurven viser optimal produksjon ved et gitt inputnivå.

Produksjonsmulighetsområdet ligger her mellom fronten og origo og DMUene vil her maksimere output for å kunne nærme seg den effektive fronten.



Figur 3.6: Måling av effektivitet ved output- og inputorientering

I den inputorienterte figuren (til høyre) har vi en situasjon med to input og én output. Aksene viser inputbruk av inputene x_1 og x_2 , og isokvanten viser optimal bruk av input ved et gitt produksjonsnivå. I dette tilfellet ligger produksjonsmulighetsområdet på utsiden av fronten og DMUene vil derfor her minimere input for å kunne nærme seg den effektive fronten (Coelli, Prasada Rao, O'Donnell og Battese, 2005).

3.5.3 Produksjonsmulighetsområdet

I situasjoner der vi har flere input og flere output er det vanlig å forklare produksjonsteknologien ved hjelp av teknologisetttet (S). Teknologisetttet defineres ved;

$$S = \{(x, y): x \text{ kan produsere } y\}$$

Der x er en inputvektor $x = (x_1, \dots, x_n)$ og y er en outputvektor $y = (y_1, \dots, y_n)$, der x kan produsere y . Alle DMUer vil ligge innenfor dette området, ineffektive så vel som effektive (Coelli, Prasada Rao, O'Donnell og Battese, 2005).

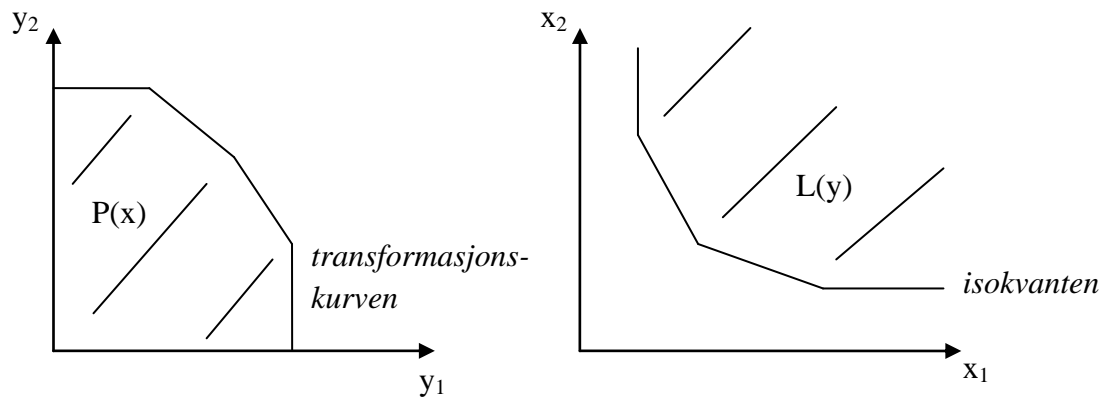
Teknologisettet kan deles opp i et output- eller inputsett. Outputsettet er begrenset ovenfra og beskriver at man ikke kan produsere ubegrenset output med et gitt inputnivå. Et gitt outputsett vil minimere inputmengden så lenge x kan produsere y. Outputsettet kan defineres som;

$$P(x) = \{y: x \text{ kan produsere } y\} = \{y: (x, y) \in S\}$$

Inputsettet er begrenset nedenfra og beskriver at man ikke kan minimere input ubegrenset ved et gitt outputnivå. Et gitt inputsett vil maksimere outputmengden så lenge x kan produsere y. Inputsettet kan defineres som;

$$L(y) = \{x: x \text{ kan produsere } y\} = \{x: (x, y) \in S\}$$

Figur 3.7 viser produksjonsmulighetsområdet, der figuren til venstre viser outputorientering, $P(x)$, og figuren til høyre viser inputorientering, $L(y)$.



Figur 3.7: Produksjonsmulighetsområdet ved output- og inputorientering

3.5.4 Distansefunksjoner

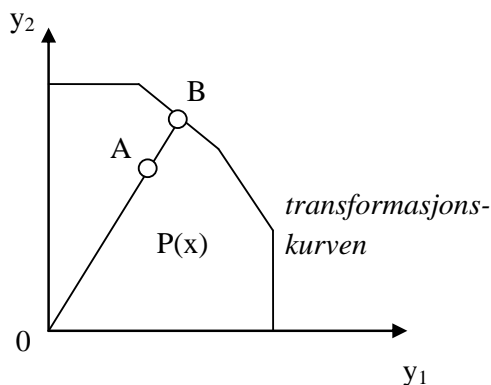
Distansefunksjoner gjør det mulig å måle effektivitet og produktivitet med flere output og flere input. En distansefunksjon måler relativ radial avstand mellom et punkt x i produksjonsmulighetsområdet og produksjonsmulighetsområdets avgrensning. I vår

oppgave tilsvarende dette forholdstallet mellom avstanden til en gitt DMU og den effektive fronten.

Ved outputorientering beskriver distansefunksjonen produksjonsteknologien ved hjelp av en maksimal proporsjonal økning av outputvektoren, gitt en inputvektor. Output distansefunksjon er definert ved outputsettet, $P(x)$ (Coelli, Prasada Rao, O'Donnell og Battese, 2005);

$$d_0(x, y) = \min \left\{ \delta : \left(\frac{y}{\delta} \right) \in P(x) \right\}$$

I figuren nedenfor har vi et tilfelle der vi har to output, y_1 og y_2 , produsert med én inputvektor x . Produksjonsteknologien er definert ved produksjonsmulighetsområdet $P(x)$. Verdien på distansefunksjonen for DMU A er gitt ved forholdet $\delta = OA/OB$.

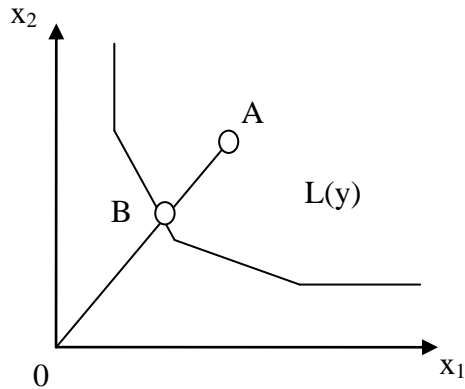


Figur 3.8: Distansefunksjon ved outputorientering

Ved inputorientering beskriver distansefunksjonen produksjonsteknologien ved hjelp av en minimal proporsjonal reduksjon av inputvektoren, gitt en outputvektor. Input distansefunksjon er definert ved inputsettet, $L(y)$;

$$d_1(x, y) = \max \left\{ \rho : \left(\frac{x}{\rho} \right) \in L(y) \right\}$$

I figuren nedenfor har vi et tilfelle der to input, x_1 og x_2 brukes til å produsere én output vektor y . Produksjonsteknologien er definert ved produksjonsmulighetsområdet $L(y)$. Verdien til distansefunksjonen til DMU A, er forholdet $\rho = 0A/0B$.



Figur 3.9: Distansefunksjon ved inputorientering

Ut fra figurene ovenfor ser vi at distansefunksjoner er den inverse av Farrells definisjon av teknisk effektivitet, der i er en gitt DMU;

$$D(x, y) = \frac{1}{TE_i}$$

3.5.5 Skalautbytte

Noe av det man må ta stilling til før man velger hvilken type DEA-modell som skal brukes i analysen er hvorvidt vi skal anta konstant eller variabelt skalautbytte. Skalautbytte dreier seg om hvordan output endrer seg ved endring i inputbruk, eller vice versa. Ved konstant skalautbytte vil økt eller redusert mengde input føre til en tilsvarende endring i output. Altså ved en dobling av alle input, vil output doble seg. I produksjoner der vi har konstant skalautbytte sier vi derfor at produksjonsteknologien er homogen av grad én (Silberberg og Suen, 2001).

Dersom vi øker input proporsjonalt med en faktor $t > 1$, kan CRS matematisk skrives som:

$$f(tx) = tf(x)$$

Ved CRS vil fronten i DEA-modellen ha en lineær form som strekker seg fra origo og lar alle enheter sammenliknes uavhengig av størrelse.

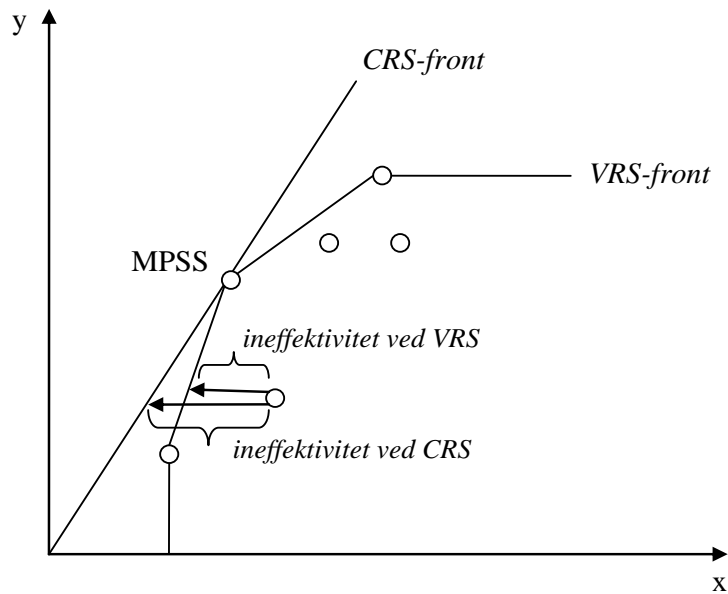
Variabelt skalautbytte (VRS) kan deles opp i økende skalautbytte (IRS) og avtakende skalautbytte (DRS). Ved IRS, også kalt stordriftsfordeler, vil en proporsjonal økning eller reduksjon i input føre til en større endring i output. Altså vil en dobling av alle input mer enn doble output. Dette er ensbetydende med at enhetskostnadene reduseres ved produsert mengde. IRS er ofte tilfellet i kapitalintensive industrier der man har en høy andel faste kostnader. Dersom vi øker input proporsjonalt med en faktor $t > 1$, kan IRS matematisk skrives som:

$$f(tx) > tf(x)$$

Ved DRS vil en proporsjonal økning eller reduksjon i input føre til en mindre endring i output. Altså vil en dobling av alle input mindre enn doble output. Dersom vi øker input proporsjonalt med en faktor $t > 1$, kan DRS matematisk skrives som:

$$f(tx) < tf(x)$$

Dersom vi antar VRS i DEA-modellen, vil produksjonsfronten bli stykkevis lineær og konveks. Dette tillater enhetene å sammenliknes med enheter som opererer i samme skala, og størrelsen på enheten vil derfor få betydning for effektiviteten (Coelli, Prasada Rao, O'Donnell og Battese, 2005).



Figur 3.10: DEA-front ved konstant og variabelt skalautbytte

Punktet MPSS (Maximum Productive Scale Size) i figur 3.10 betegner punktet for optimal skala. I dette punktet ser vi at CRS-fronten tangerer VRS-fronten og er det mest produktive punktet for alle DMUene (Banker, Charnes og Cooper, 1984). Ved IRS er produksjonen for lav i forhold til optimal skala, og det vil her lønne seg å oppskalere produksjonsvolumet for å havne i MPSS. Ved DRS er produksjonen for høy i forhold til MPSS og det vil her lønne seg å nedskalere produksjonen. For å maksimere lønnsomheten bør man likevel se på andre faktorer enn kun bruk av input og produsert mengde output. Hva som er optimal skala for den enkelte DMU vil blant annet avhenge av priser og etterspørselen i markedet. Det kan også tenkes at i noen tilfeller er produsert mengde eksogent gitt, og ikke direkte påvirkbart av produsenten, eksempelvis i tilfeller der produktet er en ikke-fornybar ressurs, eller at produksjonen er regulert av kvoter eller konsesjoner. MPSS reflekterer derfor ikke nødvendigvis et reelt lønnsomhetsmål.

Valg av modell med hensyn på skala er en avgjørelse som bør tas på bakgrunn av kunnskap om bransjen. Ved god kunnskap om bransjen den aktuelle DMUen befinner seg i vil en kunne ta en mest mulig riktig avgjørelse om skalaforutsetninger og anta den modellen som på best mulig måte reflekterer virkeligheten. I tillegg kan man teste for skalautbytte ved eksempelvis regresjonsanalyse, bootstrapping, m.m.

3.5.6 DEA-modell ved konstant skalautbytte

Farrell (1957) var grunnleggeren for tankegangen bak DEA-metoden, mens Charnes, Cooper og Rhodes (1978) tok Farrells arbeid videre og utviklet en modell som gir bakgrunn for beregninger av effektivitet ved hjelp av lineær programmering. Vi har valgt å kalle denne modellen for DEA_{CRS} -modellen. Modellen forutsetter konstant skalautbytte og baserer seg på følgende brøkprogrammeringsproblem;

$$\max h_0 = \frac{\sum_{r=1}^s u_r y_{r0}}{\sum_{i=1}^m v_i x_{i0}}, \quad (r = 1, \dots, s, \quad i = 1, \dots, m, \quad 0 = DMU 0) \quad (4a)$$

Gitt:

$$\frac{\sum_{r=1}^s u_r y_{rj}}{\sum_{i=1}^m v_i x_{ij}} \leq 1, \quad (j = 1, \dots, n) \quad (4b)$$

$$u_r, v_i \geq 0 \quad (4c)$$

Notasjoner:

y = output

u = vekt output

s = antall output

r = én bestemt output

x = input

v = vekt input

m = antall input

i = én bestemt input

n = antall DMU

0 = gjelder DMU 0

j = én bestemt DMU

I modellen over er y_{rj} og x_{ij} observerte output og input til DMU j . $u_r, v_i \geq 0$ er de variable vektene som modellen skal løse. Med andre ord skal modellen finne de variabelvektene som maksimerer effektiviteten til DMU_0 gitt at ingen av DMUene kan oppnå en større effektivitet enn 1, jamfør restriksjon 4b. Dette innebærer at en DMU kun er 100 % effektiv dersom den oppnår en effektivitetsscore på 1. Verdien på vektene er altså ikke bestemt på forhånd, men løses av modellen (Charnes, Cooper og Rhodes, 1978).

I brøkprogrammeringsproblemet ovenfor ser vi at vi vil få uendelig mange løsninger da vi har to eksogene variabler, u_r og v_i . For å kunne oppnå én optimal løsning, kan vi omformulere modellen til et lineært programmeringsproblem (LP-problem). Dette kan gjøres ved å sette den vektete sum input lik 1;

$$\sum_{i=1}^m v_i x_i = 1$$

Vi ser at ved å gjøre dette setter vi inputbruken konstant i alle perioder, og nevneren i brøkprogrammerings problemet blir satt lik 1. I prinsippet kan denne verdien velges fritt, men det vil ofte være mest praktisk å sette den lik 1, fordi vi da kan stryke nevneren og står igjen med bare en eksogen variabel. Likningen er en normeringslikning og vil bestemme hvilken verdi som senere vil bli tilordnet en fullstendig effektiv DMU. Når vi velger 1, sier vi at de som er fullstendig effektive får en verdi på 1 (eller 100 %). Primalformuleringen av LP-problemet kan derfor skrives på følgende måte;

DEA _{CRS} primal inputorientert	DEA _{CRS} primal outputorientert
$\max h_0 = \sum_{r=1}^s \mu_r y_{r0} \quad (5a)$	$\min h_0 = \sum_{i=1}^m v_i x_{i0} \quad (6a)$
Gitt:	Gitt:
$\sum_{i=1}^m v_i x_{i0} = 1 \quad (5b)$	$\sum_{r=1}^s \mu_r y_{r0} = 1 \quad (6b)$
$\sum_{r=1}^s \mu_r y_{rj} - \sum_{i=1}^m v_i x_{ij} \leq 0, (j=1, \dots, n) \quad (5c)$	$\sum_{i=1}^m v_i x_{ij} - \sum_{r=1}^s \mu_r y_{rj} \geq 0, (j=1, \dots, n) \quad (6c)$
$\mu_r, v_i \geq 0, (r=1, \dots, s, i=1, \dots, m) \quad (5d)$	$\mu_r, v_i \geq 0, (r=1, \dots, s, i=1, \dots, m) \quad (6d)$

I dette problemet ser vi at objektfunksjonen nå kun har én eksogen variabel, μ_r i inputmodellen, og v_i i outputmodellen. Grunnen til at vi velger en annen notasjon på vektene enn vi gjorde i problem (4a) er for å vise at vi nå har et annet LP-problem. LP-problemet ovenfor er på multiplikatorform og innebærer at vi skal maksimere veid sum output eller minimere veid sum input som gir grunnlaget for effektivitetsmålet h_0 for en gitt DMU. For å sikre at ingen DMUer, ved inputorientering, får en høyere effektivitetsscore enn 1, er det også lagt til følgende restriksjon;

$$\sum_{r=1}^s \mu_r y_{rj} - \sum_{i=1}^m v_i x_{ij} \leq 0$$

Denne restriksjonen sier også at den veide summen av output ikke kan være større enn den veide summen input. Restriksjonen $\mu_r, v_i \geq 0$ sørger for at ingen av vektene til input eller output kan være negative.

Objektfunksjonen (5a) maksimerer den veide sum output, via vekten μ_r , som gir størst mulig effektivitet for enheten som undersøkes. Optimalt inputforbruk vil være $x_{i0} \times h_0$ og forbedringspotensialet er $x_{i0} \times (1 - h_0)$.

Alle LP-problem har et dualproblem, som er speilbildet av primalproblemet. Dualproblemet er en annen måte å formulere det samme problemet, og den optimale verdien for primal- og dualproblemet vil være lik. Det nye i dualproblemet er at vi i tillegg til en effektivitetsscore også får et referansesett som de ineffektive DMUene kan sammenlikne seg mot. Dette definerer produksjonsmulighetsområdet. Multiplikatorformen av DEA_{CRS} -modellen kalles primalproblemet, mens dualproblemet til denne kalles envelopformen. Ut fra tidligere forskning har det vist seg at det er mest vanlig å bruke dualformuleringen. Dette kan være fordi denne er mer intuitivt knyttet til tradisjonell produksjonsteori.

Siden vårt primalproblem, ved inputorientering, er et maksimeringsproblem, er følgelig vårt dualproblem et minimeringsproblem. Dualformuleringen vil ta følgende form;

DEA_{CRS} dual inputorientering	DEA_{CRS} dual outputorientering
$\min W_0 = w_0 \quad (7a)$	$\max G_0 = g_0 \quad (8a)$
Gitt:	Gitt:
$w_0 x_{i0} \geq \sum_{j=1}^n \lambda_j x_{ij} \quad (i = 1, \dots, m) \quad (7b)$	$g_0 y_{r0} \leq \sum_{j=1}^n \lambda_j y_{rj} \quad (r = 1, \dots, s) \quad (8b)$
$y_{r0} \leq \sum_{j=1}^n \lambda_j y_{rj} \quad (r = 1, \dots, s) \quad (7c)$	$x_{i0} \geq \sum_{j=1}^n \lambda_j x_{ij} \quad (i = 1, \dots, m) \quad (8c)$
$\lambda_j \geq 0 \quad (j = 1, \dots, n) \quad (7d)$	$\lambda_j \geq 0 \quad (j = 1, \dots, n) \quad (8d)$

Notasjoner:

w_0 = effektivitetstall inputorientering

g_0 = effektivitetstall outputorientering

λ = vekt/intensitetstall for sammenlikning

w_0 er her en skalar vekt som er effektivitetstallet for den gitte DMU. Denne viser hvor mye DMUen kan redusere/skalere ned sin bruk av input i forhold til referansefronten.

Restriksjon (7b) definerer mulig produksjon i inputrommet. Denne danner en laveste grense for hvor mye vi kan redusere input for den gitte DMU. Altså definerer restriksjonen produksjonsmulighetsområdet. Modellen forsøker via w_0 å minimere inputforbruket til den gitte DMUen innenfor det definerte produksjonsmulighetsområdet.

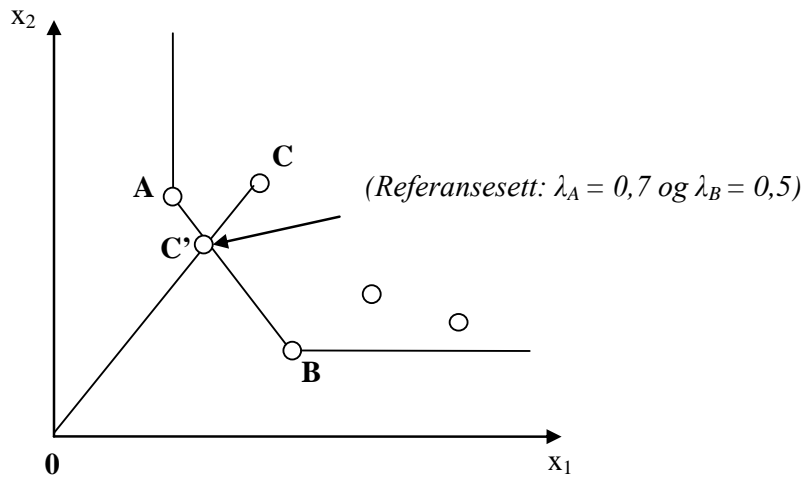
Restriksjon (7c) sikrer at det ikke er mulig for en gitt DMU å produsere mer enn referansesettet. Den siste restriksjonen sier at vekten λ_j alltid må være større eller lik 0.

λ_j er en vekt, eller et intensitetstall, som viser hvilke DMUer som danner den effektive fronten den gitte DMUen skal sammenliknes mot. Siden det finnes én λ_j for enhver produksjonsvektor, så vil den optimale vekten av λ_j bestemme veiingen av de DMUene som den gitte DMUen skal sammenliknes mot. Referansepunktet for måling av effektivitet for en gitt DMU er dermed et veid gjennomsnitt av den nærmeste effektive DMUen som er større enn den gitte DMUen og den nærmeste effektive DMUen som er mindre enn den gitte DMUen. λ -ene er vektene i det veide gjennomsnittet. Uttrykkene

$\sum_{j=1}^n \lambda_j * x_{ij}$ og $\sum_{j=1}^n \lambda_j * y_{rj}$ i likning (8c) og (7c) definerer punkter i

produksjonsmulighetsområdet. Som et eksempel ser vi at dersom $\lambda_A = 0,7$ og $\lambda_B = 0,5$, har vi et punkt som består 70 % av alle input og output for DMU A og 50 % av alle input og output for DMU B. Dette er illustrert i figur 3.11 (Cooper, Seiford og Tone, 2006).

Ved outputorientering i dualproblemet vil en forsøke å finne ut hvor mye man kan øke output for en gitt DMU, ved å holde input konstant. Problemet er i stor grad lik inputorientering, men at vi nå vil maksimere observert output, i stedet for å minimere input.



Figur 3.11: Referansesett, inputorientering

3.5.7 DEA-modell ved variabelt skalautbytte

DEA_{CRS}-modellen forutsetter konstant skalautbytte, noe som ikke alltid er en riktig antagelse. Banker, Charnes og Cooper (1984) videreutviklet DEA_{CRS}-modellen til å justere for variabelt skalautbytte. Vi velger å kalle denne modellen for DEA_{VRS}-modellen.

I DEA_{VRS}-modellen endres produksjonsmulighetsområdet til å ikke være homogent av grad 1 lenger, og gjøres ved å legge til følgende restriksjon i modell (7) og (8);

$$\sum_{j=1}^n \lambda_j = 1$$

Denne restriksjonen gjør at alle sammenlikningspunkter skal være konvekse kombinasjoner av faktiske observasjoner og sikrer at en gitt DMU blir sammenliknet med DMUer som opererer i lik skala. DEA_{VRS}-modellen får da følgende form (Cooper, Seiford og Tone, 2006):

DEA _{VRS} dual inputorientering	DEA _{VRS} dual outputorientering
$\min W_0 = w_0$ (9a)	$\max G_0 = g_0$ (10a)
Gitt:	Gitt:
$w_0 x_{i0} \geq \sum_{j=1}^n \lambda_j x_{ij} (i = 1, \dots, m)$ (9b)	$g_0 y_{r0} \leq \sum_{j=1}^n \lambda_j y_{rj} (r = 1, \dots, s)$ (10b)
$y_{r0} \leq \sum_{j=1}^n \lambda_j y_{rj} (r = 1, \dots, s)$ (9c)	$x_{i0} \geq \sum_{j=1}^n \lambda_j x_{ij} (i = 1, \dots, m)$ (10c)
$\sum_{j=1}^n \lambda_j = 1$ (9d)	$\sum_{j=1}^n \lambda_j = 1$ (10d)
$\lambda_j \geq 0 (j = 1, \dots, n)$ (9e)	$\lambda_j \geq 0 (j = 1, \dots, n)$ (10e)

3.5.8 Slakk

Ved stykkevis lineære fronter som i DEA vil en få problemet med at fronten på endene vil gå parallelt med aksene. Dette åpner opp for at DEA-modellen tillater for slakk. Slakk er ”sløsing” med ressurser og kan deles opp i inputslakk og outputslakk. Inputslakk innebærer at man bruker mer input for å produsere en gitt mengde output enn nødvendig. På samme måte innebærer outputslakk at man produserer mindre output med en gitt mengde input enn det som er mulig med det gitte inputnivået. Slakk i DEA er dermed differansen mellom referanseenheten og det faktiske referansepunktet (Coelli, Prasada Rao, O’Donnell og Battese, 2005).

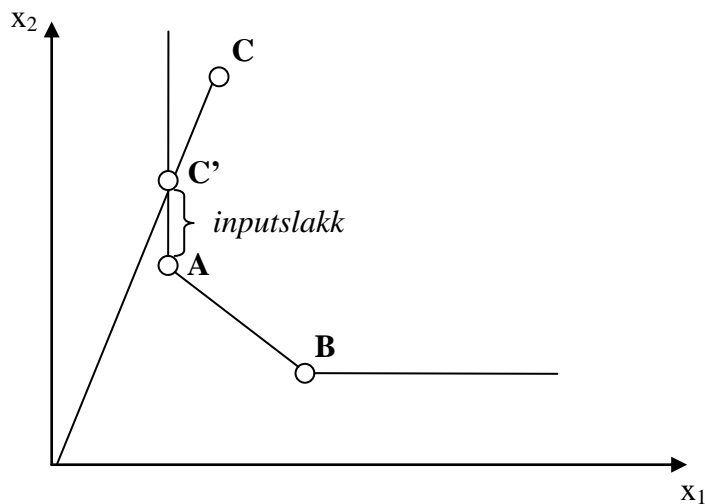
Beregning av outputslakk (S_r^+) er gitt ved:

$$S_r^+ = \sum_{j=1}^n y_{rj} \lambda_j - y_{r0}$$

Beregning av inputslakk (S_i^-) er gitt ved:

$$S_i^- = w_0 x_{i0} - \sum_{j=1}^n x_{ij} \lambda_j$$

I figur 3.12 får DMU C referanseenheten C'. I dette punktet ser vi at DMU C fortsatt kan redusere bruk av input x_2 uten å øke bruk av input x_1 og fortsatt kunne produsere samme mengde output. Det optimale referansepunktet burde derfor være punkt A. Slakk i DEA-sammenheng vil i stor grad være et "referanseproblem", altså et problem ved identifisering av et riktig referansepunkt for den ineffektive DMUen. Man vil i svært sjeldne tilfeller ha den situasjonen at en DMU havner nøyaktig på den biten av fronten som går parallelt med aksene, der man vil ha en situasjon med reell slakk.



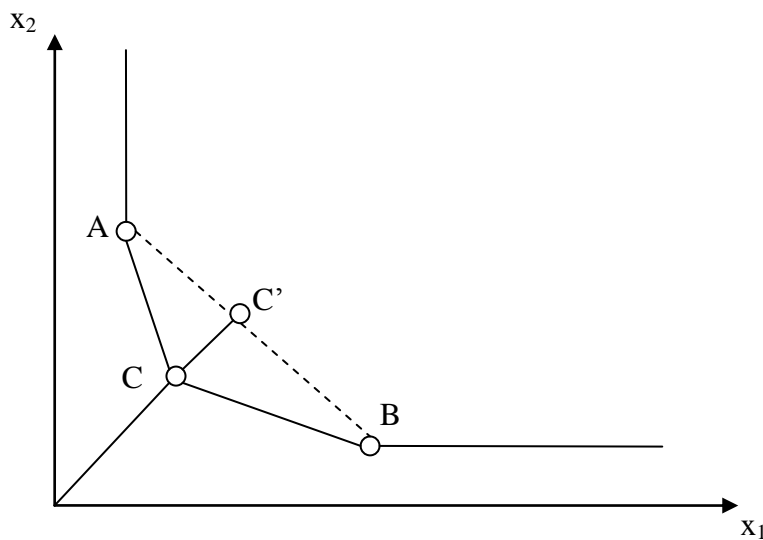
Figur 3.12: Slakk ved inputorientering

3.5.9 Supereffektivitet

Målet ved effektivitetsanalyser er ofte å skape incentiver til effektiv drift. På kort sikt vil dette innebære at DMUene stadig vil nærme seg den effektive fronten. På lengre sikt vil det være et mål å også gi selve fronten et skift, altså at teknologien skal forbedres. Dette innebærer at de allerede 100 % effektive DMUene forbedrer effektiviteten

ytterligere. Den tradisjonelle DEA-analysen gir ikke incentiver til dette, da de 100 % effektive DMUene allerede har oppnådd sin maksimale score.

En måte å løse dette på er å tillate for supereffektivitet. Dette innebærer å utelate den aktuelle DMUen fra datagrunnlaget og analysere hvor mye fronten endrer seg når man inkluderer DMUen i datagrunnlaget igjen. På denne måten vil man kunne se hvor mye den aktuelle DMUen bidrar til effektiviteten i bransjen og gjør det mulig for en DMU å oppnå en effektivitetsscore høyere enn 1 ved inputorientering eller en score lavere enn 1 ved outputorientering. Supereffektivitet tillater også en rangering av de DMUene som i den tradisjonelle DEA-analysen er 100 % effektive, der eksempelvis en DMU med effektivitetsscore på 1,2 er mer effektiv enn en DMU med en score på 1,1 ved inputorientering.



Figur 3.13: Supereffektivitet ved inputorientering

Andre fordeler ved evaluering av supereffektivitet er at den kan identifisere potensielle "outliere" i datasettet. Dersom en DMU oppnår en unaturlig høy supereffektivitetsscore, kan det finnes grunnlag for å analysere om den bør fjernes fra datasettet (Lovell og Rouse, 2003). Metoden kan også brukes for å gjennomføre sensitivitetsanalyser.

Sensitivitetsanalysene vil kunne analysere endringer i effektivitetsscore til både den aktuelle DMUen, samt de ineffektive DMUene.

Nyere forskning har likevel advart mot å stole for mye på de tallene som fremkommer ved måling av supereffektivitet. Noe av kritikken er rettet mot at i enkelte tilfeller kan fronten spennes ut i en av dimensjonene av en DMU som skiller seg fra de andre i den forstand at det er langt til neste observasjon. Supereffektivitetstallet kan dermed få et svært høyt tall. Dette problemet vil være særlig fremtredende ved observasjonene i ”enden” av fronten. Dersom vi utelater disse observasjonene vil fronten skifte relativt mye og gi urealistisk høye supereffektivitetstall (Grammeltvedt m.fl., 2006).

3.5.10 Kategoriske variabler

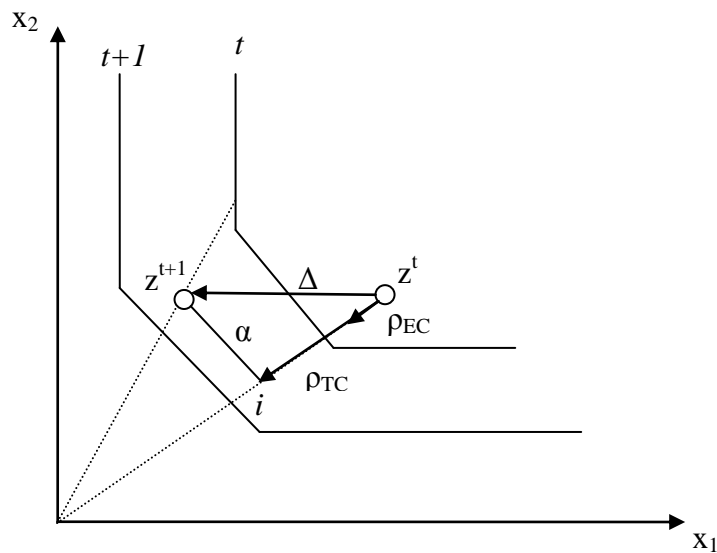
I tillegg til ”vanlige” input og output, som kostnader og produksjon, vil det også finnes særegne faktorer for den enkelte DMU som kan påvirke driften, som illustrerer at de ulike DMUene kan operere under ulik grad av kompleksitet. Disse ”kompleksitetsfaktorene” bør inkluderes i DEA-modellen for å justere for DMUenes ulike rammevilkår, og kan inkluderes som enten input- eller outputvariabler. Dersom variablene fungerer som en ressurs for enheten, kan de inkluderes som input, mens dersom variablene er ressurskrevende kan de inkluderes som output, som eksempelvis aktivitetsdata (www.deazone.com).

Variablene kan inkluderes som kontinuerlige eller de kan kategoriseres. Dersom vi kategoriserer variablene vil vi sikre at DMUene kun sammenliknes mot DMUer som opererer under samme rammevilkår. I tillegg vil DMUer som opererer under mer komplekse forhold tillates å bruke mer input eller produsere mindre output enn de DMUene som opererer under mindre komplekse forhold. Dette vil bidra til å gi mer realistiske effektivitetsscore enn dersom vi inkluderer kompleksitetsfaktorene som kontinuerlige variabler.

3.6 Måling av produktivitetsendringer over tid

Måling av effektivitet gir et statisk bilde av situasjonen, der effektivitetsscorene beregnes relativt til andre. Det effektivitetsscorene ikke sier noe om er hvordan DMUene har forbedret eller forverret seg over en gitt tidsperiode. Ved å måle produktivitetsendring over tid vil man kunne få et klarere bilde på DMUenes utvikling. Her måles teknologisk endring og hvordan de aktuelle DMUene har ”hengt med” i denne endringen.

Figur 3.14 viser hvordan man kan se på produktivitetsendringer. I figuren ser vi at en DMU har flyttet seg fra punkt z^t i periode t til punkt z^{t+1} i periode $t+1$. I tillegg har vi hatt en teknologiforbedring som har gitt fronten et skift innover fra periode t til periode $t+1$. Endringen Δ til DMUen kan dekomponeres i det allokativ skiftet α , og endring relatert til effektivitetsendringen ρ_{EC} og den teknologiske endringen ρ_{TC} . Den faktiske effektivitetsendringen til DMUen vil derfor være linjestykket iz^t fratrukket ρ_{TC} (Belsom, 2000).



Figur 3.14: Produktivitetsendring over to perioder

3.6.1 Malmquistindeksen

Caves, Christensen og Diewert (1982) introduserte Malmquist produktivitetsindeks (MPI) som er basert på Malmquist sin artikkel fra 1953. Indeksen er basert på forholdstallet mellom to effektivitetsscore fra to forskjellige perioder og kan deles opp i input- og outputorientering (Färe, Grosskopf, Norris og Zhang, 1994).

Malmquist produktivitetsindeks, outputorientering i periode t måler input- og outputobservasjonene fra periode t og $t+1$ mot fronten i periode t og er gitt ved følgende formel;

$$M_o^t(x^t, y^t, x^{t+1}, y^{t+1}) = \frac{D_o^t(x^{t+1}, y^{t+1})}{D_o^t(x^t, y^t)} \quad (11)$$

Malmquist produktivitetsindeks, inputorientering i periode $t+1$ måler input- og outputobservasjonene fra periode t og $t+1$ mot fronten i periode $t+1$ og er gitt ved følgende formel;

$$M_o^{t+1}(x^t, y^t, x^{t+1}, y^{t+1}) = \frac{D_o^{t+1}(x^{t+1}, y^{t+1})}{D_o^{t+1}(x^t, y^t)} \quad (12)$$

Malmquist produktivitetsindeks, inputorientering i periode t måler input- og outputobservasjonene fra periode t og $t+1$ mot fronten i periode t og er gitt ved følgende formel;

$$M_i^t(x^t, y^t, x^{t+1}, y^{t+1}) = \frac{D_i^t(x^t, y^t)}{D_i^t(x^{t+1}, y^{t+1})} \quad (13)$$

Malmquist produktivitetsindeks, inputorientering i periode $t+1$ måler input- og outputobservasjonene fra periode t og $t+1$ mot fronten i periode $t+1$ og er gitt ved følgende formel;

$$M_I^{t+1}(x^t, y^t, x^{t+1}, y^{t+1}) = \frac{D_I^{t+1}(x^t, y^t)}{D_I^{t+1}(x^{t+1}, y^{t+1})} \quad (14)$$

For å beregne produktivitetsindeksen (outputorientering) mellom disse periodene kan vi eksempelvis beregne det geometriske gjennomsnittet av dem;

$$MPI_O = \sqrt{\frac{D_O^t(x^{t+1}, y^{t+1})}{D_O^t(x^t, y^t)} \times \frac{D_O^{t+1}(x^{t+1}, y^{t+1})}{D_O^{t+1}(x^t, y^t)}} \quad (15)$$

Videre kan produktivitetsindeksen dekomponeres til en "catch-up"-effekt (EC) og teknisk endring (TC). "Catch-up"-effekten er endring i effektivitet og viser hvor mye nærmere en gitt DMU er fronten i periode 1 sammenliknet med periode 2. Effektivitetsendringen er gitt ved formelen;

$$EC = \frac{D_O^{t+1}(x^{t+1}, y^{t+1})}{D_O^t(x^t, y^t)} \quad (16)$$

Den effektive fronten vil mest sannsynlig ikke være den samme over tid, men endre seg. TC kan ha verdier mindre, større eller lik 1, som følge av om produktivitetsendringen har vært negativ, positiv eller uendret mellom periode t og $t+1$, med periode t som basisteknologi. I de fleste tilfeller vil fronten forbedre seg over tid som følge av teknologisk fremgang og læring. Teknologisk endring innebærer et skift i den effektive fronten og er gitt ved formelen;

$$TC = \sqrt{\left[\frac{D_O^t(x^{t+1}, y^{t+1})}{D_O^{t+1}(x^{t+1}, y^{t+1})} \times \frac{D_O^t(x^t, y^t)}{D_O^{t+1}(x^t, y^t)} \right]} \quad (17)$$

Geometrisk gjennomsnitt av to perioder Malmquist produktivitetsindeks, outputorientert, defineres ved følgende formel;

$$MPI_o^G(x^t, y^t, x^{t+1}, y^{t+1}) = \underbrace{\frac{D_o^{t+1}(x^{t+1}, y^{t+1})}{D_o^t(x^t, y^t)}}_{\text{Catch-up Effekt}} \times \sqrt{\underbrace{\left[\frac{D_o^t(x^{t+1}, y^{t+1})}{D_o^{t+1}(x^{t+1}, y^{t+1})} \times \frac{D_o^t(x^t, y^t)}{D_o^{t+1}(x^t, y^t)} \right]}_{\text{Frontendring}}} \quad (18)$$

Eller;

$$MPI = EC \times TC$$

Malmquist produktivetsindeks, inputorientering vil være den inverse av Malmquist produktivetsindeks, outputorientering.

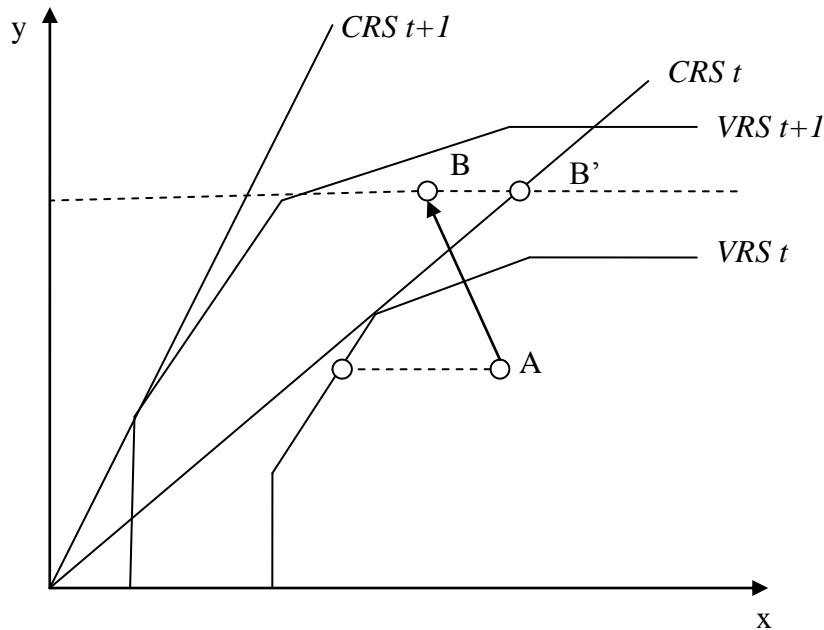
En begrensning ved den tradisjonelle Malmquistindeksen er at den kun kan brukes ved konstant skalautbytte. Figur 3.15 illustrerer problemet som oppstår ved variabelt skalautbytte. I figuren har en gitt DMU flyttet seg fra punkt A i periode t , til punkt B i periode $t+1$. Dersom vi antar variabelt skalautbytte vil det ikke være mulig for den gitte DMUen å måle seg mot fronten i periode t , ved observerte input og output i periode $t+1$ (i inputretning), da leddet i Malmquistindeksen ” $D_1^t(x^{t+1}, y^{t+1})$ ” ikke vil være mulig å måle i inputretning, gitt ved den stiplede linjen. Vi vil her mangle et referansepunkt for å måle distansefunksjonen. Ved CRS derimot, har man ikke dette problemet, da CRS-fronten starter i origo og fortsetter uendelig, og vi får et referansepunkt ved B’.

Et forsøk på å justere for dette problemet er å videre dekomponere Malmquistindeksen. Tankegangen bak dette er at den faktiske VRS teknologien ”innhylles” av CRS-fronten, kalt ”cone-teknologi” og effektivitetsendringen dekomponeres i endring i teknisk effektivitet og endring i skalaeffektivitet. Dette kalles generalisert Malmquistindeks og kan beskrives ved følgende formel²:

$$MPI = TC \times EC \times SEC \times OME$$

² SEC er scale efficiency change: $SEC_0^{s,t}(x_s, x_t, y_s, y_t) = [SEC_0^s(x_s, x_t, y_s) \times SEC_0^t(x_s, x_t, y_t)]^{0.5}$

OME er output mix effect: $OME^{s,t}(x_s, x_t, y_s, y_t) = [OME_0^s(x_s, y_s, y_t) \times OME_0^t(x_t, y_s, y_t)]^{0.5}$

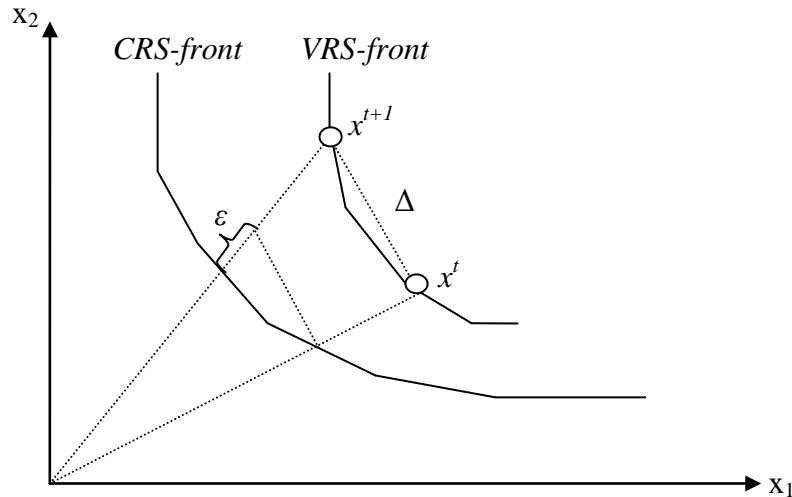


Figur 3.15: Problemet med Malmquistindeksen ved VRS

3.6.2 Hicks-Moorsteen indeksen

Problemet ved dekomponeringen av den generaliserte Malmquistindeksen er at den ikke er konstruert ved de isokvantene DMUen faktisk står ovenfor dersom DMUens teknologi innehar VRS. En slik ”innhylling” av den faktiske teknologien kan skape problemer dersom CRS-teknologien og VRS-teknologien står ovenfor forskjellige MRTS, altså at de ikke er parallelle i en isokvantsammenheng. Figur 3.16 viser isokvantene for en CRS-teknologi og for en VRS-teknologi. Figuren viser et eksempel der en DMU har endret inputbruk fra periode t , gitt ved punktet x^t , til inputbruk i periode $t+1$, gitt ved punktet x^{t+1} . Linjestykket Δ representerer et rent allokativt skift, og siden DMUen ligger på VRS-fronten i begge perioder, har den derfor hatt uendret effektivitet og produktiviteten er konstant. Dersom vi sammenlikner denne endringen i inputbruk med CRS-fronten, ser vi at DMUen i periode $t+1$ ikke lenger er effektiv, og vi ser at feilmarginene ved å anta en CRS-teknologi dersom vi egentlig står ovenfor en VRS-teknologi kan defineres ved linjestykket ε . Å måle mot CRS-fronten viser en produktivitetstilbakegang, som dekomponeringen i den generaliserte Malmquist-

indeksen fanger opp som en endring i skalaeffektivitet, selv om vi ikke har hatt noen endring i skala (Belsom, 2000).



Figur 3.16: Feil som oppstår ved å anta CRS når vi står ovenfor en VRS-teknologi

Bjurek (1996) introduserte en ny indeks som kan anvendes under variabelt skalautbytte. Denne består av forholdstallet mellom Malmquist output mengdeindeks og input mengdeindeks. Bjurek velger i sin artikkel fra 1996 å anvende Farrells effektivitetsmål i sin matematiske utledning. Vi velger å fortsette å anvende distansefunksjoner for på en bedre måte illustrere sammenhengen med matematikken vi har brukt i delkapittelet om Malmquistindeksen. Indeksen blir ofte kalt Hicks-Moorsteen indeksen da den bygger videre på arbeidet av Hicks og Moorsteen fra 1961. Vi har videre i oppgaven valgt å kalle indeksen for HM-indeksen.

Vi kan definere Malmquist inputorienterte produktivetsindeks som;

$$M_I^t = \frac{D_I^t(x^{t+1}, y^k)}{D_I^t(x^t, y^k)} \quad (19)$$

Her holder vi output konstant, mens input kan endres. I Malmquist outputorienterte produktivitetsindeks holder vi input konstant, mens output kan endres og kan defineres som;

$$M_o^t = \frac{D_o^t(x^k, y^{t+1})}{D_o^t(x^k, y^t)} \quad (20)$$

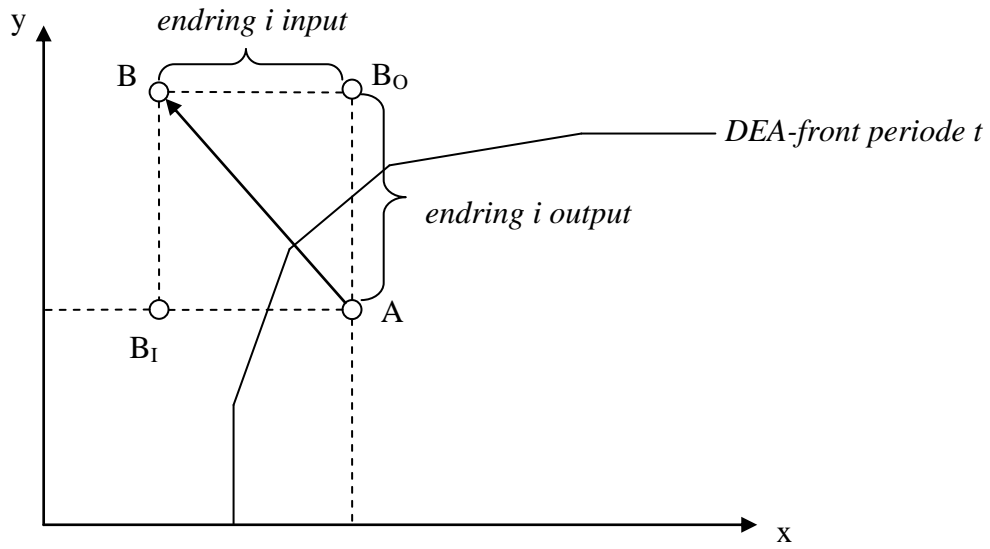
Hicks-Moorsteen produktivitetsindeks kan derfor defineres ved formelen;

$$HM TFP = \frac{D_o^t(x^k, y^{t+1}) / D_o^t(x^k, y^t)}{D_i^t(x^{t+1}, y^k) / D_i^t(x^t, y^k)} \quad (21)$$

Eller;

$$HM = \frac{\text{Endring i output}}{\text{Endring i input}} = \frac{\text{Output kvantitetsindeks}}{\text{Input kvantitetsindeks}}$$

Ved å holde input konstant i telleren, og output konstant i nevneren i likning (21) beholder vi homogenitetsegenskapene i produksjonsmulighetsområdet også ved variabel skala, noe som sviker ved Malmquistindeksen. Dette betyr at dersom output øker med for eksempel 5 %, vil effektivitetsscoren forbedres med 5 %, altså har vi homogenitet av grad 1. Dersom vi reduserer input med 5 %, vil effektivitetsscoren forbedres med 5 %, altså har vi homogenitet av grad -1 (Bjurek, 1996). Figur 3.17 illustrerer disse egenskapene til HM-indeksen. I figuren ser vi at en DMU har flyttet seg fra punkt A i periode t til punkt B i periode $t+1$. Linjestykket AB_0 representerer endring i output ved å holde input konstant, mens linjestykket AB_1 representerer endring i input ved å holde output konstant.



Figur 3.17: Konseptet ved Hicks-Moorsteen beregninger

4 Datagrunnlag

4.1 Vårt datasett og dets kvalitet

Datagrunnlaget for vår analyse er et datasett vi har mottatt fra Statoil ASA. Datasettet inneholder kostnadsdata, produksjonsdata, samt en rekke aktivitetsdata fra årene 2005 til 2009 til 28 installasjoner ved Statoilopererte olje- og gassfelt på norsk kontinentalsokkel. Grunnlaget for dette datasettet er rapportert inn fra kilder tilknyttet de ulike installasjonene og er samlet inn med den hensikt til å inngå i den eksterne benchmarkingen Statoil ASA skal delta i i 2010. Vi har mottatt et uttrekk av data fra dette datasettet.

Statoil ASA har investert mye penger for å delta i den eksterne benchmarkingen, og det vil derfor være av stor viktighet for selskapet at de tallene som rapporteres inn til benchmarkingen er riktige. Som nevnt ovenfor er tallene rapportert inn fra ulike kilder, men likevel fra kilder innenfor samme selskap med samme rapporteringsmetoder. Datasettet er i tillegg kontrollert av avdelingen som er ansvarlig for benchmarkingen for å sikre at all data er rapportert riktig. Data som Statoil ASA har vurdert som å være potensiell feilrapportering er oppgitt som usikre i datasettet. Dersom vi skulle gjort en ekstern benchmarking ville vi satt større spørsmålsteget ved om datainnsamlingen har vært homogen for alle installasjoner. Med dette mener vi at det kunne finnes en mulighet for at de ulike kildene har anvendt ulike innrapporteringsmetoder, eller ulikheter i forhold til regnskapsføring, særlig dersom de selskapene som inngår i benchmarkingen kommer fra ulike land. Da vi gjør en intern benchmarking føler vi oss trygge på at dette ikke er et problem for oss. Vi anser derfor kvaliteten på vårt datasett som høy og mener at DEA-metoden er en passende metode for vår analyse.

4.2 Valg av variabler

Utvelgelsen av hvilke variabler vi skal inkludere i modellen har vært basert på en kombinasjon av skjønn og statistiske tester. En av våre største utfordringer ved analysen

har vært at vi har et relativt lavt antall observasjoner. Datasettet har bestått av 28 installasjoner, som betyr at vi ifølge ”tommelfingerregelen” fra delkapittel 3.4.2 kun kan inkludere maksimalt ni variabler for å unngå at for mange installasjoner blir ansett som 100 % effektive. Vi har derfor vært splittet mellom fordelene og ulempene ved å inkludere flere/færre variabler. Å feilaktig velge å ikke inkludere variabler som burde vært inkludert i modellen kan bidra til å gi mer ”pessimistiske” effektivitetsscore enn det som er virkeligheten. Eksempelvis kan vi si at desto flere outputvariabler som inkluderes, desto høyere kostnader ”tillates” installasjonene å ha, noe som kan gi installasjonene høyere effektivitetsscore. Alle variabler i datasettet er med på å påvirke kostnadene i ulik grad, og utvelgelsen har vært basert på å velge ut de variablene vi mener påvirker kostnadene mest.

Vi har valgt å anvende regresjonsanalyse som hjelpemiddel ved utvelgelse av variabler som skal inkluderes i DEA-modellen, der hovedfokuset har ligget på signifikansnivå av parametrene, en vurdering av de parameterverdiene som tillegges variablene, samt signifikansnivå av modellen som helhet. I en regresjonssammenheng vil det være slik at for hver variabel vi velger å inkludere i analysen ”mister” vi en frihetsgrad i modellen, der frihetsgrader defineres som antall observasjoner subtrahert antall eksogene variabler og er antall observasjoner som kan variere fritt. Få frihetsgrader kan føre til lav signifikans for modellen. Desto høyere signifikansnivå for modellen, desto mer kan vi stole på at de variablene vi har inkludert i DEA-modellen har den sammenhengen regresjonsanalysen anslår.

For å undersøke hvilken type modell vi skal basere våre regresjonsanalyser på, har vi analysert hvorvidt vi bør anta en lineær eller en ikke-lineær sammenheng i produksjonsprosessen. Måten vi har gjort dette på er å først gjennomføre en regresjonsanalyse på tallene slik de er oppgitt i datasettet, altså å anta en lineær sammenheng. Deretter har vi gjennomført en regresjonsanalyse på tallene transformert til logaritmisk form, altså å anta en ikke-lineær sammenheng. Signifikansnivået til både parametrene og modellen som helhet til den ikke-lineære modellen ble høyere enn den lineære modellen, noe som tyder på at vi kan ha en ikke-lineær sammenheng i produksjonsprosessen og står

ovenfor en type Cobb-Douglas produktfunksjon (se vedlegg 1). De videre regresjonsanalysene vil derfor være basert på den ikke-lineære modellen.

Vi har valgt å inkludere kostnader som input og produksjon av olje og gass som output, samt inkludert en rekke feltspesifikke variabler, eller aktivitetsdata, som påvirker ressursbruken. Disse feltspesifikke variablene er ressurskrevende og fører til økte kostnader, og vi har derfor valgt å inkludere dem som output i analysen. Vi har videre i oppgaven valgt å kalle disse outputene ”kompleksitetsfaktorer”. I det følgende vil vi presentere alle variabler vi har vurdert å inkludere i DEA-modellen, samt ha en diskusjon rundt våre valg i forhold til disse.

4.2.1 Input

Da effektivitetsanalysen skal gi et mål på hvor godt de ulike installasjonene driftes, må de input som inkluderes i analysen være direkte relatert til driften. Input i vårt datasett er kostnader og er kategorisert i ”production activities”, ”asset support”, ”logistics” og ”export”. Eksportkostnadene er hovedsaklig prosesseringstariffer og ikke direkte relatert til driften, og vi har derfor valgt å utelate disse kostnadene i analysen. I tillegg har vi valgt å summere kostnadene, slik at vi kan definere input som totale kostnader for å minimere antall variabler som inkluderes. Totale kostnader er den eneste input vi vil inkludere i modellen.

4.2.2 Output

Når det gjelder output, har vi i vårt datasett to variabler som er rene produksjonsoutput – produksjon av olje og gass. I tillegg har vi en rekke aktivitetsdata som fungerer som indikatorer på hvor vanskelig det er å utvinne oljen og gassen, ”kompleksitetsfaktorene”.

I vårt datasett har vi oppgitt total årlig produksjon delt opp i olje og gass målt i millioner oljeequivalenter. Vi har gjort en vurdering på hvorvidt vi kan slå sammen

disse til samlet produksjon for å minimere antall variabler som inkluderes. Grunnet liten kunnskap om bytteforholdet mellom disse i forhold til produksjonskostnader for å kunne vekte olje og gass på en riktig måte ved en sammenslåing, har vi valgt å inkludere olje- og gassproduksjon separat i analysen.

Vi har gjort en vurdering på hvorvidt vi bør inkludere gassinjeksjon, vanninjeksjon og vannproduksjon. Under oljereservoaret finnes det vann. Etterhvert som oljen i reservoaret utvinnes vil vannet sive inn i porene i reservoaret som inneholder oljen og man vil begynne å produsere vann i tillegg til olje. Dette vil redusere produksjonsraten. Etterhvert som oljen utvinnes vil også trykket i reservoaret falle, noe som reduserer hvor raskt oljen drives mot brønnene og bidrar også til redusert produksjonsrate. Mange velger derfor å anvende vann- eller gassinjeksjon for å øke trykket i reservoaret, og det kan tenkes at disse variablene kan inkluderes som kompleksitetsfaktorer. Likevel vet vi at det blir mer og mer vanlig å anvende vann- og gassinjeksjon fra starten av i produksjonen for å kunne utvinne oljen raskere, og det kan være vanskelig å vurdere om vann- og gassinjeksjon er utelukkende relatert til kompleksitet på feltet, eller bare tilfeldigheter i forhold til ønsket produksjonsrate. Vi finner også ved hjelp av regresjonsanalyse at disse variablene har svært lav signifikans, samt tilnærmet ingen korrelasjon med kostnadene, og velger derfor å utelate vann- og gassinjeksjon. Når det gjelder vannproduksjon finner vi også her liten sammenheng med kostnadene, og velger å utelate denne variabelen.

Gassturbiner genererer elektrisitet ved at varme forbrenningsgasser ekspanderer, og driver turbinen rundt. Turbinen er koblet til en generator, som produserer elektrisitet og er en vanlig elektrisitetskilde på plattformer. Strømforbruk er total bruk av elektrisitet ombord på plattformen gjennom året. Disse to variablene vil i stor grad være korrelert, da begge er et mål på strømforbruk. Vi antar at totalt strømforbruk vil være en riktigere estimator på kostnadene, da plattformene kan ha andre elektrisitetskilder enn gassturbiner, som eksempelvis strøm via ledninger fra fastlandet. Kostnader i forbindelse med antall gassturbiner vil i tillegg ha en sammenheng med gassturbinens kapasitet og andre faktorer vi ikke har kunnskap om. Vi velger derfor å kun inkludere totalt strømforbruk i analysen.

Antall subseafasiliteter, antall risere og antall brønner er viktige elementer i produksjonsprosessen. Subseafasiliteter inkluderer alle ”templates” og ”jackets” og brukes offshore til boring og produksjon. Ved regresjonsanalyse har denne variabelen fått et høyt signifikansnivå, uavhengig av hvilken modell vi har brukt. Vi har derfor valgt å inkludere antall subseafasiliteter i analysen. En riser er en kobling fra brønnene til installasjonen og transporterer den utvunne oljen og gassen til installasjonen. Riserne kan også anvendes til vann- og gassinjeksjon. Regresjonsanalysen viste at denne variabelen fikk svært lav signifikans, i tillegg til at vi fikk en negativ parameterverdi. Dette kan tyde på at modellen ikke finner en riktig systematisk sammenheng mellom antall risere og kostnadene. Vi har gjennomført en DEA-analyse både med og uten risere, og dette ga marginale forskjeller i effektivitetsscorene. Vi velger derfor å utelate denne variabelen. En oljebrønn kan defineres som et boret hull fra jordoverflate eller sjøbunn og inn i et oljefyllt reservoar i grunnen under, med sikte på utvinning av olje. De brønnene som driver kostnader er de som er i drift, da kostnadene i forbindelse med brønner i stor grad er relatert til vedlikehold. Rent skjønnsmessig har vi en oppfatning av at brønner er en betydelig kostnadsdriver og velger derfor å inkludere antall brønner i drift i analysen.

Vi har også gjort en vurdering på om hvorvidt vi skal inkludere vanndybde i analysen. Det kan tenkes at vanndybde er en kompleksitetsfaktor ved det aktuelle feltet og at felt med dypere vann bør tillates å ha høyere kostnader enn felt med grunnere vann. Ved regresjonsanalyse viste denne variabelen seg å ha lav signifikans uavhengig av hvilken modell vi har brukt. Det kan derfor tenkes at det finnes en sammenheng, men at sammenhengen ikke er sterk nok til at det skal være hensiktsmessig å inkludere den i analysen. Vanndybdeeffekt på kostnadene antar vi i tillegg vil ha størst betydning i investeringsfasen, ikke på driften. Vi har i tillegg i etterkant av analysen undersøkt om vi finner en systematikk mellom effektivitetsscorene og vanndybde, men fant ingen betydelig sammenheng. Vi velger derfor å utelate vanndybde i analysen.

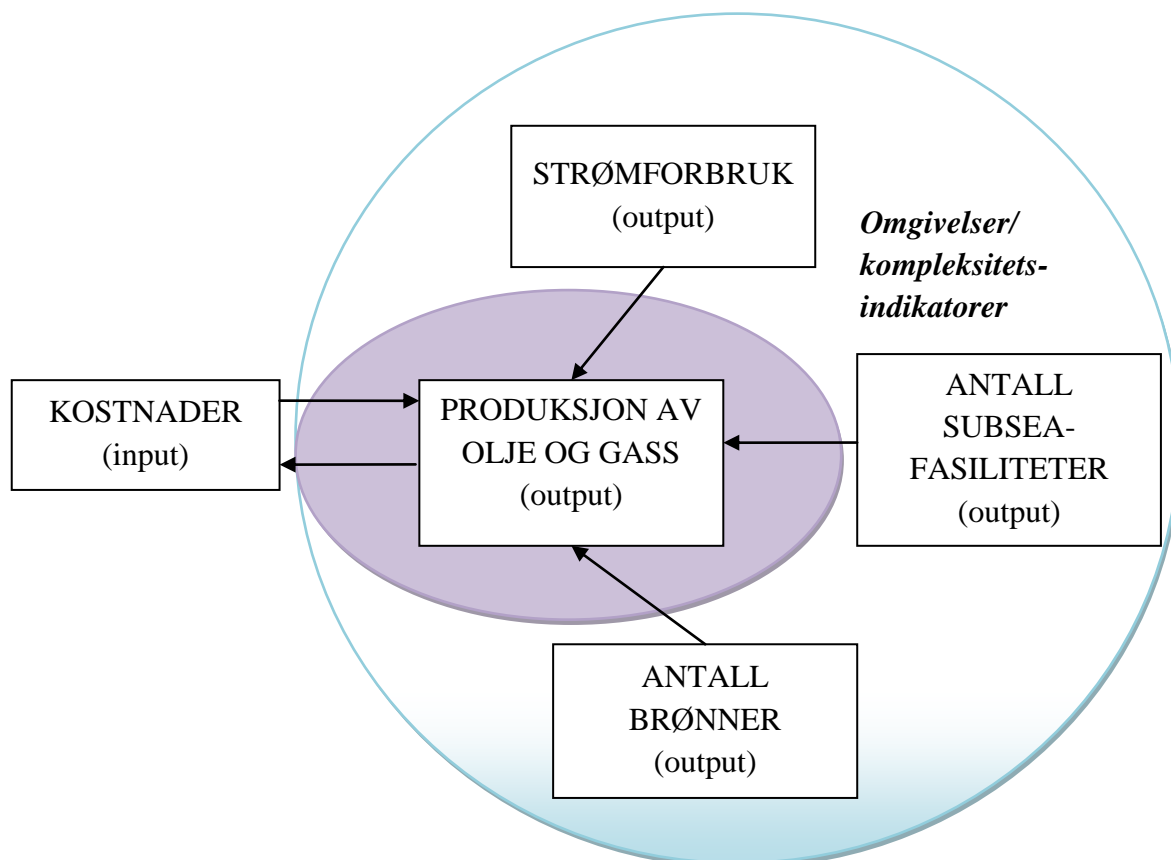
Alderen på feltet er oppgitt som år siden produksjonens start. Ved å se på de inflasjonsjusterte kostnadene i datasettet fra 2005 til 2009 finner vi lite systematikk i forhold til alder. Vi gjennomførte en regresjonsanalyse med tid siden produksjonens

start. Her fikk vi en positiv koeffisient for aldersparameteren, men med svært liten grad av påvirkning. Vi har også data på hvor feltet befinner seg i livssyklusen; utviklingsfase, plata eller tilbakegang og har gjort en vurdering på om hvorvidt det er relevant å anvende livssyklus foran alder, der vi i forhold til livssyklus kan kategorisere de ulike fasene. Ettersom tilnærmet alle feltene viste seg å befinne seg i nedgangsfasen, ønsket vi å kategorisere i forhold til hvor feltene er i sin levetid med mer nøyaktighet. Vi har beregnet en aldersindeks som er kvotienten av alder og levetid, og er et tall mellom 0 og 1. Desto nærmere 1, desto lengre har feltet kommet i sin levetid. Vi har gjennomført en regresjonsanalyse også med aldersindeksen, men fant heller ikke her en pålitelig systematisk sammenheng med kostnadene. Vi har i etterkant av analysen undersøkt om vi finner en systematikk mellom effektivitetsscorene og aldersindeksen, men fant heller ikke her noen trend (se vedlegg 2). På bakgrunn av diskusjonen ovenfor har vi derfor valgt å utelate alder i analysen. Ved å utelate denne variabelen sier vi likevel ikke at alder på installasjonen er helt uten ubetydning for kostnadene, men at det kan finnes en skjult korrelasjon der andre faktorer kan ha en sterkere effekt på kostnadene som vil dominere alderseffekten dersom alder inkluderes i modellen.

Vi har på bakgrunn av diskusjonen over valgt å inkludere følgende variabler:

- Totale kostnader (input)
- Total oljeproduksjon (output)
- Total gassproduksjon (output)
- Strømforbruk (output)
- Antall subseafasiliteter (output)
- Antall brønner i drift (output)

Figur 4.1 er en enkel illustrasjon på vår antatte sammenheng i produksjonsprosessen og gir et bilde på vår valgte modell.



Figur 4.1: Sammenheng mellom de faktorer som inngår i DEA-modellen

Tabell 4.1 viser korrelasjonen mellom de ulike variablene. I forhold til vår analyse er det mest interessant å se på hvordan de ulike outputvariablene korrelerer med kostnadene. Korrelasjonskoeffisientene varierer fra 17 % til 55 %, og er ikke særlig høye verdier. Dette er med på å støtte opp under vår antakelse om at olje- og gassproduksjon er komplekse prosesser, og at det kan være vanskelig å finne systematiske sammenhenger i produksjonsprosessen. Korrelasjonskoeffisientene er derfor ikke lavere enn forventet i denne type produksjonsprosess.

Vi har også undersøkt hvordan de ulike outputvariablene korrelerer med hverandre, altså om det finnes multikollinearitet i modellen. Dersom vi har multikollinearitet mellom eksogene variabler betyr det at de aktuelle variablene i stor grad forklarer det samme. Å inkludere variabler med høy multikollinearitet kan gi upresise estimater med høy varians, og kan derfor føre til gale fortegn. I tillegg vil parameterestimaten bli følsomme for små endringer i dataene. Man bør derfor gjøre en vurdering på hvorvidt

man bør utelate de variablene vi finner korrelerer sterkt med hverandre. Vi har ikke funnet sterke sammenhenger mellom noen av outputvariablene, uansett ikke sterke nok til å vurdere om vi skal utelate noen variabler.

	Totale kostnader	Total olje-produksjon	Total gass-produksjon	Strømforbruk	Subsea-fasiliteter	Brønner i drift
Totale kostnader	1.00	0.36	0.17	0.48	0.55	0.48
Total oljeproduksjon	0.36	1.00	-0.07	0.14	0.37	0.40
Total gassproduksjon	0.17	-0.07	1.00	0.16	0.28	-0.05
Strømforbruk	0.48	0.14	0.16	1.00	0.11	0.35
Subseafasiliteter	0.55	0.37	0.28	0.11	1.00	0.30
Brønner i drift	0.48	0.40	-0.05	0.35	0.30	1.00

Tabell 4.1: Korrelasjon mellom de utvalgte variablene

4.3 Inflasjonsjustering

I vårt datasett har vi data fra alle årene mellom 2005 til 2009. Når man inkluderer variabler som inneholder priser i en analyse bør man inflasjonsjustere tallene for at ikke effektivitetsendringen blir ”skjult” av inflasjonen. For at analysen i forbindelse med produktivitetsutvikling over tid skal bli mest mulig riktig har vi derfor valgt å inflasjonsjustere kostnadene for alle årene fra 2005 til 2009 til 2009 kroner. Det kan tenkes at petroleumsindustrien har hatt en sterkere prisøkning enn KPI-indeksen tilsier. Vi har i samråd med Statoil ASA kommet frem til at 12 % årlig inflasjon de siste årene er en riktig antakelse, og vi har inflasjonsjustert kostnadene på bakgrunn av dette.

5 Analyse og resultater

Vår analyse vil være todelt. Vi vil i første del av analysen beregne kostnadseffektivitet for installasjonene som inngår i analysen ved hjelp av DEA-metoden. I Del 2 i analysen vil vi måle produktivitetsendring over tid ved hjelp av Hicks-Moorsteen indeksen.

5.1 Vurdering av skalautbytte

For å velge riktig modell i effektivitets- og produktivitetsanalysen, måtte vi gjøre en forutsetning om skalautbytte i produksjonsprosessen for petroleum. Å anta feil skalautbytte kan gi implikasjoner for effektivitetsscorene i positiv eller negativ retning. Antar man eksempelvis CRS dersom man står ovenfor en VRS-teknologi, vil de minste og de største installasjonene få mer ”pessimistiske” effektivitetsscore enn fortjent, og vice versa. Vi har i vår analyse gjort en forutsetning om skalautbytte på bakgrunn av skjønn støttet opp av en statistisk test.

Rent skjønnsmessig antar vi at det finnes stordriftsfordeler i petroleumsproduksjon. Tanken bak dette er at vi antar at en del av driftskostnadene ikke er direkte relatert til produksjonen, men at en stor andel kostnader vil påløpe uavhengig av produsert mengde. Eksempelvis vil man i drift av en oljeplattform ha store vedlikeholdskostnader ved blant annet brønner og subseafasiliteter, samt at bemanningen ved plattformen ikke nødvendigvis må dobles ved en dobling av produksjonen. Vi antar derfor at enhetskostnadene vil reduseres ved produsert mengde og at installasjonene vil stå ovenfor økende skalautbytte.

Vi har testet for skalautbytte ved bruk av regresjonsanalyse, der vi undersøker parameterverdiene på variablene vi har inkludert i modellen. I denne sammenheng har vi antatt en Cobb Douglas produktfunksjon, som kan ta følgende form, med y som output, og x_1 og x_2 som input;

$$y = x_1^{\alpha_1} x_2^{\alpha_2}$$

For å teste for skalautbytte, kan vi se hva som skjer med output dersom vi øker alle input med en faktor $t > 1$;

$$\begin{aligned} & (tx_1)^{\alpha_1} (tx_2)^{\alpha_2} \\ &= t^{\alpha_1 + \alpha_2} (x_1^{\alpha_1} x_2^{\alpha_2}) \\ &= t^{\alpha_1 + \alpha_2} y \end{aligned}$$

Vi ser at dersom $\alpha_1 + \alpha_2$ summerer seg til 1 har vi konstant skalautbytte, altså at dersom vi dobler alle input med en faktor $t > 1$, vil output også doble seg. Dersom $\alpha_1 + \alpha_2$ ikke summerer seg til 1, har vi variabelt skalautbytte, der $\alpha_1 + \alpha_2 > 1$ gir økende skalautbytte og $\alpha_1 + \alpha_2 < 1$ gir avtakende skalautbytte, jamfør delkapittel 3.5.5.

I vår analyse er produktfunksjonen på motsatt form der input er en funksjon av output i motsetning til produktfunksjonen ovenfor der output er en funksjon av input. I dette tilfellet vil vi se på hva som skjer med input dersom vi øker alle output med en faktor $t > 1$;

$$\begin{aligned} x &= y_1^{\alpha_1} y_2^{\alpha_2} \\ &= (ty_1)^{\alpha_1} (ty_2)^{\alpha_2} \\ &= t^{\alpha_1 + \alpha_2} x \end{aligned}$$

Vi ser her at dersom $\alpha_1 + \alpha_2 > 1$ betyr det at dersom vi dobler output, vil input mer enn doble seg, og vi har avtakende skalautbytte. Dersom $\alpha_1 + \alpha_2 < 1$ betyr det at dersom vi dobler output, vil input mindre enn doble seg, og vi har økende skalautbytte.

I vår analyse har vi undersøkt skalautbytte ved å transformere Cobb Douglas funksjonen til logaritmisk form slik at vi kan gjøre en lineær regresjonsanalyse for å estimere parameterverdiene. Deretter har vi summert parameterverdiene for å ta stilling til skalautbytte på bakgrunn av diskusjonen overfor. Tabell 5.1 presenterer et utdrag av regresjonsanalysen brukt i denne sammenheng, og vi ser at parameterverdiene på

variablene summerer seg til 0,57. Vi kan derfor anta økende skalautbytte, noe som er konsistent med våre skjønnsmessige antakelser.

	Coeff.	SE	t Stat	P-value
Intercept	10.21	1.30	7.88	0.00
Total oljeproduksjon	0.10	0.07	1.46	0.16
Total gassproduksjon	0.02	0.03	0.62	0.54
Strømforbruk	0.24	0.12	2.07	0.05
Subseafasiliteter	0.12	0.06	2.20	0.04
Brønner i drift	0.09	0.11	0.86	0.40

Tabell 5.1: Utdrag fra regresjonsanalysen med tall på logaritmisk form

5.2 Analyse del 1 - Effektivitetsanalyse

I dette delkapittelet vil vi gjøre en effektivitetsanalyse ved hjelp av DEA-metoden. Vi har valgt å anvende programvaren ”DEA-Solver versjon 3.0” i analysen. I delkapittel 5.1 kom vi frem til at vi kan anta variabelt skalautbytte i produksjonen, nærmere bestemt økende skalautbytte. Vi velger derfor å bruke DEA_{VRS} -modellen introdusert i delkapittel 3.5.7 på dualform, men med økende skalautbytte. De enkelte installasjonene vil ha et gitt maksimalt produksjonspotensiale og å gjennomføre en effektivitetssanalyse i outputretning der formålet er å beregne hvor mye man bør produsere ved de gitte input man bruker, vil ha ingen analytisk verdi. Maksimal potensiell produksjon er oppgitt i vårt datasett, og vi kunne beregnet produksjonseffektivitet via brøken faktisk produksjon dividert med maksimal potensiell produksjon. Da det ikke er nødvendig å anvende DEA i en slik effektivitetsberegning, vil vi holde produksjonseffektivitet utenfor vår analyse. Vi har derfor utelukkende anvendt inputorientering i vår analyse da vi ønsket å undersøke hvor mye installasjonene potensielt kan redusere kostnadene ved en gitt produksjon, da kostnadene er mer påvirkbare enn produksjon.

Effektivitetsscorene som fremkommer i vår analyse har vi valgt å kalle kostnads-effektivitet. Egentlig kan effektivitetsscorene ses på som et mål på teknisk effektivitet, da vi vil minimere bruken av innsatsfaktorene ved et gitt produksjonsnivå, uten å ta hensyn til priser. Vi gjør derfor oppmerksom på at vår bruk av begrepet kostnads-

effektivitet i analysen ikke fullstendig samsvarer med kostnadseffektivitet omtalt i delkapittel 3.5.1. Begrunnelsen for at vi har valgt å anvende dette begrepet er at vår input kun er kostnader, og siden målet er å minimere disse mener vi at kostnads-effektivitet er et meningsfylt begrep i vår analyse.

5.2.1 Identifisering av ”outliere”

Ved første gjennomføring av DEA inkluderte vi alle installasjonene i analysen. Her fant vi noen installasjoner som skilte seg ut med svært høye supereffektivitetsscore. Disse installasjonene er DMU-02, DMU-14 og DMU-22. For å vurdere om disse kan anses som ”outliere” og burde utelates fra analysen valgte vi å se på enkelte ytelsesindikatorer i datasettet for å se om det fantes noen betydelige avvik. Når det gjelder DMU-14 ser vi at de har særdeles høyt strømforbruk, målt relativt til andre installasjoner, da den bruker tre ganger så mye strøm som den installasjonen som bruker nest mest strøm. Strømforbruk for DMU-14 er også markert i datasettet med potensiale for feilrapportering, og vi vil på bakgrunn av dette utelate installasjonen fra analysen. DMU-02 er den installasjonen som produserer mest olje, men ingen gass. DMU-22 er den installasjonen som produserer mest gass, men ingen olje. Dette kan tyde på at disse installasjonene befinner seg på ”ekstreme” biter av fronten, der det er langt til neste observasjon, noe som resulterer i unaturlig høye supereffektivitetsscore. For DMU-02 og DMU-22 kommer de ekstreme supereffektivitetsscorene mest sannsynlig ikke fra feilrapportering, men av tilfeldigheter i forhold til hvor de er på fronten. Disse installasjonene vil derfor inkluderes i analysen. Vi vil ikke anvende supereffektivitet videre i vår analyse for rangering av de mest effektive installasjonene. Grunnen til dette er at kritikken rettet mot supereffektivitet presentert i delkapittel 3.5.9 er særlig gjeldende for oss da vi har et relativt lavt antall observasjoner.

5.2.2 Resultater fra DEA-analysen

Tabell 5.2 presenterer en rangering av alle installasjoner med hensyn på effektivitetsscore. Kolonnen ”Score” viser installasjonenes beregnede effektivitetsscore. Kolonnen

”Kostnader” viser installasjonens faktiske kostnader, mens kolonnen ”Kostnadsnorm” viser beregnet optimale kostnader for å kunne være 100 % effektiv og er produktet av de faktiske kostnadene og effektivitetsscoren. I tillegg har vi beregnet forbedringspotensiale for hver installasjon som representerer nødvendig kostnadskutt for å bli 100 % effektiv, samt forbedringspotensiale i prosent. Alle kostnader er oppgitt i 1 000 NOK. Av analysen fremkommer det at de totale kostnadene til installasjonene, kun bør være rundt 24 407 MNOK, noe som innebærer en kostnadsreduksjon på i overkant av 7 000 MNOK.

Vi ser at DMU-02 er en av installasjonene som er anslått til å være 100 % effektiv. Som nevnt er DMU-02 den installasjonen som produserer mest olje av alle installasjonene i datasettet, men samtidig ingen gass, og kan derfor ha havnet på en ”ekstrem” bit av fronten der det er langt til neste observasjon. Som et resultat av dette kan installasjonen ha fått utdelt sin gode plassering ”uførtjent”. Likevel ser vi fra datasettet at installasjonen har relativt lave kostnader i forhold til produksjonen, samt at verdiene på kompleksitetsfaktorene ikke skiller seg ut. Vi antar derfor at DMU-02 har blitt tildelt en riktig effektivitetsscore.

DMU-20 er den installasjonen med lavest effektivitetsscore i vår analyse, på 45 %. Installasjonen har relativt høye kostnader i forhold til produksjonen, samtidig som den har ”normale” verdier på kompleksitetsfaktorene, sammenliknet med de andre installasjonene. Det eneste vi bemerker oss ved DMU-20, er at den har hele 52 risere, som er 13 flere enn den installasjonen som har nest flest risere, som kan antyde at DMU-20 bør tillates å ha høyere kostnader grunnet dette. Ved utvelgelsen av variabler besluttet vi å ikke inkludere risere i analysen, da variabelen har liten effekt på kostnadene. Ved å likevel inkludere risere, var installasjonen den eneste som fikk endret effektivitetsscore med en økning på 5 prosentpoeng.

Eksemplene ovenfor er en kort illustrasjon på hvordan man kan analysere effektivitetsscorene fra analysen, og fungerer som en pekepinn til videre analyser. Vi har ikke gått i dybden på alle installasjonene, da DEA er en metode for å kartlegge hvordan man gjør det, men forteller ikke hvordan man kan gjøre det bedre.

Analyse og resultater

Rank	Installasjon	Score	Kostnader (NOK000)	Kostnadsnorm (NOK000)	Forbedringspotensiale (NOK000)	Forbedringspotensiale i %
1	DMU-02	1	1,574,279	1,574,279	0	0
1	DMU-11	1	789,185	789,185	0	0
1	DMU-03	1	667,840	667,840	0	0
1	DMU-22	1	2,309,548	2,309,548	0	0
1	DMU-24	1	1,410,792	1,410,792	0	0
6	DMU-17	0.96	721,056	691,380	-29,676	0.04
7	DMU-26	0.94	1,891,169	1,782,591	-108,578	0.06
8	DMU-25	0.90	1,985,155	1,795,351	-189,804	0.10
9	DMU-18	0.88	579,389	509,055	-70,334	0.12
10	DMU-27	0.84	1,382,501	1,161,226	-221,275	0.16
11	DMU-13	0.78	796,174	623,938	-172,235	0.22
12	DMU-16	0.76	963,937	730,583	-233,355	0.24
13	DMU-15	0.75	706,472	528,921	-177,551	0.25
14	DMU-28	0.74	835,133	616,442	-218,691	0.26
15	DMU-07	0.72	1,676,694	1,206,261	-470,433	0.28
16	DMU-12	0.71	886,940	631,625	-255,315	0.29
17	DMU-19	0.71	1,400,718	990,065	-410,653	0.29
18	DMU-01	0.66	2,194,407	1,450,999	-743,408	0.34
19	DMU-08	0.66	1,002,519	660,989	-341,530	0.34
20	DMU-21	0.61	1,053,318	647,039	-406,279	0.39
21	DMU-10	0.60	962,250	578,985	-383,265	0.40
22	DMU-09	0.57	1,766,931	1,012,529	-754,402	0.43
23	DMU-04	0.56	604,054	338,289	-265,765	0.44
24	DMU-05	0.53	821,218	434,237	-386,981	0.47
25	DMU-06	0.52	869,935	451,623	-418,312	0.48
26	DMU-23	0.50	840,599	423,676	-416,923	0.50
27	DMU-20	0.45	860,706	389,914	-470,792	0.55
Totalt for alle installasjoner			31,552,921	24,407,362	-7,145,559	

Tabell 5.2: Rangering av installasjonene med effektivitetsscore, kostnadsnorm og forbedringspotensiale (2009)

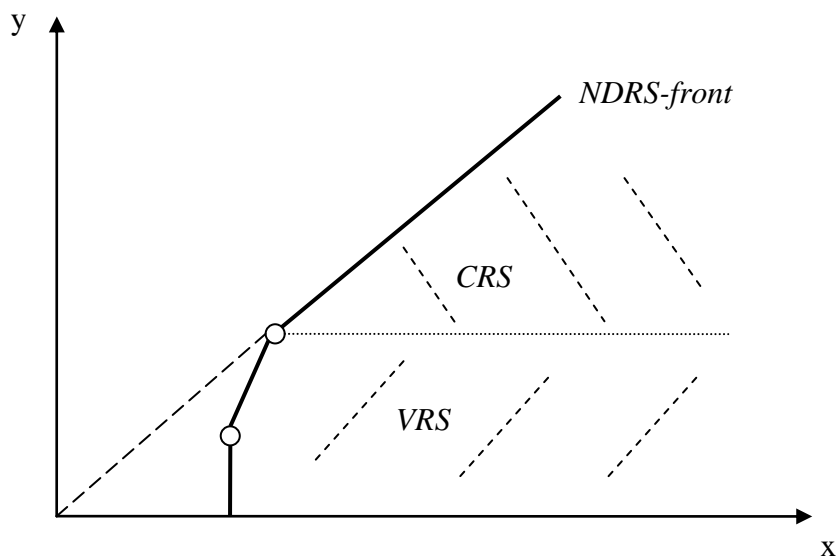
Tabell 5.3 viser fordelingen av effektivitetsscorene for 2009, og vi ser at 19 % av installasjonene ble ansett som 100 % effektive, og 63 % oppnådde en effektivitetsscore på 70 % eller høyere. Gjennomsnittsscore for alle installasjoner i 2009 var 75 %.

Score	Kostnadseffektivitet	
	Antall	%
1	5	0.19
0,9 - 0,99	3	0.11
0,8 - 0,89	2	0.07
0,7 - 0,79	7	0.26
0,6 - 0,69	4	0.15
0,5 - 0,59	5	0.19
0 - 0,49	1	0.04

Tabell 5.3: Fordeling av effektivitetsscore i 2009

5.2.3 Referansesettet

Vedlegg 4 viser referansesettet til alle installasjonene. Referansesettet forteller oss hvilke installasjoner som ligger på fronten som den aktuelle installasjonen skal sammenlikne seg mot, samt i hvilken grad man skal sammenlikne seg mot dem. Sagt på en annen måte kan man bruke referansesettet til en indikator på hvem man bør lære fra, da installasjonene i referansesettet er de som opererer under de mest like rammevilkår som en selv. Et høyere tall (λ) indikerer at man er mest lik denne installasjonen enn andre med lavere λ i referansesettet. Som et eksempel ser vi at DMU-19 bør sammenlikne seg mot DMU-02, DMU-22 og DMU-11 og bør kopiere 1 % av det DMU-02 gjør, 39 % av det DMU-22 gjør og 60 % av det DMU-11 gjør. Vi ser at λ summerer seg til 1 for noen installasjoner, men at den ikke summerer seg til 1 for andre. Grunnen til dette er at ved å anta NDRS, vil fronten ha en form illustrert i figur 5.1. Installasjonene som befinner seg under den stiplede linjen ligger i produksjonsmulighetsområdet som innehar VRS, slik vi har definert DEA_{VRS} -modellen, mens de som befinner seg over linjen befinner seg i produksjonsmulighetsområdet som innehar CRS, slik vi har definert DEA_{CRS} -modellen i delkapitlene 3.5.6 og 3.5.7. Ved å anta NDRS tillater vi små installasjoner å ha høyere kostnader, da vi antar at store installasjoner kan dra nytte av stordriftsfordeler.



Figur 5.1: NDRS-front

5.2.4 Forskjeller i effektivitet mellom driftsområder

Vi har valgt å undersøke om det finnes en sammenheng når det gjelder effektivitet ved de ulike geografiske områdene. De ulike områdene som inngår i vår analyse er alle på norsk kontinentalsokkel og driftes fra de aktuelle hovedkontorene tilknyttet de ulike områdene som vi har valgt å kalle Drift A, Drift B og Drift C. Tabell 5.4 presenterer effektiviteten ved de ulike driftsområdene, og inndelingen viser betydelige forskjeller. Vi ser at Drift A skiller seg ut med en gjennomsnittsscore på 88 %, sammenliknet med Drift B som har gjennomsnittsscore på 70 % og Drift C på 58 %. Ved Drift A ser vi at effektivitetsscorene spenner mellom 71 % og 100 % med unntak av DMU-04 som har en effektivitetsscore på 56 %. Driftsområdet inkluderer alle installasjonene som ble ansett som 100 % effektive i vår analyse. Ved Drift B spenner effektivitetsscorene mellom 50 % og 90 %, mens ved Drift C spenner scorene mellom 45 % og 76 %.

Drift A			Drift B			Drift C		
Rank	Inst.	Score	Rank	Inst.	Score	Rank	Inst.	Score
1	DMU-02	1	8	DMU-25	0.90	12	DMU-16	0.76
1	DMU-11	1	9	DMU-18	0.88	21	DMU-10	0.60
1	DMU-03	1	11	DMU-13	0.78	22	DMU-09	0.57
1	DMU-22	1	13	DMU-15	0.75	24	DMU-05	0.53
1	DMU-24	1	14	DMU-28	0.74	27	DMU-20	0.45
6	DMU-17	0.96	15	DMU-07	0.72			
7	DMU-26	0.94	18	DMU-01	0.66			
10	DMU-27	0.84	19	DMU-08	0.66			
16	DMU-12	0.71	20	DMU-21	0.61			
17	DMU-19	0.71	25	DMU-06	0.52			
23	DMU-04	0.56	26	DMU-23	0.50			
Gj.snittsscore		0.88	Gj.snittsscore		0.70	Gj.snittsscore		0.58

Tabell 5.4: Effektivitetsscore for ulike driftsområder i 2009

Vi har gjort en vurdering på hvorvidt disse forskjellene skyldes ren ineffektivitet, eller om de skyldes faktorer som vår modell ikke tar hensyn til. En av forskjellene mellom områdene som vi har kjennskap til er forskjeller i alder. Drift B, Drift A og Drift C har henholdsvis gjennomsnittsalder på sine installasjoner på 19, 14 og 10 år, samt aldersindeksene 0,58, 0,47 og 0,38 som beskriver hvor installasjonene befinner seg i livssyklusen. Vi ser at alder ikke systematisk forklarer forskjellene i effektivitet. I delkapittel 4.2.2 fant vi også at alder og effektivitetsscore ikke har en systematisk sammenheng, og har derfor sett bort fra alder som mulig forklaring. En annen forskjell mellom områdene er av hvilken type de ulike installasjonene er. Tabell 5.5 viser en deskriptiv statistikk for de ulike typer installasjoner og deres effektivitetsscore. Vi ser at de installasjonene som er av type ”STEEL”, tenderer til å ha høyere gjennomsnittseffektivitet enn andre. ”TLP” og ”FPSO” kommer dårligst ut, med gjennomsnittsscore på henholdsvis 49 % og 53 %. Likevel gjør vi oppmerksom på at vi kun har 2 og 1 observasjoner her, og er derfor ikke gode estimater for å forklare sammenhengen mellom disse typene installasjon og effektivitet.

Type installasjon	Gjennomsn. score	St.avvik	Minimum	Maximum	Antall 100% effektive	Ant. Observasjoner
2 - FPSO	0.53	-	0.53	0.53	0	1
3 - SEMI	0.77	0.16	0.57	1	1	7
4 - TLP	0.49	0.05	0.45	0.52	0	2
5 - CONCRETE	0.72	0.17	0.50	1	1	9
6 - STEEL	0.87	0.13	0.71	1	3	8

Tabell 5.5: Deskriptiv statistikk for ulike installasjonstyper

Tabell 5.6 viser hvor mange av de ulike installasjonene de ulike områdene bruker. Vi ser at Drift A anvender mange ”STEEL” installasjoner, og antar på bakgrunn av diskusjonen ovenfor at deres gjennomsnittseffektivitet kan ha en sammenheng med dette. Drift C, som gjør det dårligst ifølge vår analyse, anvender to av de installasjonene som kommer dårligst ut i tabell 5.5. På bakgrunn av diskusjonen ovenfor kan det se ut som at det finnes en sammenheng mellom effektivitet og type installasjon, og at våre effektivitetsscore ville blitt mer ”riktige” dersom vi hadde inkludert ”type installasjon” som output i modellen. Da vi har et relativt få antall observasjoner, samt begrensede kunnskaper om hvor kostnadskrevende de ulike typer installasjoner er, er det vanskelig for oss å definere en korrekt sammenheng når det gjelder de ulike typer installasjoners kompleksitet og rangere de i henhold til dette. Vi har derfor ikke klart å finne en riktig metode for å inkludere denne variabelen, men gjør oppmerksom på at denne effekten burde vært inkludert som output i modellen. Effektivitetsscorene som fremkommer av vår analyse kan derfor være noe underestimert.

Type installasjon	Drift A	Drift B	Drift C
2 - FPSO			1
3 - SEMI	2	2	3
4 - TLP		1	1
5 - CONCRETE	2	7	
6 - STEEL	7	1	

Tabell 5.6: Antall ulike typer installasjoner fordelt på de ulike driftsområdene

5.2.5 Effektivitet over tid

Vi har beregnet kostnadseffektivitet for alle årene fra 2005 til 2009. I 2005 mangler vi data fra DMU-11, DMU-09, DMU-13 og DMU-28, og i 2006 mangler vi data fra DMU-11, og disse inngår derfor ikke i analysen de aktuelle årene. Vi har også valgt å utelate DMU-14 alle årene, da usikkerheten i forhold til riktig rapportering av strømforbruk gjelder for alle år.

Tabell 5.7 viser en deskriptiv statistikk av resultatene. Vi ser at gjennomsnittlig effektivitet varierer lite mellom årene 2005-2008, men viser en relativt stor reduksjon fra 2008 til 2009 på 7 prosentpoeng. Reduksjonen i 2009 skyldes større standardavvik i effektivitetsscorene, lavere minimumscore, samt færre 100 % effektive installasjoner.

År	Gjennomsn. score	St.avvik	Minimum	Maximum	Antall 100% effektive	Ant. Observasjoner
2005	0.82	0.15	0.60	1	6	24
2006	0.84	0.15	0.58	1	8	26
2007	0.84	0.17	0.49	1	8	27
2008	0.82	0.17	0.50	1	9	27
2009	0.75	0.18	0.45	1	5	27

Tabell 5.7: Deskriptiv statistikk for de ulike årenes gjennomsnittlige effektivitet

Nedgangen i gjennomsnittseffektivitet kan komme av at vi har noen få installasjoner som skiller seg ut som særlig effektive og som bidrar til å skifte fronten markant i positiv retning, og at de resterende installasjonene ikke ”henger med” i utviklingen. En nedgang i gjennomsnittseffektivitet betyr derfor ikke nødvendigvis at det har vært en negativ utvikling, men tvert imot en teknologifremgang. Situasjonen er muligens at installasjonene har en ”treghet” i å kopiere den nye teknologien som de effektive installasjonene har tatt i bruk. En slik situasjon illustrerer at å analysere gjennomsnittscore på denne måten er et dårlig mål på endring over tid, da man her kun tar hensyn til effektivitetsendring, men ikke teknologisk endring. For å få et bedre bilde på endring over tid bør man derfor heller se på produktivitetsendring som kan dekomponeres i teknologisk endring og hvor godt installasjonene ”henger med”.

5.3 Analyse del 2 – Produktivitetsendring over tid

Ved måling av produktivitetsendring over tid har vi valgt å bruke en Hicks-Moorsteen tilnærming, da denne er den riktigste for vår skalaantakelse (økende skalautbytte). En utfordring for oss har vært å få tilgang til ikke-kommersiell programvare som kan regne ut Hicks-Moorsteen indeksen (HM-indeksen) på en riktig måte, da få programvarer tillater for å velge hvilken teknologi man skal måle effektivitet mot, uavhengig av hvilket år observasjonene er fra. Vi har fått tilgang til to programvarer; ”DPIN Version 1.0” og ”FrischNP3.4” og har gjort en evaluering av disse i forhold til hvilken som passer best til vårt analyseformål, da disse beregner HM-indeksen på ulike måter.

5.3.1 Valg av programvare

”DPIN Version 1.0” er utviklet av O’Donnell og er basert på hans arbeid fra 2008, og beregner og dekomponerer HM-indeksen. Dette er en brukervennlig programvare som gjør hele beregningen og dekomponeringen av HM-indeksen. O’Donnell legger til grunn tankegangen til Bjurek som vi presenterte i delkapittel 3.6.2, der HM-indeksen kan defineres som en output kvantitetsindeks dividert på en input kvantitetsindeks. Videre viser han hvordan HM-indeksen kan dekomponeres i teknologisk endring (TC) og effektivitetsendring (EC), der han videre dekomponerer effektivitetsendring i endring i ulike effektivitetsmål, eksempelvis via formelen under:

$$TFP_{0t} = \underbrace{\left(\frac{TFP_t^*}{TFP_0^*} \right)}_{TC} \times \underbrace{\left[\left(\frac{ITE_t}{ITE_0} \right) \times \left(\frac{RISE_t}{RISE_0} \right) \times \left(\frac{IME_t}{IME_0} \right) \right]}_{EC}$$

Da enhetene i vår analyse er petroleumsprodusenter, ønsker vi å se bort fra skalaeffektivitet (RISE i formelen over). Hvilken skala som er mest lønnsom for installasjonene å operere i er gitt av de fysiske rammevilkår ved de ulike installasjonene, og vi mener at skala her ikke er påvirkbart og at man ikke bør ”straffes” for å operere i en skala som avviker fra MPSS. I tillegg ønsker vi å se bort fra allokativ effektivitet (IME i formelen over), da vi i vår situasjon har output som eksogene

variabler og der de fleste av våre output er kompleksitetsfaktorer og ikke påvirkbare av ledelsen. Det er altså ikke mulig å øke lønnsomheten ved å endre outputmiksen, eksempelvis er det ikke rimelig å si at man kan bytte ut en brønn med en ekstra enhet strømforbruk. Vi står da igjen med endring i teknisk effektivitet som mål på effektivitetsendring. Endring i TFP (teknologisk endring) beregnes ut fra forskjellen mellom den maksimalt mulige produktiviteten fra produksjonsmulighetsområdet T^{t+1} og den maksimalt mulige produktiviteten fra produksjonsmulighetsområdet T^t . Dette innebærer at man måler MPSS i periode $t+1$ mot MPSS i periode t . MPSS innebærer at man anser et gitt punkt på VRS-fronten som maksimal produktivitet, og at alle avvik fra dette punktet representerer ineffektivitet. Formelen ovenfor blir derfor feil for vårt analyseformål. Programvaren antar også at alle DMUer står ovenfor samme teknologiendring. For å anta dette må MRTS være lik i begge perioder, noe vi ikke antar er en riktig forutsetning i vår analyse. Basert på diskusjonen ovenfor ser det derfor ut til at O'Donnells programvare ikke er passende for vårt analyseformål. For mer detaljert utledning av metodikken henvises til O'Donnells arbeid fra 2008.

"FrischNP3.4" er en programvare vi har fått tilgang til via Frischsenteret ved Universitetet i Oslo. Denne programvaren regner ikke ut HM-indeksen for oss direkte, men gir oss det beregningsgrunnlaget vi trenger for å kunne regne ut HM-indeksen manuelt. Den dekomponerer heller ikke HM-indeksen i teknologisk endring og effektivitetsendring, men vi har likevel utredet en metodikk for å gjøre også dette manuelt. Vi vil anvende denne programvaren i vår analyse, da den tillater oss å gjøre de forutsetningene som er riktige for petroleumsproduksjon. Blant annet kan vi her se bort fra skalaineffektivitet, samt at teknologiendringen ikke vil være lik for alle installasjoner.

5.3.2 Vår fremgangsmåte ved beregning av Hicks-Moorsteen indeksen

Formelen for HM-indeksen introdusert i delkapittel 3.6.2 er gjengitt nedenfor;

$$HM TFP = \frac{\overbrace{D_o^t(x^k, y^{t+1})}^{\text{Ledd 1}} / \overbrace{D_o^t(x^k, y^t)}^{\text{Ledd 2}}}{\underbrace{D_i^t(x^{t+1}, y^k)}_{\text{Ledd 3}} / \underbrace{D_i^t(x^t, y^k)}_{\text{Ledd 4}}}$$

k står her for basisår som i vår analyse vil være periode t (første periode). Man kan også velge å la k være forskjellig i outputendringen og inputendringen. Eksempelvis kan man tenke seg at man først må endre input, altså holde output konstant med periode t verdier, for så å se på endring i output, altså holde input konstant med periode $t+1$ verdier, eller vice versa dersom man endrer output først. I petroleumsproduksjon har vi vanskelig for å se for oss en slik ”rekkefølge” da vi antar at endring i input og output skjer relativt simultant, og velger derfor å bruke periode t som basisår i både output- og inputendringen.

Programvaren lar oss beregne tall for alle de fire leddene som inngår i formelen ovenfor. For å kunne gjøre dette, har vi satt sammen tre forskjellige datasett for hver HM-beregning, ett datasett med input og output fra periode t , ett med input fra periode t og output fra $t+1$ og ett med input fra periode $t+1$ og output fra periode t . Vi vil i det følgende forklare alle leddene i formelen med hensyn på vår analyse, med tidsperioden 2005-2006 som eksempel:

Ledd 1:

$$D_o^{2005}(x^{2005}, y^{2006}) = \frac{1}{TE_o(x^{2005}, y^{2006})}$$

Dette leddet er beregnet ved å anvende datasettet med input fra 2005 og output fra 2006 og gjennomføre en effektivitetsanalyse i outputretning med 2005 som referanseår.

Ledd 2:

$$D_o^{2005}(x^{2005}, y^{2005}) = \frac{1}{TE_o(x^{2005}, y^{2005})}$$

Dette leddet er beregnet ved å gjennomføre en tradisjonell effektivitetsanalyse i outputretning med både input og output fra 2005, med 2005 som referanseår.

Ledd 3:

$$D_I^{2005}(x^{2006}, y^{2005}) = \frac{1}{TE_I(x^{2006}, y^{2005})}$$

Dette leddet er beregnet ved å anvende datasettet med input fra 2006 og output fra 2005, og gjennomføre en effektivitetsanalyse i inputretning med 2005 som referanseår.

Ledd 4:

$$D_I^{2005}(x^{2005}, y^{2005}) = \frac{1}{TE_I(x^{2005}, y^{2005})}$$

Dette leddet er beregnet ved å gjennomføre en tradisjonell effektivitetsanalyse i inputretning med både input og output fra 2005, med 2005 som referanseår.

Vi ser at ved å inkludere ledd 1 og 2 i telleren i formelen for HM-indeksen, beregner vi endring i output mot teknologien i 2005, mens vi holder input konstant. Ved å inkludere ledd 3 og 4 i nevneren i formelen, beregner vi endring i input mot teknologien i 2005, mens vi holder output konstant. Disse beregningene er konsistent med illustrasjonen i figur 3.16 i delkapittel 3.6.2, da vi beholder homogenitetsforutsetningene ved å holde endring i input og endring i output separat. På bakgrunn av dette kan vi beregne produktivitetsendring over tid.

Vi har videre valgt å dekomponere HM-indeksen i teknologisk endring og effektivitetsendring. Vi vil gjøre oppmerksom på at det også vil finnes en skalaendring ved endring

i teknologi. Da vi ikke har tilstrekkelig med informasjon til å dekomponere denne skalaeffekten, vil denne i vår dekomponering ligge i det vi definerer som teknologisk endring. Vi har derfor valgt å kalle teknologiendringen for TCSC, for å gjøre oppmerksom på at det vil finnes en skalaeffekt ved frontskiftet. EC representerer endring i effektivitet. Vi kan anta at $HM\ TFP = TC \times SC \times EC$. Siden vi har beregnet HM TFP, samt har informasjon til å beregne EC, mangler vi derfor informasjon om TC og SC i dette regnestykket. Vi kan omformulere regnestykket til $TCSC = HM\ TFP/EC$, og har på denne måten beregnet TCSC. Da vi har effektivitetsscorene i enten input- eller outputretning, måtte vi ta et valg av orientering ved denne beregningen. Vi antar at inputretning er den riktige orienteringen for oss, da vi antar at vi kan øke produktiviteten ved å redusere input, foran å øke output.

I vår analyse har vi beregnet produktivitetsendring for installasjonene for tidsperiodene 2005-2006, 2006-2007, 2007-2008, 2008-2009, samt 2005-2009. Ved beregning av produktivitetsendring over tid, skal det egentlig være mulig å ekskludere en DMU ett år, men likevel inkludere den andre år, da vi holder fronten og observasjonene separat. Her kan man måle en gitt DMU mot en front som DMUen selv ikke har vært med på å danne. Vår programvare tillater ikke å inkludere forskjellig antall observasjoner fra år til år, og har derfor også her vært nødt til å utelate DMU-11 fra årene 2005 og 2006, samt DMU-09, DMU-13 og DMU-28 fra 2005 grunnet mangel på data. Vi har også i produktivitetsanalysen valgt å utelate DMU-14, på samme grunnlag som vi utelot installasjonen i effektivitetsanalysen. Når det gjelder skalautbytte, gav programvaren oss ikke mulighet til å velge NDRS. Vi har derfor valgt å legge til grunn VRS, da vi mener at variabelt skalautbytte ligger nærmest vår tidligere antakelse om NDRS. Likevel vil vi gjøre oppmerksom på at store installasjoner kan ha fått overvurdert sin score i vår analyse.

5.3.3 Resultater fra produktivitetsanalysen

Et utdrag av resultatene fra produktivitetsanalysen presenteres i tabell 5.8, der HM TFP representerer HM-indeksen og viser produktivitetsendringen.

Analyse og resultater

Installasjon	<i>Tidsperiode</i>				
	2005-2006	2006-2007	2007-2008	2008-2009	2005-2009
	HM TFP	HM TFP	HM TFP	HM TFP	HM TFP
DMU-01	1.16	0.98	0.91	0.93	1.14
DMU-02	1.29	0.92	1.00	1.16	1.37
DMU-03	1.07	0.83	1.27	0.87	1.02
DMU-04	1.17	0.94	1.08	1.03	1.30
DMU-05	1.12	0.99	1.12	0.65	0.89
DMU-06	1.03	1.00	1.08	0.90	1.04
DMU-07	0.98	0.53	1.28	1.19	0.89
DMU-08	1.09	0.93	1.02	0.67	0.76
DMU-09	-	0.56	0.93	1.37	-
DMU-10	0.81	0.71	1.56	0.94	0.84
DMU-11	-	-	1.37	0.95	-
DMU-12	1.03	0.82	1.27	0.73	0.88
DMU-13	-	0.29	1.80	1.98	-
DMU-15	1.04	0.91	1.06	0.96	1.07
DMU-16	1.15	1.06	1.13	0.81	1.09
DMU-17	1.01	0.74	1.15	1.06	0.99
DMU-18	1.12	1.11	0.92	1.25	1.36
DMU-19	1.09	0.64	1.13	0.77	0.66
DMU-20	1.04	0.75	0.98	0.94	0.81
DMU-21	1.21	1.00	0.98	1.06	1.33
DMU-22	0.99	1.28	1.10	1.32	1.82
DMU-23	0.80	1.28	0.98	0.82	0.92
DMU-24	1.16	1.13	0.91	1.40	1.63
DMU-25	1.16	0.89	1.08	0.99	1.20
DMU-26	1.12	0.95	1.73	1.19	1.19
DMU-27	1.02	1.06	0.89	1.31	1.40
DMU-28	-	0.52	1.09	1.11	-
Gjennomsnitt:	1.07	0.88	1.14	1.05	1.11

Tabell 5.8: Produktivitetsutvikling for alle installasjoner for alle tidsperioder

En HM-indeks på lavere enn 1 viser at den gitte installasjonen har hatt en produktivitetstilbakegang, mens et tall større enn 1 viser en produktivitetsøkning. En HM-indeks på 1 viser naturligvis derfor ingen produktivitetsendring. For dekomponering av HM-indeksen i teknologisk endring og effektivitetsendring, se vedlegg 6.

Vi vil i det følgende se på enkelte installasjoner for å forsøke å forklare hva produktivitetsendringene kan skyldes.

DMU-10 har i tidsperioden 2006-2007 hatt en relativt stor produktivitetstilbakegang med en HM-indeks på 0,71, noe som kan skyldes en kostnadsøkning på 46 %. Produksjonen har økt noe i denne perioden, men likevel ikke like mye som kostnadsøkningen, i tillegg til at installasjonen har redusert antall brønner i drift fra 26 til 23. I tidsperioden 2007-2008 opplevde installasjonen en betydelig produktivitetsøkning, med en HM-indeks på 1,56, noe som kan skyldes en kostnadsreduksjon på 35 %. Fra 2008 til 2009 har installasjonen hatt en liten produktivitetstilbakegang, med en HM-indeks på 0,94. Produksjonen har økt litt denne perioden, samt at installasjonen har økt antall subseafasiliteter fra 30 til 31 og økt antall brønner i drift fra 24 til 27. Likevel har installasjonen hatt en kostnadsøkning på 7 % denne perioden, noe som resulterte i en tilbakegang i produktivitet.

DMU-13 er den installasjonen som viste seg å ha størst svingninger i HM-indeksen. I tidsperioden 2006-2007 har installasjonen hatt en svært stor produktivitetstilbakegang med en HM-indeks på 0,29. Dette kan skyldes at kostnadene i denne perioden økte med 13 %, samtidig som produksjonen ble redusert med 80 % og strømforbruket nesten halvert. Vi antar at ekstraordinære hendelser har ført til disse tallene, som eksempelvis driftsstans. I tidsperioden 2007-2008 ser vi at installasjonen har hatt en betydelig produktivitetsøkning med en HM-indeks på 1,80. Kostnadene i denne perioden økte med 53 %, mens produksjonen også økte med 180 %. Strømforbruket økte med 27 %, i tillegg til at antall brønner i drift økte fra 7 til 9. Produktivitetsøkningen er derfor i stor grad et resultat av de avvikende tallene fra forrige tidsperiode. I tidsperioden 2008-2009 reduserte installasjonen kostnadene med 23 %, samtidig som produksjonen og strøm-

forbruket økte med henholdsvis 67 % og 40 %. Vi antar derfor at den store produktivitetsøkningen denne perioden skyldes bedre drifting foran tilfeldige hendelser.

Vi har ved å plukke ut de to installasjonene ovenfor vist som en illustrasjon på hvordan man kan analysere årsakene til produktivitetsendringene. Hva som ligger bak resultatene fra produktivitetsanalysen er likevel utenfor vårt analyseformål, da de resultatene som fremkommer kan tenkes å også skyldes andre forhold enn de som inkluderes i analysen, som driftsstans grunnet en ekstraordinær situasjon, men som vi ikke har kjennskap til.

Tabell 5.9 viser et sammendrag av analysen, med gjennomsnittlig endring i produktivitet (HM TFP), teknologi (TCSC) og effektivitet (EC) for alle installasjonene de aktuelle tidsperiodene, eksklusive DMU-13 i tidsperiodene 2005-2006 og 2006-2007 grunnet antakelser som ekstraordinære forhold. Vi ser at installasjonene samlet sett har hatt en fremgang i produktivitet i samtlige tidsperioder, med unntak av tidsperioden 2006-2007. Produktivitetstilbakegangen denne perioden skyldes i stor grad teknologitilbakegang. Samlet sett ser vi at i tidsperioden 2005-2009 har installasjonene hatt en relativt stor produktivitetsøkning, som i stor grad har kommet av teknologifremgang.

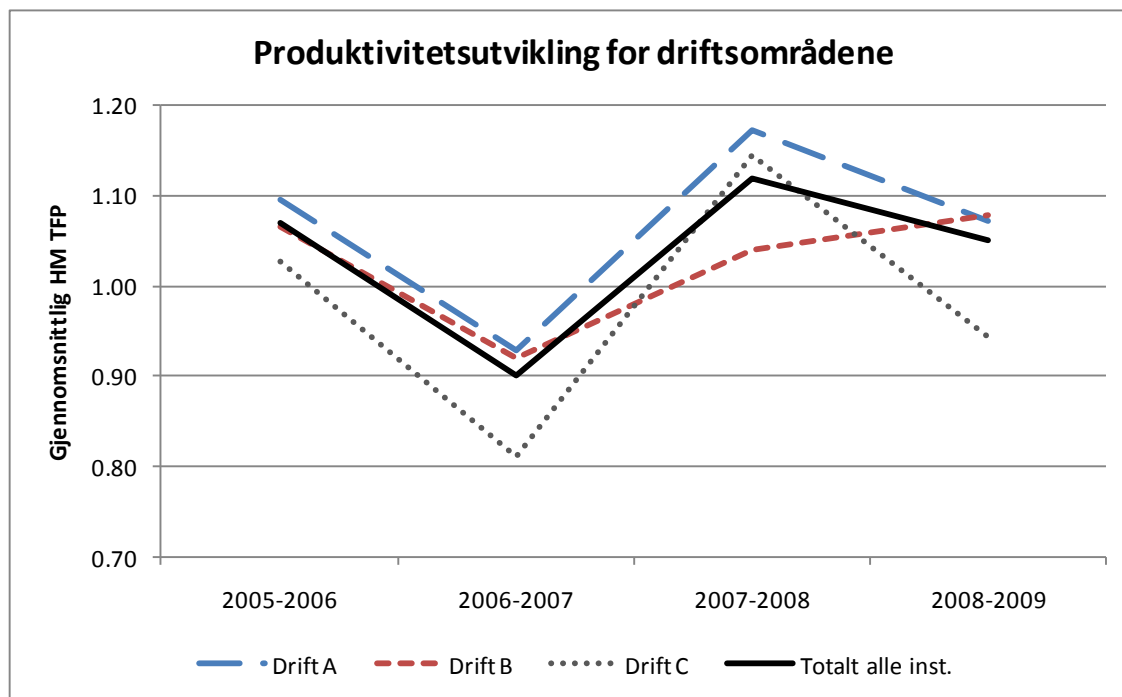
Tidsperiode	Gjennomsnitt		
	HM TFP	TCSC	EC
2005-2006	1.07	1.06	1.01
2006-2007	0.90	0.92	0.98
2007-2008	1.12	1.11	1.01
2008-2009	1.05	1.11	0.95
2005-2009	1.11	1.20	0.94

Tabell 5.9: Gjennomsnittlig HM-indeks for alle tidsperioder, eksklusive DMU-13

5.3.4 HM-indeks ved de ulike driftsområdene

Vi ønsket også i produktivitetsanalysen å undersøke om det fantes forskjeller i produktivitet ved de ulike driftsområdene. Figur 5.2 viser produktivitetsutviklingen til alle driftsområdene. For mer detaljert tabell for driftsområdene, se vedlegg 7. Vi ser at

installasjonene ved Drift A har konsistent høyere HM-indeks enn de andre områdene. Installasjonene ved Drift C har hatt konsistent lavere HM-indeks, med unntak av i tidsperioden 2007-2008, der Drift B har hatt en lavere produktivitetsøkning. Drift B har i tidsperioden 2008-2009 en marginalt bedre produktivitetsøkning enn Drift A. Altså finner vi også i produktivitetsanalysen forskjeller mellom driftsområdene. Da HM-indeksen bygger på Farrells effektivitetsmål, kan det tenkes at forskjellene kan forklares av samme årsak som i effektivitetsanalysen der vi fant at forskjellene skyldes type installasjon. Vi ser også at produktivitetsendringen for alle driftsområdene i stor grad beveger seg i samme retning. Det kan tenkes at denne samvariasjonen kan skyldes forhold i petroleumsbransjens omgivelser i de ulike tidsperiodene som kan ha hatt en felles effekt på driften av installasjonene.



Figur 5.2: Produktivitetsutvikling for de ulike driftsområdene

6 Oppsummering og konklusjon

Målsetningen ved vår oppgave har vært å undersøke effektiviteten til installasjoner ved ulike Statoilopererte olje- og gassfelt på norsk kontinentalsokkel, samt å undersøke installasjonenes produktivitetsendring over tid.

Effektivitetsanalysen er gjort ved bruk av DEA-metoden. Denne metoden tillater oss å inkludere flere input og flere output i en modell, og beregne en felles effektivitetsscore for hver installasjon, basert på prestasjoner ved de ulike faktorene som er inkludert i modellen. For vårt analyseformål er DEA en hensiktsmessig metode, da den tillater oss å ta hensyn til kompleksitetsfaktorer i olje- og gassfeltenes omgivelser, ved å inkludere de som output. På denne måten skaper metoden et riktig sammenlikningsgrunnlag, til tross for ulike rammevilkår ved de ulike installasjonene. I DEA er det ikke nødvendig å definere en funksjonell form på produktfunksjonen, noe som er en fordel for oss da det ville vært problematisk å finne en riktig matematisk sammenheng i produksjonsprosessen for petroleum. I tillegg tillater metoden for å inkludere både verdi- og mengdestørrelser i samme modell, noe som er passende for vår analyse, da vi har inkludert variabler med ulike måleenheter i modellen.

Vi har i vår analyse anvendt metoden til å beregne kostnadseffektivitet ved de ulike installasjonene og rangert de i henhold til dette. Analysen viste at 5 av de 27 installasjonene som inngikk i analysen ble ansett som 100 % effektive i 2009. 17 av installasjonene fikk en effektivitetsscore på 70 % eller høyere. Gjennomsnittlig effektivitet i 2009 var 75 %, som var en nedgang på 7 prosentpoeng fra 2008. Denne endringen kan ha kommet av at noen av de mest effektive installasjonene har forbedret seg ytterligere, uten at de resterende installasjonene har klart å "henge med" i utviklingen. Denne situasjonen illustrerer at det kan finnes en treghet i implementeringen av nye løsninger, og en svikt i deling av kunnskaper enhetene imellom. Om man velger å se på nedgangen i gjennomsnittlig effektivitet som positivt eller negativt, kommer derfor an på målsetningene til ledelsen. Eksempelvis er det positivt at noen få installasjoner har forbedret seg betraktelig, men negativt at de resterende installasjonene ikke tar del av den positive utviklingen.

Videre har vi brukt effektivitetsscorene til å beregne en kostnadsnorm til de ulike installasjonene for å kartlegge innsparingspotensiale. I 2009 fant vi, samlet sett, at de 27 installasjonene som inngikk i analysen bør redusere kostnadene med i overkant av 7 000 MNOK. Dersom man skal anvende en slik effektivitetsanalyse som bakgrunn for kostnadskutt, bør man være oppmerksom på at effektivitetsscorene som fremkommer er basert på tall fra en annen periode enn kostnadskuttet vil skje. Eksempelvis kan det tenkes at forslagene til kostnadsreduksjon er basert på tall fra 2009, men at implementeringen for kostnadsreduksjonen ikke vil skje før i 2011. Ut fra vedlegg 5 ser vi at effektivitetsscorene varierer relativt mye fra år til år, som indikerer at installasjonene kan feilaktig bli ”straffet” for det de gjorde for 2 år siden. DEA-analysen bør derfor brukes med forsiktighet i denne sammenheng. Vi gjør også oppmerksom på at DEA ikke kan fullstendig erstatte vanlige regnskapsanalyser og lønnsomhetsmål, men bør brukes som et supplement for å kartlegge forbedringsområder og hvordan de ulike installasjonene har tilpasset seg produksjonsprosessen. Fokuset ved benchmarking bør derfor være læring og forbedring.

Ved å se på effektiviteten ved de ulike driftsområdene, fant vi betydelige forskjeller. Drift A oppnådde en gjennomsnittlig effektivitetsscore på 88 %, Drift B 70 % og Drift C 58 %. Spørsmålet i forbindelse med dette var om forskjellene skyldes forskjeller i måten områdene driftes på, eller om det skyldes forhold utenfor vår modell. Vi har kunnskaper om at områdene driftes relativt likt, og valgte derfor å undersøke om vi fant faktorer utenfor modellen som kunne tenkes å påvirke effektiviteten. Type installasjon viste seg å ha innvirkning på effektivitet, og dersom man hadde funnet en god måte å inkludere denne variabelen som kategorisk outputvariabel i modellen, kan det tenkes at effektivitetsscorene ville blitt mer ”optimistiske”.

Resultatene fra benchmarkingen kan brukes til å kartlegge installasjonenes effektivitet, samt å synliggjøre forbedringspotensialet for dem. Analysen viser hvilke installasjoner som bør forbedre seg, og hvilke de bør lære fra. Da vår analyse er en intern benchmarking, har Statoil ASA gode forutsetninger til å effektivt kunne overføre kunnskaper fra én enhet til en annen, og å nyttegjøre seg av at målsetningen ved benchmarking bør være læring. Benchmarking er en metode der man måler seg relativt

til andre, og det kan derfor oppstå incentiver hos installasjonene til å holde tilbake informasjon for å selv oppnå en best mulig effektivitetsscore. Det er derfor viktig at ledelsen skaper gode incentiver til deling av kunnskaper. Et annet problem ved at effektivitet måles relativt til andre og ikke mot et ”teoretisk optimum”, er at de installasjonene som DEA anslår er 100 % effektive ikke har incentiver til å forbedre seg ytterligere da de allerede har oppnådd sin ”maksimale score”. Ledelsen bør derfor også skape incentiver for kontinuerlig forbedring, slik at de mest effektive enhetene ikke blir ”late”.

En oppfordring til videre forskning er derfor å kartlegge hvordan man kan utforme gode incentivsystemer for selskaper som bruker DEA-metoden, som kan korrigere for de negative virkningene som kan oppstå ved relativ prestasjonsmåling. Det kan tenkes at produktivitet er et bedre prestasjonsmål når det gjelder incentivsystemer, da enhetene her måles relativt til seg selv og belønning vil i større grad være basert på nåværende prestasjoner. Å måle prestasjoner relativt til sin egen utvikling vil i tillegg gi de 100 % effektive enhetene incentiver til forbedring.

I analyse del 2 har vi analysert installasjonenes produktivitetsutvikling over tid. Vi valgte i denne analysen å anvende en Hicks-Moorsteen tilnærming, da denne er mest riktig for vår skalaantakelse. Hicks-Moorsteen indeksen beregnes ved å se på endring i output, ved å holde input konstant og endring i input, ved å holde output konstant. Ved å gjøre dette beholder vi homogenitetsegenskapene i produksjonsmulighetsområdet. Metoden bygger på Farrells effektivitetsmål, og er derfor tett knyttet til DEA-metodikken brukt i effektivitetsanalysen.

Samlet sett fant vi at installasjonene har hatt en produktivitetsøkning i tidsperiodene 2005-2006, 2007-2008 og 2008-2009. I tidsperioden 2006-2007 ser vi et avvik, der installasjonene gjennomsnittlig har hatt en produktivitetstilbakegang med en HM-indeks på 0,90. Også i produktivitetsanalysen fant vi forskjeller mellom driftsområdene, og det er også her Drift A som skiller seg ut med høyest gjennomsnittlig produktivitet og Drift C med lavest. Da HM-indeksen henger sammen med Farrells effektivitetsmål

brukt i effektivitetsanalysen, antar vi at forskjellene i produktivitet kan skyldes forskjeller i type installasjon.

En av våre største utfordringer ved våre analyser har vært vårt begrensede antall observasjoner. Dette har gjort at vi har vært nødt til å ta noen vanskelige valg i forbindelse med å velge ut hvilke variabler vi skal inkludere i modellen. Petroleumsproduksjon er en kompleks produksjonsprosess, og det vil finnes mange faktorer som bidrar til å påvirke kostnadene. Det kan derfor tenkes at vi har utelatt variabler som burde vært inkludert i modellen, og at de effektivitetsscorene som fremkommer i vår analyse er for ”pessimistiske”. Effektivitetsscorene som fremkommer i en DEA-analyse skal i hovedsak utelukkende være et bilde på hvor effektivt en DMU driftes. Dersom man utelater variabler som er med på å påvirke kostnadene, vil effektivitetsscorene ikke gi et riktig bilde på installasjonenes sanne effektivitet direkte relatert til driften. Ved et høyere antall observasjoner kunne vi inkludert flere variabler i modellen slik at rammevilkårene ved de enkelte installasjonene kunne blitt justert for på en bedre måte. Videre kunne man dekomponert kostnadene i kostnadsgrupper og inkludere disse som inputvariabler, slik at man kan kartlegge mer spesifikt på hvilke områder forbedringspotensialet ligger.

Et annet valg vi har måtte ta, er å ta stilling til hvilke skalaegenskaper teknologien til petroleumsproduksjon står ovenfor. Vi har på bakgrunn av både skjønn og en statistisk test valgt å anta økende skalautbytte. Hvilken antakelse man gjør i forhold til skalautbytte kommer ofte an på hvordan man velger å se på produksjonen. Eksempelvis kan man tenke seg at ved petroleumsproduksjon vil det etterhvert som man utvinner olje og gass være mindre og mindre igjen å utvinne. Produksjonsraten på et gitt olje- og gassfelt vil derfor naturlig reduseres, noe som kan føre til økte enhetskostnader. I motsetning til andre industrier, der man vil ha en læringskurve som gjør at man med tiden vil bli ”flinkere” på det man gjør, vil man i petroleumsindustrien måtte øke innsatsen med tiden. Ved en slik tankegang kan man tenke seg at man står ovenfor avtakende skalautbytte. Vår tankegang relaterer seg til størrelsen på installasjonene. En større installasjon kan tenkes å kunne dra nytte av stordriftsfordeler, da en stor andel av kostnadene ikke vil være direkte relatert til produksjonen. Eksempelvis vil brønnene,

riserne og subseafasilitenene måtte vedlikeholdes, sikkerhetstiltak må gjennomføres, bemanning på plattformene må opprettholdes m.m. Med dette menes at en installasjon som er dobbelt så stor som en annen, ikke nødvendigvis trenger å bruke dobbelt så mye input, og har på bakgrunn av dette antatt økende skalautbytte.

Vi vil likevel gjøre oppmerksom på at ingen industrier vil stå ovenfor global IRS, da man ikke kan øke output uendelig, og bedriften vil alltid nå et punkt der man vil stå ovenfor avtakende skalautbytte. Ved petroleumsproduksjon vil man eksempelvis ha det tilfellet at store installasjoner vil ha mye ledig kapasitet når de nærmer seg slutten av sin levetid, og at enhetskostnadene ved installasjonene vil øke over tid. Det kan derfor tenkes at ved vår skalaantakelse i DEA-analysen, kan store, gamle installasjoner ha fått tildelt lavere effektivitetsscore enn de "fortjener".

Ved produktivitetsanalysen har vi støtt på noen utfordringer. Hicks-Moorsteen indeksen har fått relativt liten oppmerksomhet i forskningen, da det er Malmquistindeksen som er mest vanlig brukt. Malmquistindeksen er en god metode å bruke, dersom man står ovenfor en teknologi med konstant skalautbytte. Problematikken rundt å bruke denne indeksen ved variabelt skalautbytte er lite omdiskutert i litteraturen, og mange velger å anvende denne metodikken ukritisk, uavhengig av skalautbytte, blant annet ved å anvende generalisert Malmquistindeks. Utfordringen vår har derfor vært å finne gode diskusjoner rundt riktig anvendelse av Hicks-Moorsteen indeksen, samt korrekte utregningsmetoder. Mangel på god programvare har blant annet gjort at vi har vært nødt til å anta skalaegenskaper som i vår oppgave ikke er tilfellet; variabelt skalautbytte foran økende. Dette kan ha ført til at større installasjoner kan ha blitt ufortjent favorisert.

Vi har dekomponert Hicks-Moorsteen indeksen i teknologisk endring og effektivitetsendring. I den teknologiske endringen ligger også en skalaeffekt, som vi ikke har dekomponert. Dersom man hadde dekomponert den teknologiske endringen i ren teknologisk endring og skalaendring ville man fått et bedre bilde på hva produktivitetsendringen skyldes. En oppfordring til videre forskning er derfor å finne gode metoder for å gjøre denne dekomponeringen på en riktig måte.

I vår analyse har vi ikke gått i detalj på de enkelte installasjonene, hverken i effektivitetsanalysen eller produktivitetsanalysen, på hva de resultatene som fremkommer kan skyldes. Dette kommer hovedsaklig av at vi ikke har inngående kunnskaper om kostnadene på detaljnivå og vi overlater derfor videre analyse av resultatene til ledelsen, eller andre med tilgang til tilstrekkelig informasjon.

Vi er ikke kjent med at noen har gjennomført en tilsvarende effektivitets- og produktivitetsanalyse på installasjoner ved olje- og gassfelt på norsk kontinentalsokkel tidligere, ved bruk av DEA-metoden og Hicks-Moorsteen indeksen. Dette har gjort det utfordrende for oss å ta de nødvendige valg og forutsetninger i forkant av analysen, noe som kan ha hatt en innvirkning på feilmarginen ved de resultatene som har fremkommet. Vår oppgave bør derfor ses på som en presentasjon av hvordan metodene kan anvendes, og vi gjør oppmerksom på at de resultatene som fremkommer bør brukes med forsiktighet.

Litteraturliste

Andersen, B. og Pettersen, P. (1995): *Benchmarking: En Praktisk Håndbok*, Oslo, Tano.

Banker, R. D., Charnes, A. og Cooper, W. W. (1984): "Some Models for Estimating Technical and Scale Efficiencies in Data Envelopment Analysis", *Management Science* 30(9), 1078-1092.

Belsom, E. (2000): "Contributions to the Theory of Productivity Measurement" *Institutt for Industriell Økonomi og Teknologiledelse*, Trondheim, NTNU, Doktoravhandling.

Bjurek, H. (1996): "The Malmquist Total Factor Productivity Index", *Scandinavian Journal of Economics*, 98(2), 303-313.

Caves, D. W., Christensen, L. R. og Diewert, W. E. (1982): "The Economic Theory of Index Numbers and the Measurement of Input, Output, and Productivity", *Econometrica*, 50(6), 1393-1414.

Charnes, A., Cooper, W. W., Golany, B., Seiford, L. og Stutz, J. (1985): "Foundations of data envelopment analysis for Pareto-Koopmans efficient empirical production functions", *Journal of Econometrics*, 30(1-2), 91-107.

Charnes, A., Cooper, W. W. og Rhodes, E. (1978): "Measuring the Efficiency of Decision Making Units", *European Journal of Operational Research*, 2, 429-444.

Coelli, T. J., Prasada Rao, D. S., O'Donnell, C. J. og Battese, G. E (2005): *An Introduction to Efficiency and Productivity Analysis*, New York, Springer.

Cooper, W. W., Seiford, L. M. og Tone, K. (2006): *Introduction to Data Envelopment Analysis and Its Uses*, New York, Springer.

Farell, M. J. (1957): "The Measurement of Productive Efficiency", *Journal of the Royal Statistical Society*, 120(3), 253-281.

Färe, R., Grosskopf, S., Norris, M. og Zhang, Z. (1994): "Productivity Growth, Technical Progress, and Efficiency Change in Industrialized Countries", *American Economic Review*, 84(1), 66-83.

Førsund, F. R. og Kittelsen, S. A. C. (2001): "Empiriske forskningsresultater om effektivitet i offentlig tjenesteproduksjon", *Rapport Økonomisk Forum*, 22-26.

Grammeltvedt, T. E., Hansen, W., Haugland, C. P., Karlsen, E. N., Langset, T., Neurauter, T. M., Tjeldflåt, A. og Wiull, S. O. (2006): "Modell for Fastsettelse av Kostnadsnorm: Økonomisk Regulering av Nettselskapene fra 2007", *Dokument Norges Vassdrags- og Energidirektorat*, utkast per 06.06.2006.

Grosskopf, S. (1996): "Statistical Inference and Nonparametric Efficiency: A Selective Survey" *Journal of Productivity Analysis*, 7, 161-176.

Hoff, K. G. og Holving, P. A. (2007): *Balansert Målstyring*, Oslo, Universitetsforlaget.

Hope, J. og Fraser, R., (2003): *Beyond Budgeting – How managers Can Break Free from the Annual Performance Trap*, Boston Massachusetts, Harvard Business School Press.

Lovell, C. A. K. og Rouse, A. P. B. (2003): "Equivalent Standard DEA Models to Provide Super-Efficiency Scores", *The Journal of the Operational Research Society*, 54(1), 101-108.

O'Donnel, C. J. (2008): "An Aggregate Quantity-Price Framework for Measuring and Decomposing Productivity and Profitability Change", *Working Paper, School of Economics, University of Queensland*, No. WP07/2008.

Simar, L. og Wilson, P. W. (2000): "A General Methodology for Bootstrapping in Non-Parametric Frontier Models", *Journal of Applied Statistics*, 27(6), 779-802.

Silberberg, E. og Suen, W. (2001): *The Structure of Economics: A Mathematical Analysis*, New York, McGraw-Hill.

Thanassoulis, E. (1993): "A Comparison of Regression Analysis and Data Envelopment Analysis as Alternative Methods for Performance Assessments", *The Journal of the Operational Research Society*, 44(11), 1129-1144.

Thanassoulis, E., Boussofiane, A. og Dyson, R. G. (1996): "A Comparison of Data Envelopment Analysis and Ratio Analysis as Tools for Performance Assessment", *International Journal of Management Science*, 3, 229-244.

Andre kilder:

DEAZone, "DEA Tutorial", tilgjengelig på:

<http://www.deazone.com/tutorial/issues.htm>, lastet ned 03.03.2010

Oslo Børs, "Kursutvikling Statoil", tilgjengelig på:

http://www.oslobors.no/markedsaktivitet/stockOverview?newt_ticker=STL, lastet ned 05.05.2010

SSB, "Sekundærnæringene: Fra industri til olje", tilgjengelig på:

<http://www.ssb.no/norge/sekundaer.pdf>, lastet ned 15.02.2010

Statoil ASA, "About Statoil", tilgjengelig på:

<http://www.statoil.com/en/about/pages/default.aspx>, lastet ned 09.02.2010

Statoil ASA (2010): "Information Memo Business Units - North Sea Benchmark 2010"

Statoil ASA (2009): "StatoilHydro-boken 2009", versjon 1.2

Vedlegg

Vedlegg 1: Regresjonsanalyser med tall på lineær og logaritmisk form

SUMMARY OUTPUT - med tall på lineær form

Regression Statistics	
Multiple R	0.73
R Square	0.53
Adjusted R Square	0.42
Standard Error	389,749
Observations	27

ANOVA					
	df	SS	MS	F	Significance F
Regression	5	3.6E+12	7.3E+11	4.78	0.0045
Residual	21	3.2E+12	1.5E+11		
Total	26	6.8E+12			

	Coeff.	SE	t Stat	P-value	Lower 95%	Upper 95%	Lower 95.0%	Upper 95.0%
Intercept	386,664	194,145	1.99	0.06	-17,083	790,411	-17,083	790,411
Total oljeproduksjon	2,489	5,449	0.46	0.65	-8,842	13,820	-8,842	13,820
Total gassproduksjon	223	2,691	0.08	0.93	-5,373	5,819	-5,373	5,819
Strømførbbruk	1.61	0.75	2.17	0.04	0	3	0	3
Subseafasiliteter	25,691	10,453	2.46	0.02	3,953	47,429	3,953	47,429
Brønner i drift	5,201	4,619	1.13	0.27	-4,406	14,808	-4,406	14,808

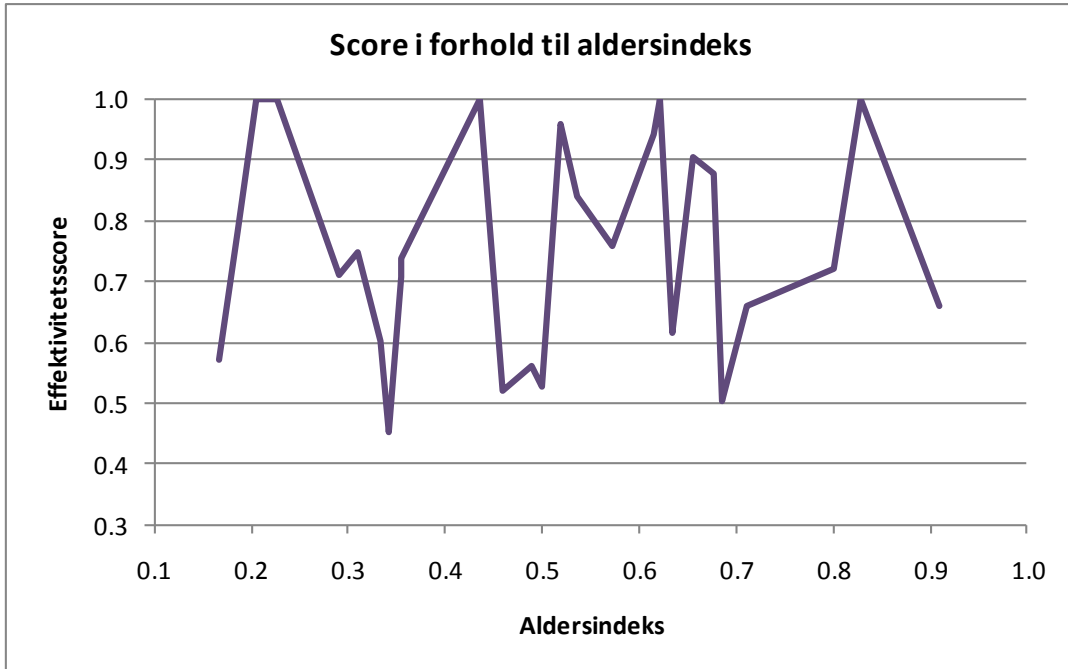
SUMMARY OUTPUT - med tall på logaritmisk form

Regression Statistics	
Multiple R	0.79
R Square	0.62
Adjusted R Square	0.53
Standard Error	0.28
Observations	27

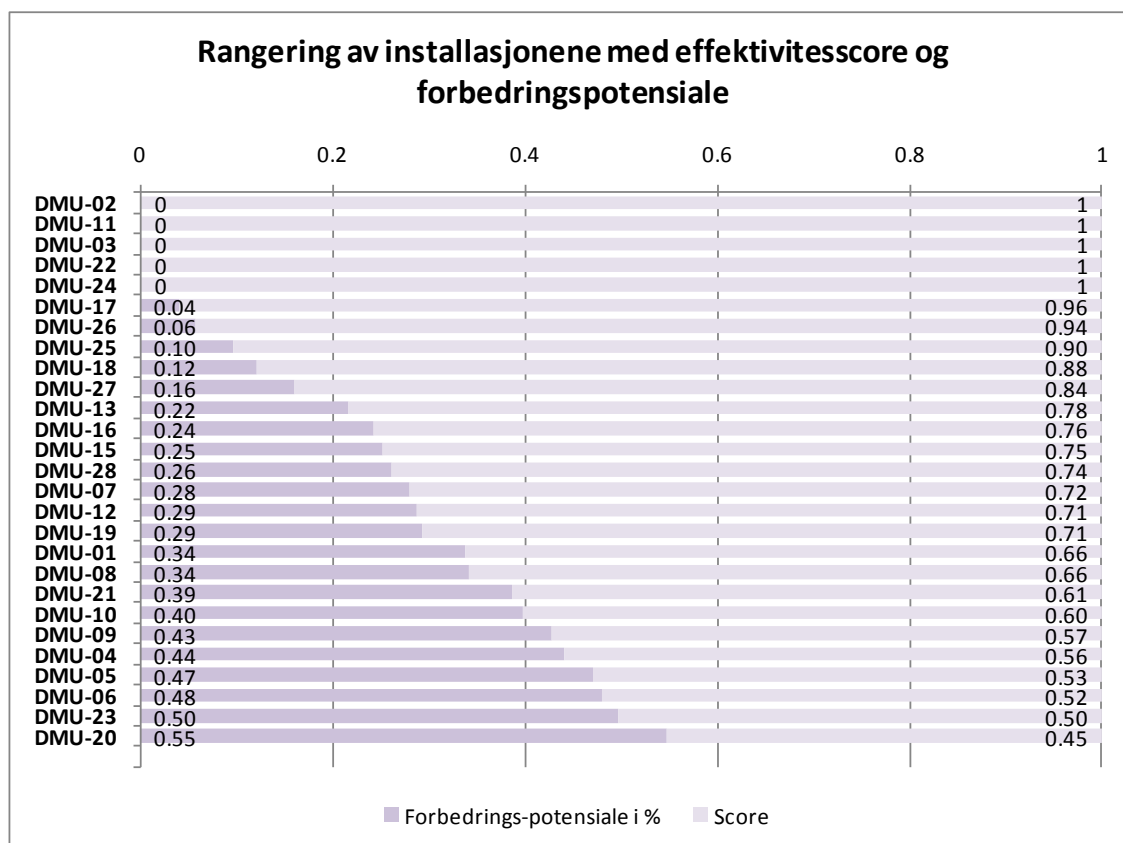
ANOVA					
	df	SS	MS	F	Significance F
Regression	5	2.72	0.54	6.75	0.00068
Residual	21	1.69	0.08		
Total	26	4.41			

	Coeff.	SE	t Stat	P-value	Lower 95%	Upper 95%	Lower 95.0%	Upper 95.0%
Intercept	10.21	1.30	7.88	0.00	7.51	12.90	7.51	12.90
Total oljeproduksjon	0.10	0.07	1.46	0.16	-0.04	0.24	-0.04	0.24
Total gassproduksjon	0.02	0.03	0.62	0.54	-0.04	0.08	-0.04	0.08
Strømførbbruk	0.24	0.12	2.07	0.05	0.00	0.48	0.00	0.48
Subseafasiliteter	0.12	0.06	2.20	0.04	0.01	0.24	0.01	0.24
Brønner i drift	0.09	0.11	0.86	0.40	-0.13	0.31	-0.13	0.31

Vedlegg 2: Sammenheng mellom effektivitetsscore og aldersindeks



Vedlegg 3: DEA-resultater for alle installasjoner med forbedringspotensiale, 2009



Vedlegg 4: Referansesett fra DEA-analysen for 2009

Inst.	Referansesett (λ)				Inst.	Referansesett (λ)			
DMU-01	DMU-02	0.02	DMU-22	0.87	DMU-16	DMU-11	0.22	DMU-22	0.28
	DMU-24	0.11				DMU-24	0.50		
DMU-02	DMU-02	1.00			DMU-17	DMU-22	0.31	DMU-24	0.69
DMU-03	DMU-03	1.00			DMU-18	DMU-03	0.61	DMU-22	1.13
DMU-04	DMU-02	0.41	DMU-22	0.41		DMU-24	0.31		
	DMU-24	0.42			DMU-19	DMU-02	0.01	DMU-11	0.60
DMU-05	DMU-22	0.67	DMU-24	0.39		DMU-22	0.39		
DMU-06	DMU-02	0.30	DMU-22	0.90	DMU-20	DMU-02	0.06	DMU-03	0.79
	DMU-24	0.41				DMU-22	0.00	DMU-24	0.33
DMU-07	DMU-02	0.06	DMU-11	0.44	DMU-21	DMU-22	0.95	DMU-24	0.68
	DMU-22	0.50			DMU-22	DMU-22	1.00		
DMU-08	DMU-02	0.30	DMU-22	0.57	DMU-23	DMU-22	0.07	DMU-24	0.97
	DMU-24	0.13			DMU-24	DMU-24	1.00		
DMU-09	DMU-02	0.13	DMU-11	0.07	DMU-25	DMU-02	0.08	DMU-22	0.80
	DMU-22	0.17	DMU-24	0.62		DMU-24	0.13		
DMU-10	DMU-22	0.71	DMU-24	1.11	DMU-26	DMU-02	0.15	DMU-11	0.14
DMU-11	DMU-11	1.00				DMU-22	0.71	DMU-24	0.01
DMU-12	DMU-02	0.13	DMU-11	0.33	DMU-27	DMU-02	0.12	DMU-03	0.80
	DMU-22	0.50	DMU-24	0.04		DMU-22	0.54	DMU-24	0.22
DMU-13	DMU-02	0.19	DMU-11	0.60	DMU-28	DMU-02	0.01	DMU-11	0.52
	DMU-22	0.21				DMU-22	0.31	DMU-24	0.16
DMU-15	DMU-22	0.68	DMU-24	0.39					

Vedlegg 5: Utvikling i effektivitetsscore 2005-2009 for alle installasjoner

Installasjon	Effektivitetsscore, kostnadseffektivitet				
	2005	2006	2007	2008	2009
DMU-02	1	1	1	1	1
DMU-11	-	-	1	1	1
DMU-03	1	1	1	1	1
DMU-22	1	1	1	1	1
DMU-24	0.99	1	1	1	1
DMU-17	1	1	0.95	1	0.96
DMU-26	0.79	0.93	1	1	0.94
DMU-25	0.77	0.93	0.96	1	0.90
DMU-18	0.81	0.84	0.94	0.70	0.88
DMU-27	0.74	0.75	0.77	0.69	0.84
DMU-13	-	1	0.97	0.61	0.78
DMU-16	0.80	0.90	1	1	0.76
DMU-15	0.83	0.84	0.84	0.84	0.75
DMU-28	-	0.96	0.69	0.66	0.74
DMU-07	0.63	0.58	0.50	0.55	0.72
DMU-12	0.74	0.73	0.79	0.92	0.71
DMU-19	1	1	0.84	0.83	0.71
DMU-01	0.65	0.73	0.85	0.69	0.66
DMU-08	0.91	0.92	1	0.92	0.66
DMU-21	0.61	0.70	0.72	0.67	0.61
DMU-10	0.94	0.74	0.49	0.85	0.60
DMU-09	-	1	0.61	0.57	0.57
DMU-04	0.60	0.60	0.66	0.67	0.56
DMU-05	0.71	0.76	0.83	0.87	0.53
DMU-06	0.64	0.63	0.74	0.72	0.52
DMU-23	0.81	0.58	0.99	0.78	0.50
DMU-20	0.61	0.62	0.52	0.50	0.45

Vedlegg 6: Resultater fra produktivitetsanalysen 2005-2009

Installasjon	Tidsperiode 2005-2006							
	DtO(xt,yt+1)	DtO(xt,yt)	Dtl(xt+1,yt)	Dtl(xt,yt)		HM TFP	TCSC	EC
DMU-01	0.76	0.76	1.24	1.43		1.16	1.06	1.09
DMU-02	1.24	1.00	0.96	1.00		1.29	1.29	1.00
DMU-03	1.04	1.00	0.97	1.00		1.07	1.07	1.00
DMU-04	1.06	1.00	0.91	1.00		1.17	1.17	1.00
DMU-05	0.84	0.84	1.16	1.31		1.12	1.09	1.03
DMU-06	1.07	1.00	1.04	1.00		1.03	1.03	1.00
DMU-07	0.79	0.79	1.63	1.60		0.98	1.05	0.93
DMU-08	0.99	1.00	0.91	1.00		1.09	1.09	1.00
DMU-10	1.03	1.00	1.28	1.00		0.81	0.81	1.00
DMU-12	0.74	0.71	1.38	1.36		1.03	1.04	0.99
DMU-13	-	1.00	1.12	1.00		-	-	1.00
DMU-15	0.95	0.95	1.04	1.08		1.04	1.07	0.97
DMU-16	0.83	0.83	1.08	1.24		1.15	1.03	1.12
DMU-17	1.00	1.00	0.99	1.00		1.01	1.01	1.00
DMU-18	1.08	1.00	0.97	1.00		1.12	1.12	1.00
DMU-19	1.00	1.00	0.92	1.00		1.09	1.09	1.00
DMU-20	0.92	0.90	1.22	1.24		1.04	1.00	1.04
DMU-21	1.06	1.00	0.87	1.00		1.21	1.21	1.00
DMU-22	1.50	1.00	1.51	1.00		0.99	0.99	1.00
DMU-23	0.93	1.00	1.17	1.00		0.80	1.03	0.77
DMU-24	1.40	1.00	1.21	1.00		1.16	1.16	1.00
DMU-25	0.79	0.79	1.12	1.30		1.16	0.96	1.21
DMU-26	0.81	0.80	1.15	1.27		1.12	0.95	1.19
DMU-27	0.99	1.00	0.97	1.00		1.02	1.02	1.00

Vedlegg

Installasjon	Tidsperiode 2006-2007							
	DtO(xt,yt+1)	DtO(xt,yt)	Dtl(xt+1,yt)	Dtl(xt,yt)		HM TFP	TCSC	EC
DMU-01	0.81	0.81	1.34	1.31		0.98	0.88	1.12
DMU-02	0.99	1.00	1.08	1.00		0.92	0.92	1.00
DMU-03	0.96	1.00	1.16	1.00		0.83	0.83	1.00
DMU-04	0.89	1.00	0.94	1.00		0.94	0.94	1.00
DMU-05	0.88	0.88	1.29	1.27		0.99	0.93	1.06
DMU-06	0.90	1.00	0.90	1.00		1.00	1.00	1.00
DMU-07	0.48	0.75	2.10	1.72		0.53	0.61	0.86
DMU-08	0.99	1.00	1.06	1.00		0.93	0.93	1.00
DMU-09	1.18	1.00	2.10	1.00		0.56	0.91	0.61
DMU-10	1.03	1.00	1.46	1.00		0.71	0.71	1.00
DMU-12	0.57	0.70	1.38	1.38		0.82	0.75	1.09
DMU-13	0.33	1.00	1.13	1.00		0.29	0.30	0.97
DMU-15	1.02	0.94	1.33	1.12		0.91	0.94	0.97
DMU-16	1.02	0.89	1.19	1.11		1.06	0.95	1.11
DMU-17	1.01	1.00	1.36	1.00		0.74	0.78	0.95
DMU-18	1.21	1.00	1.09	1.00		1.11	1.11	1.00
DMU-19	1.00	1.00	1.57	1.00		0.64	0.76	0.84
DMU-20	0.77	0.91	1.35	1.19		0.75	1.14	0.66
DMU-21	1.09	1.00	1.09	1.00		1.00	1.00	1.00
DMU-22	1.56	1.00	1.22	1.00		1.28	1.28	1.00
DMU-23	0.93	0.88	1.07	1.29		1.28	0.99	1.29
DMU-24	1.06	1.00	0.94	1.00		1.13	1.13	1.00
DMU-25	0.84	0.89	1.14	1.07		0.89	0.86	1.03
DMU-26	0.76	0.89	0.97	1.07		0.95	0.89	1.07
DMU-27	1.01	1.00	0.95	1.00		1.06	1.06	1.00
DMU-28	0.49	0.96	1.01	1.04		0.52	0.73	0.72

Vedlegg

Installasjon	Tidsperiode 2007-2008							
	DtO(xt,yt+1)	DtO(xt,yt)	Dtl(xt+1,yt)	Dtl(xt,yt)		HM TFP	TCSC	EC
DMU-01	0.80	0.85	1.22	1.18		0.91	1.11	0.82
DMU-02	0.91	1.00	0.91	1.00		1.00	1.00	1.00
DMU-03	1.01	1.00	0.80	1.00		1.27	1.27	1.00
DMU-04	1.08	1.00	1.00	1.00		1.08	1.08	1.00
DMU-05	0.86	0.86	1.07	1.20		1.12	1.03	1.09
DMU-06	1.04	1.00	0.96	1.00		1.08	1.08	1.00
DMU-07	0.43	0.44	1.56	2.00		1.28	1.16	1.10
DMU-08	0.91	1.00	0.89	1.00		1.02	1.02	1.00
DMU-09	0.66	0.64	1.80	1.63		0.93	0.99	0.94
DMU-10	1.00	1.00	0.64	1.00		1.56	1.56	1.00
DMU-11	1.21	1.00	0.89	1.00		1.37	1.37	1.00
DMU-12	0.68	0.68	1.00	1.26		1.27	1.09	1.16
DMU-13	1.49	0.54	1.57	1.03		1.80	2.87	0.63
DMU-15	0.85	0.89	1.04	1.14		1.06	0.99	1.07
DMU-16	1.08	1.00	0.95	1.00		1.13	1.13	1.00
DMU-17	0.95	0.95	0.92	1.06		1.15	1.09	1.06
DMU-18	0.95	1.00	1.04	1.00		0.92	0.92	1.00
DMU-19	0.56	0.56	1.05	1.19		1.13	1.14	0.99
DMU-20	0.71	0.82	1.60	1.81		0.98	1.07	0.91
DMU-21	1.03	1.00	1.06	1.00		0.98	0.98	1.00
DMU-22	0.94	1.00	0.86	1.00		1.10	1.10	1.00
DMU-23	1.00	1.00	1.02	1.00		0.98	0.98	1.00
DMU-24	1.05	1.00	1.16	1.00		0.91	0.91	1.00
DMU-25	0.97	0.96	0.98	1.04		1.08	1.03	1.04
DMU-26	1.55	1.00	0.90	1.00		1.73	1.73	1.00
DMU-27	0.94	1.00	1.06	1.00		0.89	0.89	1.00
DMU-28	0.53	0.50	1.40	1.44		1.09	1.14	0.95

Vedlegg

Installasjon	Tidsperiode 2008 - 2009							
	DtO(xt,yt+1)	DtO(xt,yt)	Dtl(xt+1,yt)	Dtl(xt,yt)		HM TFP	TCSC	EC
DMU-01	0.65	0.79	1.27	1.44		0.93	0.98	0.95
DMU-02	1.07	1.00	0.92	1.00		1.16	1.16	1.00
DMU-03	1.04	1.00	1.19	1.00		0.87	0.87	1.00
DMU-04	0.94	1.00	0.91	1.00		1.03	1.03	1.00
DMU-05	0.95	0.95	1.68	1.10		0.65	1.11	0.59
DMU-06	1.06	1.00	1.18	1.00		0.90	0.90	1.00
DMU-07	0.54	0.54	1.53	1.82		1.19	0.91	1.31
DMU-08	0.71	1.00	1.06	1.00		0.67	1.02	0.66
DMU-09	0.84	0.67	1.61	1.74		1.37	1.38	1.00
DMU-10	1.10	1.00	1.17	1.00		0.94	0.94	1.00
DMU-11	1.03	1.00	1.09	1.00		0.95	0.95	1.00
DMU-12	0.84	0.85	1.48	1.08		0.73	0.95	0.77
DMU-13	0.45	0.27	1.39	1.64		1.98	1.54	1.29
DMU-15	0.89	0.96	1.02	1.07		0.96	1.18	0.81
DMU-16	1.00	1.00	1.24	1.00		0.81	1.07	0.76
DMU-17	1.00	1.00	0.95	1.00		1.06	1.10	0.96
DMU-18	1.11	1.00	0.89	1.00		1.25	1.25	1.00
DMU-19	0.51	0.51	1.56	1.20		0.77	0.91	0.85
DMU-20	0.77	0.72	2.25	1.98		0.94	1.00	0.94
DMU-21	1.00	1.00	0.94	1.00		1.06	1.06	1.00
DMU-22	0.96	1.00	0.72	1.00		1.32	1.32	1.00
DMU-23	0.98	1.00	1.19	1.00		0.82	1.21	0.68
DMU-24	1.04	1.00	0.75	1.00		1.40	1.40	1.00
DMU-25	1.05	1.00	1.06	1.00		0.99	1.09	0.90
DMU-26	1.48	1.00	1.24	1.00		1.19	1.26	0.94
DMU-27	1.10	1.00	0.84	1.00		1.31	1.31	1.00
DMU-28	0.56	0.56	1.37	1.51		1.11	0.99	1.11

Vedlegg

Installasjon	Tidsperiode 2005 - 2009							
	DtO(xt,yt+1)	DtO(xt,yt)	Dtl(xt+1,yt)	Dtl(xt,yt)		HM TFP	TCSC	EC
DMU-01	0.64	0.76	1.05	1.43		1.14	1.21	0.95
DMU-02	1.07	1.00	0.79	1.00		1.37	1.37	1.00
DMU-03	1.00	1.00	0.97	1.00		1.02	1.02	1.00
DMU-04	0.92	1.00	0.71	1.00		1.30	1.30	1.00
DMU-05	0.83	0.84	1.46	1.31		0.89	1.26	0.70
DMU-06	1.00	1.00	0.96	1.00		1.04	1.04	1.00
DMU-07	0.52	0.79	1.19	1.60		0.89	0.78	1.15
DMU-08	0.63	1.00	0.83	1.00		0.76	1.15	0.66
DMU-10	1.10	1.00	1.30	1.00		0.84	0.84	1.00
DMU-12	0.62	0.71	1.37	1.36		0.88	0.91	0.97
DMU-15	0.91	0.95	0.98	1.08		1.07	1.29	0.83
DMU-16	0.91	0.83	1.25	1.24		1.09	1.15	0.94
DMU-17	1.01	1.00	1.02	1.00		0.99	1.03	0.96
DMU-18	1.21	1.00	0.89	1.00		1.36	1.36	1.00
DMU-19	1.00	1.00	1.51	1.00		0.66	0.93	0.71
DMU-20	0.75	0.90	1.27	1.24		0.81	1.38	0.59
DMU-21	1.15	1.00	0.86	1.00		1.33	1.33	1.00
DMU-22	1.90	1.00	1.05	1.00		1.82	1.82	1.00
DMU-23	0.98	1.00	1.07	1.00		0.92	1.35	0.68
DMU-24	1.45	1.00	0.89	1.00		1.63	1.63	1.00
DMU-25	0.79	0.79	1.08	1.30		1.20	1.02	1.18
DMU-26	0.79	0.80	1.06	1.27		1.19	0.99	1.20
DMU-27	1.05	1.00	0.75	1.00		1.40	1.40	1.00

Vedlegg 7: HM-indekser ved ulike driftsområder

Drift A	HM TFP				
Installasjon	2005-2006	2006-2007	2007-2008	2008-2009	2005-2009
DMU-02	1.29	0.92	1.00	1.16	1.37
DMU-03	1.07	0.83	1.27	0.87	1.02
DMU-04	1.17	0.94	1.08	1.03	1.30
DMU-11	-	-	1.37	0.95	-
DMU-12	1.03	0.82	1.27	0.73	0.88
DMU-17	1.01	0.74	1.15	1.06	0.99
DMU-19	1.09	0.64	1.13	0.77	0.66
DMU-22	0.99	1.28	1.10	1.32	1.82
DMU-24	1.16	1.13	0.91	1.40	1.63
DMU-26	1.12	0.95	1.73	1.19	1.19
DMU-27	1.02	1.06	0.89	1.31	1.40
Gj.snitt HM	1.09	0.93	1.17	1.07	1.22

Drift B	HM TFP				
Installasjon	2005-2006	2006-2007	2007-2008	2008-2009	2005-2009
DMU-01	1.16	0.98	0.91	0.93	1.14
DMU-06	1.03	1.00	1.08	0.90	1.04
DMU-07	0.98	0.53	1.28	1.19	0.89
DMU-08	1.09	0.93	1.02	0.67	0.76
DMU-13	-	0.29	1.80	1.98	-
DMU-15	1.04	0.91	1.06	0.96	1.07
DMU-18	1.12	1.11	0.92	1.25	1.36
DMU-21	1.21	1.00	0.98	1.06	1.33
DMU-23	0.80	1.28	0.98	0.82	0.92
DMU-25	1.16	0.89	1.08	0.99	1.20
DMU-28	-	0.52	1.09	1.11	-
Gj.snitt HM	1.07	0.86	1.11	1.08	1.08

Drift C	HM TFP				
Installasjon	2005-2006	2006-2007	2007-2008	2008-2009	2005-2009
DMU-05	1.12	0.99	1.12	0.65	0.89
DMU-09	-	0.56	0.93	1.37	-
DMU-10	0.81	0.71	1.56	0.94	0.84
DMU-16	1.15	1.06	1.13	0.81	1.09
DMU-20	1.04	0.75	0.98	0.94	0.81
Gj.snitt HM	1.03	0.81	1.14	0.94	0.91