

Effektivitetsanalyse av distribusjonsnett og
regional-/sentralnett til Troms Kraft Nett AS basert på
inntektsrammereguleringsmodell foreslått innført i 2007

av

Rune Sandmo Berglund



Masteroppgave i økonomi og administrasjon

Studieretning bedriftsøkonomi

(30 stp.)

Institutt for økonomi

Norges fiskerihøgskole

Universitetet i Tromsø

November 2006

Forord

Masteroppgaven er skrevet som en avsluttende og obligatorisk del av Mastergradstudiet i økonomi og administrasjon, retning bedriftsøkonomi, ved Norges fiskerihøgskole, Universitetet i Tromsø. Denne oppgaven er skrevet etter forespørsel fra Troms Kraft Nett AS.

Jeg vil først og fremst rette en stor takk til min veileder professor Terje Vassdal ved Norges fiskerihøgskole som har bidratt med konstruktiv veiledning og hjelp under prosjektperioden. Likeledes vil jeg rette en stor takk til Fredd Arnesen ved Troms Kraft Nett AS som lot meg skrive oppgaven for dem, og for behjelpelighet med datamateriell og informasjon. Jeg håper oppgaven gir en nyttig forståelse av sammenlignende analyser i forbindelse med inntektsrammerammereguleringen som er foreslått innført i 2007.

Sverre Kittelsen ved Frischsenteret og Dag Fjeld Edvardsen ved SINTEF byggforsk fortjener også en takk for behjelpelighet med programvarer. Spesielt Edvardsen som uoppfordret tok seg tid til på å gjøre grensesnittet mer brukervennlig til mitt formål.

Til slutt må jeg takke mine nære og kjære for støtte og tålmodighet under den krevende perioden.

Rune Sandmo Berglund

Tromsø, 15. november 2006

Innholdsfortegnelse

Forord	II
Figurliste	V
Tabeller	VI
Sammendrag	VIII
1 INNLEDNING	1
1.1 Bakgrunn	1
1.2 Problemstilling	2
1.3 Oppgavens struktur	3
2 DET NORSKE KRAFTMARKEDET	4
2.1 Naturlig monopol og regulering	6
2.2 Forslag til økonomisk inntektsregulering	9
3 TEORI OG METODE	18
3.1 Produktivitet og effektivitet	18
3.2 Farrells effektivitetsmål	20
3.3 Data Envelopment Analysis (DEA)	23
3.3.1 Matematisk formulering av DEA-modellen:	25
3.4 Supereffektivitet	29
3.5 Efficiency Stepladder	31
3.6 Totrinnsanalyse	34
3.7 Oppsummering	35
4 DATAGRUNNLAGET	36
4.1 Utvalg	36
4.2 Endogene og eksogene kostnadsdrivere	37
4.3 Variabelbeskrivelse	40
4.3.1 Totalkostnaden i distribusjonsnett og regional-/sentralnett	40
4.3.2 Kostnadsdrivere	43
4.3.2.1 Kostnadsdrivere distribusjonsnett	43
4.3.2.2 Kostnadsdrivere regional-/sentralnett	48
5 RESULTAT	52
5.1 Resultater distribusjonsnett	53
5.1.1 Totaleffektivitet distribusjonsnett	53
5.1.1.1 Totaleffektivitet 2001	53
5.1.1.2 Totaleffektivitet 2002	55
5.1.1.3 Totaleffektivitet 2003	57
5.1.1.4 Totaleffektivitet 2004	59
5.1.1.5 Effektivitetsutviklingen 2001-2004	60
5.1.1.6 Sensitivitetsanalyse	64
5.1.2 Teknisk effektivitet – variabelt skalautbytte	66
5.1.3 Analyse av referanseenheter til TKN's distribusjonsnett	70
5.2 Resultater regional-/sentralnett	72
5.2.1 Totaleffektivitet regional-/sentralnett	73
5.2.1.1 Totaleffektivitet 2001	73
5.2.1.2 Totaleffektivitet 2002	74
5.2.1.3 Totaleffektivitet 2003	76
5.2.1.4 Totaleffektivitet 2004	77
5.2.1.5 Effektivitetsutviklingen 2001-2004	78
5.2.1.6 Sensitivitetsanalyse regional-/sentralnett	82
5.2.2 Teknisk effektivitet – variabelt skalautbytte	84

5.2.3	Analyse av referansenhetene til TKN's RS-nett.....	87
6	BETYDNING AV GEOGRAFIVARIABLER	90
6.1	Distribusjonsnettet.....	90
6.2	Regional-/sentralnettet.....	92
7	SVAKHETER MED MODELLEN.....	95
8	OPPSUMMERING OG KONKLUSJON	97
8.1	Oppsummering	97
8.2	Konklusjon.....	99
	REFERANSELISTE	101
	VEDLEGG	I

Figurliste

Figur 1: Det generelle kraftsystemet	4
Figur 2: Monopolistens tilpasning i markedet	6
Figur 3: Prisregulering av naturlige monopol (Kilde: Pindyck, 2001)	8
Figur 4: Forslag til inntektsrammeregulering fra 2007	11
Figur 5: Totaleffektivitet og ren teknisk effektivitet ved CRS og VRS	21
Figur 6: Supereffektivitet	29
Figur 7: a) Justert for supereffektivitet b) Ikke justert for supereffektivitet	31
Figur 8: ESL	33
Figur 9: Illustrasjon av hvordan algoritmen kan velge feil vei (Kilde: Edvardsen, 2004)	33
Figur 10: Eksempel på selskaper med ulike geografiske rammevilkår (Langset, 2006)	38
Figur 11: Salterdiagram for totaleffektivitet 2001	55
Figur 12: Salterdiagram for totaleffektiviteten 2002	57
Figur 13: Salterdiagram for totaleffektivitet 2003	58
Figur 14: Salterdiagram for totaleffektiviteten 2004	60
Figur 15: Effektivitetsutvikling distribusjonsnett 2001 til 2004	61
Figur 16: Relativ effektivitetsutvikling i forhold til felles front	63
Figur 17: Effektivitetskurv 2001 - 2004	65
Figur 18: Totalkostnader 2001-2004	67
Figur 19: Salterdiagram – TE_{CRS} og TE_{VRS} 2001	68
Figur 20: Salterdiagram – TE_{CRS} og TE_{VRS} 2002	68
Figur 21: Salterdiagram – TE_{CRS} og TE_{VRS} 2003	69
Figur 22: Salterdiagram – TE_{CRS} og TE_{VRS} 2004	69
Figur 23: Salterdiagram totaleffektivitet regional-/sentralnett 2001	74
Figur 24: Salterdiagram totaleffektivitet regional-/sentralnett 2002	75
Figur 25: Salterdiagram totaleffektivitet regional-/sentralnett 2003	77
Figur 26: Salterdiagram totaleffektivitet regional-/sentralnett 2004	78
Figur 27: Effektivitetsutvikling regional-/sentralnett 2001 til 2004	79
Figur 28: Effektivitetskurve 2001 - 2004	83
Figur 29: Salterdiagram – TE_{CRS} og TE_{VRS} 2001	85
Figur 30: Salterdiagram – TE_{CRS} og TE_{VRS} 2002	85
Figur 31: Salterdiagram – TE_{CRS} og TE_{VRS} 2003	86
Figur 32: Salterdiagram – TE_{CRS} og TE_{VRS} 2003	87
Figur 33: Salterdiagram – betydningen av geografivariablene D-nettet	92
Figur 34: Salterdiagram – betydningen av skogvariabel RS-nettet	93

Tabeller

Tabell 1: Resultat etter kalibrering	17
Tabell 2: Utvalg	36
Tabell 3: DMU ₂₇₄	36
Tabell 4: Totalkostnader	43
Tabell 5: Kostnadsdrivere distribusjonsnett	43
Tabell 6: Høyspent linjelengde og antall nettstasjoner	44
Tabell 7: Levert energi eksklusiv fritidsboliger	45
Tabell 8: Abonnenter	45
Tabell 9: Grensesnitt	46
Tabell 10: Levert energi fritidsboliger	46
Tabell 11: Skog	47
Tabell 12: Helning	47
Tabell 13: Vind/kyst	48
Tabell 14: Kostnadsdrivere regional-/sentralnett	48
Tabell 15: Nettutstrekning	49
Tabell 16: Transportert effekt	49
Tabell 17: Grensesnitt	50
Tabell 18: Sentralnettoppgave	50
Tabell 19: Skog	51
Tabell 20: a) DEA-modell distribusjonsnett b) DEA-modell regional-/sentralnett	51
Tabell 21: Resultat distribusjonsnett 2001	53
Tabell 22: Optimal tilpasning distribusjonsnett 2001	54
Tabell 23: Resultat distribusjonsnett 2002	55
Tabell 24: Optimal tilpasning distribusjonsnett 2002	56
Tabell 25: Resultat distribusjonsnett 2003	57
Tabell 26: Optimal tilpasning distribusjonsnett 2003	58
Tabell 27: Resultater distribusjonsnett 2004	59
Tabell 28: Optimal tilpasning distribusjonsnett 2004	59
Tabell 29: Oppsummering distribusjonsnett 2001-2004	60
Tabell 30: KPI-justering	62
Tabell 31: Relativ effektivitet	63
Tabell 32: Rangkorrelasjon mellom periodene	64
Tabell 33: ESL-analyse distribusjonsnett 2001 - 2002	65
Tabell 34: Gjennomsnittlig totaleffektivitet, teknisk effektivitet og skalaeffektivitet	67
Tabell 35: λ -verdier for TKN	70
Tabell 36: MPSS D-nettet 2001-2004	72
Tabell 37: Resultat regional-/sentralnett 2001	73
Tabell 38: Optimal tilpasning RS-nettet 2001	73
Tabell 39: Resultat regional-/sentralnett 2002	74
Tabell 40: Optimal tilpasning RS-nettet 2002	75
Tabell 41: Resultat regional-/sentralnett 2003	76
Tabell 42: Optimal tilpasning RS-nettet 2003	76
Tabell 43: Resultat regional-/sentralnett 2004	77
Tabell 44: Optimal tilpasning RS-nettet 2004	78
Tabell 45: Oppsummering regional-/sentralnett 2001-2004	79
Tabell 46: Endring i totalkostnader og kostnadsdrivere	79
Tabell 47: Justeringsparameter 2001 - 2004	80
Tabell 48: Relativ effektivitet	81
Tabell 49: Rangkorrelasjon mellom periodene	81
Tabell 50: ESL-analyse regional-/sentralnett 2001 - 2004	82
Tabell 51: Gjennomsnittlig totaleffektivitet, teknisk effektivitet og skalaeffektivitet	84
Tabell 52: λ -verdier for TKN - VRS	88
Tabell 53: λ -verdier for TKN - CRS	88
Tabell 54: MPSS RS-nettet 2001 til 2004	89
Tabell 55: Deskriptiv statistikk D-nettet	90
Tabell 56: Regresjonsanalyse D-nettet	91
Tabell 57: Deskriptiv statistikk RS-nettet	93
Tabell 58: Regresjonsanalyse RS-nettet	93

Vedlegg

Vedlegg 1: Beregning av referanserenten med WACC og CAPM	I
Vedlegg 2: Veksystemet	III
Vedlegg 3: Resultat distribusjonsnett 2001:	V
Vedlegg 4: Resultat distribusjonsnett 2002:	VIII
Vedlegg 5: Resultat distribusjonsnett 2003:	XI
Vedlegg 6: Resultat distribusjonsnett 2004:	XIV
Vedlegg 7: Effektivitet regional-/sentralnett 2001:	XVII
Vedlegg 8: Effektivitet regional-/sentralnett 2002:	XVIII
Vedlegg 9: Effektivitet regional-/sentralnett 2003:	XIX
Vedlegg 10: Effektivitet regional-/sentralnett 2004:	XX

Sammendrag

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) regulerer kraftselskaperenes monopolvirksomhet (kraftoverføring) gjennom en såkalt inntektsrammeregulering. Inntektsrammeregulering går i grove trekk ut på å sette et tak på hvor mye den enkelte nettvirksomheten kan kreve inn på nettleie fra sine kunder. NVE har foreslått at fra 2007 skal 40 % av inntektsrammen beregnes på bakgrunn av nettvirksomhetenes egne faktiske kostnader, mens 60 % av inntektsrammen baserer seg på en kostnadsnorm. Normen fastsettes ved bruk av *Data Envelopment Analysis* (DEA). DEA er en praktisk måte for måling av den relative effektivitet i en bransje og for den enkelte virksomheten. Effektiviteten er relativ fordi et selskaps produktivitet ses i forhold til andre selskapers produktivitet. DEA er en ikke-parametrisk metode som ble utviklet for å kunne håndtere flerdimensjonale inputfaktorer og outputfaktorer samtidig. I foreslått reguleringsmodell brukes DEA til å gi et relativt mål på forholdet mellom total kostnader og kostnadsdrivere. Kostnadsdriverne skal fange opp kostnadsforskjeller i forbindelse med etterspørselen etter effekt og tilknytning (antall kunder). I tillegg skal den fange opp forskjeller som skyldes geografiske forhold; skog, helning, vind og kyst. Effektivitetsestimater blir dermed et mål for kostnadseffektivitet. Størrelsen på inntektsrammen til den enkelte nettvirksomheten er dermed avhengig av hvor kostnadseffektiv de er. Den relative fortjenesten blir større for effektive virksomheter, mens den blir mindre for ineffektive. Ineffektive nettvirksomheter må derfor jobbe for å effektivisere driften slik at de blir mer kostnadseffektive og sitter igjen med en større andel av inntektsrammen.

Formålet med denne oppgaven er å analysere effektiviteten og effektivitetsutviklingen til distribusjonsnettet og regional-/sentralnettet til Troms Kraft Nett AS i perioden 2001 til 2004 basert på DEA-modellene som er foreslått av NVE. Dette er interessant fordi effektivitet er sentral for nettvirksomhetens insentiver og avkastning. I tillegg ønsker jeg å avdekke hvor stor del av ineffektiviteten som skyldes selskapets størrelse, noe som ikke kommer frem med de forutsetningene NVE legger til grunn. Til slutt skal jeg undersøke om geografivariablene kan forklare effektivitetsforskjellen i de ulike nettnivåene, samt betydningen geografivariablene har for effektivitet til Troms Kraft Nett AS og bransjen.

Resultatene viser at distribusjonsnettet til Troms Kraft har hatt en positiv utvikling i løpet av de fire årene. Effektiviteten har økt fra ca. 89 % i 2001 til over 93 % i 2004. Selv om

effektiviteten har hatt en positiv utvikling, er det fremdeles forbedringspotensial til å redusere kostnadene ytterligere. I 2001 hadde Troms Kraft et overforbruk på nesten 29 millioner kroner. Overforbruket er i 2004 redusert til ca. 18 millioner kroner. En nærmere undersøkelse viser at ineffektiviteten til distribusjonsnett i sin helhet skyldes bedriftens skalaegenskaper. Det vil si at Trom Kraft Nett er for stor sammenlignet med de som har optimal produktivitetstørrelse.

Til forskjell fra distribusjonsnett viser effektivitetsanalysen av regional-/sentralnett en negativ effektivitetsutvikling. Fra å være 100 % effektiv i 2001, faller effektiviteten med over 27 % i løpet av fireårsperioden. Dette tilsvarende et forbedringspotensial på ca. 29 millioner kroner i 2004. Hovedårsaken er at totalkostnadene har økt med 30 % i løpet av perioden, mens kostnadsdriverne er stabil. I likhet med distribusjonsnett skyldes ineffektiviteten i 2002 skalaegenskapene til TKN. Dette er ikke tilfellet i de to siste årene. I 2003 kan totalkostnadene reduseres med 5 %, ca. 5 millioner kroner, uten å endre skalaøkonomien. Og i 2004 har TKN et overforbruk på hele 20 millioner (ca. 19 %) som ikke kan bortforklares med selskapets størrelse.

Analysen av geografivariablene som er inkludert i distribusjonsnett, viser at bare 13 % av variasjonene i effektivitetsdifferansen er forklart av variablene skog, helning og vind. Til tross for lav forklaringsgrad viser det seg at geografivariablene har stor betydning for relativt små distribusjonsnett. For TKN's del har geografivariablene svært liten betydning. I regional-/sentralnett viser det seg at geografivariabelen ikke er signifikant forskjellig fra null, noe som innebærer at variabelen ikke kan forklare variasjon i effektivitetsdifferansen. For regional-/sentralnett har geografivariabelen ingen betydning for TKN.

1 INNLEDNING

1.1 Bakgrunn

I det norske kraftmarkedet kjennetegnes distribusjon og transmisjon av elektrisk kraft ved store faste kostnader. Siden nettvirksomhetene er svært kapitalintensiv, er det ikke samfunnsøkonomisk lønnsomt å etablere flere nettselskaper innenfor samme geografiske område. Etableringskostnadene ved å utbygge nye kraftnett er så høye at det er vanskelig å oppnå konkurranse. Nettselskapene blir derfor monopolister (naturlige monopoler) innenfor hvert sitt geografiske område, og kan i teorien ta den prisen de selv ønsker for strømmen som distribueres. For å hindre overprising regulerer staten, ved Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), nettselskapene. Den økonomiske reguleringen av nettvirksomhetene skal bidra til å sikre samfunnsøkonomisk effektiv drift, utvikling og utnyttelse av elektrisitetsnett, samtidig som det skal gi en "rimelig" avkastning på investert kapital (Langset, 2006). Reguleringen er forankret i energiloven¹ og energilovforskriften. Selskapene får årlig tildelt inntektsrammer for hva som maksimalt kan inntjenes på nettleie. Inntektsrammen setter dermed et tak for hvor mye nettvirksomhetene kan kreve inn på nettleie i sine geografiske monopoler.

Beregningen av inntektsrammen tar utgangspunkt i sammenlignende effektivitetsanalyser, og inntekten fastsettes på bakgrunn av de mest effektive nettvirksomhetene i markedet. Effektiviteten ses i forhold til andre virksomheter. Dette innebærer i grove trekk at den relative avkastningen blir større for effektive virksomheter, mens den blir mindre for ineffektive. Ineffektive nettvirksomheter må derfor jobbe for å effektivisere driften og derved sitte igjen med en større andel av inntektsrammen.

NVE har benyttet *Data Envelopment Analysis* (DEA) som sammenlignende effektivitetsanalyser i inntektsrammereguleringen siden 1998. I reguleringsmodellen som er foreslått innført i 2007, ønsker NVE en delvis normering av inntektene. Normering innebærer at inntektene frikobles fra selskapene kostnader, som igjen vil gi bedre insentiver til å ta riktige økonomiske beslutninger. NVE har valgt å normere inntektene i form av en kostnadsnorm som fastsettes på bakgrunn av sammenlignbare effektivitetsanalyser. Det tas

¹ Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven av 1990)

også hensyn til nettselskapenes rammevilkår som reflekterer betingelser som ligger utenfor selskapenes kontroll. Denne kostnadsnormen gir grunnlaget for 60 % av inntektsrammen (før justering for investeringer) og er uavhengig av det enkelte selskaps kostnader. Den resterende inntektsrammen beregnes på bakgrunn av selskapet egne faktiske kostnader.

1.2 Problemstilling

Formålet med oppgaven er å gjennomføre en effektivitetsanalyse for perioden 2001-2004 basert på foreslått innført reguleringsmodell og se på konsekvensene dette vil ha for Troms Kraft Nett AS (TKN). Siden store deler av TKN's inntekt baserer seg på hvor effektiv de er, kan en effektivitetsanalyse bidra til å avdekke hvor eventuelle forbedringsmuligheter ligger. Ved bruk av DEA-metoden kan man gruppere sammen virksomheter som har tilnærmet lik input- og outputkombinasjon. Dette vil gjøre det lettere for Troms Kraft Nett AS å finne virksomheter som de kan sammenligne seg mot. Det kan igjen gjøre det lettere å optimalisere produksjonen og øke avkastningen. Oppgaven har som formål:

- ✓ Beregne effektiviteten og forbedringspotensialet til Troms Kraft Nett AS basert på foreslått reguleringsmodell, samt effektivitetsutviklingen i perioden 2001 til 2004.
- ✓ Reguleringsmodellen som er foreslått, forutsetter konstant skalautbytte. Dette innebærer at effektivitetsestimater (og kostnadsnormen) ikke tar hensyn til skalaøkonomi. Det er derfor interessant å se hvor stor del av ineffektiviteten til Troms Kraft Nett AS som skyldes nettselskapets størrelse.
- ✓ Finne referanseenheter til Troms Kraft Nett AS og undersøke stabiliteten til disse over tid. Stabile referanseenheter kan brukes som "læremestere" i prosessen med å forbedre produksjonen.
- ✓ Undersøke geografivariablenes betydning på effektiviteten i bransjen og Troms Kraft Nett AS.

I forbindelse med utarbeiding av DEA-modellen har NVE allerede kartlagt hvilke variabler som er relevante og som skal inngå i DEA-modellene. Jeg vil derfor ikke gjøre noen videre analyse av disse variablene. Det er heller ikke undersøkt om det finnes andre variabler som burde vært med i modellene. NVE har i tillegg beregnet effektivitetsestimater til de respektive nettvirksomhetene basert på disse modellene. For at jeg skal kunne gjøre en grundigere analyse og besvare problemstillingen over, er det nødvendig å reprodusere

resultatene. NVE har kun beregnet effektiviteten, og sier ingenting om hvor stabile resultatene er, hvem som er referanseenheter, betydningen av størrelsen.

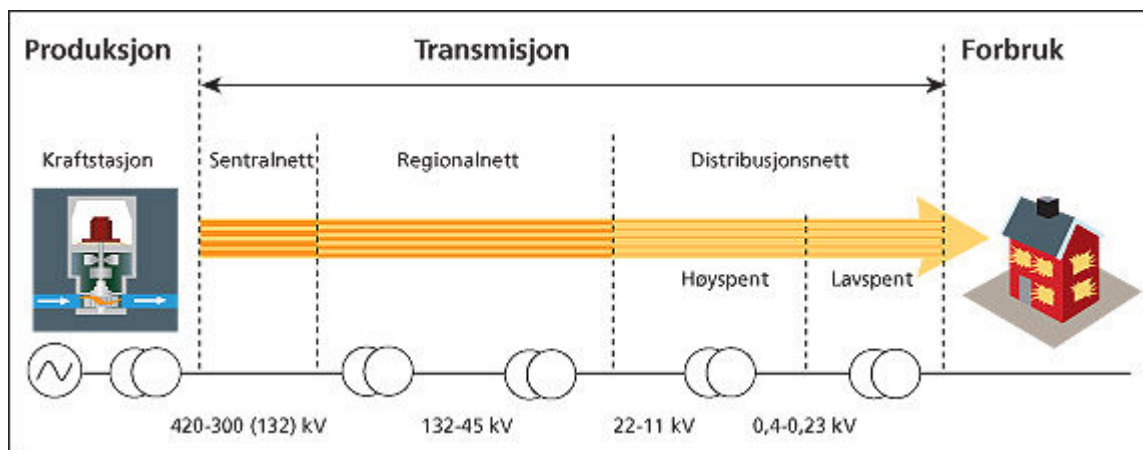
Datagrunnlaget som brukes i analysen inneholder datasett for hvert av nettselskapene i årene 2001 til 2004. Selv om datamaterialet er utdatert med henhold på fremtidige inntektsrammeberegninger, er hensikten å vise hvordan den foreslåtte modellen fungerer.

1.3 Oppgavens struktur

I kapittel 2 presenteres det norske kraftmarkedet med hovedvekt på kraftdistribusjon. Her blir det redegjort for naturlige monopolsituasjoner, og hvordan man ved å regulere nettvirkosomhetene reduserer samfunnsøkonomisk effektivitetstap. Til slutt i kapitlet blir det redegjort for den økonomiske reguleringsmodellen som er foreslått innført fra 2007. Kapittel 3 tar for seg sentrale begreper, DEA-metoden og NVE's anvendelse av supereffektivitet. Deretter forklares Efficiency Stepladder-metoden som brukes til å undersøke hvor robuste effektivitetsestimaterne er. Datagrunnlaget beskrives i kapittel 4. Her inngår forklaringer og beskrivelse av variablene som inngår i DEA-modellen som brukes til å beregne inntektsrammen. I kapittel 5 presenteres de empiriske resultatene for perioden 2001 til 2004, basert på modellen og forutsetningene som ligger i modellene til NVE. Det gjennomføres også en sensitivitetsanalyse av disse effektivitetsestimaterne. Videre blir det redegjort for hvilken betydning størrelsen til TKN har på effektiviteten. Dette gjøres ved å bruke variabelt skalautbytte istedenfor konstantskalautbytte slik reguleringsmodellen bygger på. I kapittel 6 ser vi på hvilken betydning geografivariablene har på effektivitetsestimaterne til TKN og bransjen generelt. I kapittel 7 redegjør jeg for svakheter med modellen som baserer på egne oppdagelser og tilbakemeldinger fra bransjen, mens i kapittel 8 gis en kort oppsummering og konklusjon.

2 DET NORSKE KRAFTMARKEDET²

Det norske kraftmarkedet kan deles inn i følgende virksomheter: Distribusjonsnett, regionalnett, sentralnett, kraftomsetning og produksjon. Mens kraftomsetning og produksjon av elektrisk kraft er basert på prinsippet om fri konkurranse, er nettvirksomheten (distribusjons-, regional, og sentralnett) regulert som en monopolvirksomhet etter energiloven av 1990. Min analyse vil kun ta for seg nettvirksomheten.



Figur 1: Det generelle kraftsystemet³

Figur 1 gir en generell fremstilling av hvordan kraftsystemet i Norge fungerer. Elektrisk kraft produseres i kraftstasjoner før den transporteres gjennom et overføringsnett frem til den enkelte kunden. Overføringsoppbygningen omfatter mange ulike komponenter med ulike spenningsnivå; luftlinjer, jord- og sjøkabler, transformatorer, brytere og lignende.

Kraftoverføringsnettet deles ofte inn i tre hovedområder; sentralnett, regionalnett og distribusjonsnett. Sentralnettet har ledninger med høy spenning (fra 420 til 300 kV) og transporterer kraft mellom landsdelene og større regioner. Regionalnettet har betydning for større områder, for eksempel deler av ett eller flere fylker, og består som regel av ledninger med spenningsnivå på 132 til 66 kV. Distribusjonsnettet leverer kraft helt frem til sluttbrukerne og kan deles inn i høyspenningsnett med spenning inntil 22 kV og lavspenningsnett med spenning 230 til 400 V. Underveis mot forbrukeren vil det forekomme flere nedtransformeringer. Transformasjonen skjer i såkalte utvekslingspunkt. For eksempel kan 400 kV eller 300 kV nedtransformeres til 132 kV eller 66 kV, som videre kan

² Kilde: <http://www.nve.no>, <http://www.ebl.no>, <http://www.bellona.no>

³ Kilde: <http://www.nve.no>

nedtransformeres til 22 kV eller 11 kV, og tilslutt ned til 400 kV eller 230 kV som er det vanlige spenningsnivået for næringsbygg og husholdninger. Kraftmarkedet, slik det er presentert her, er sentralt i oppbygningen av variablene som inngår i DEA-modellen for distribusjonsnett og regional-/sentralnett.

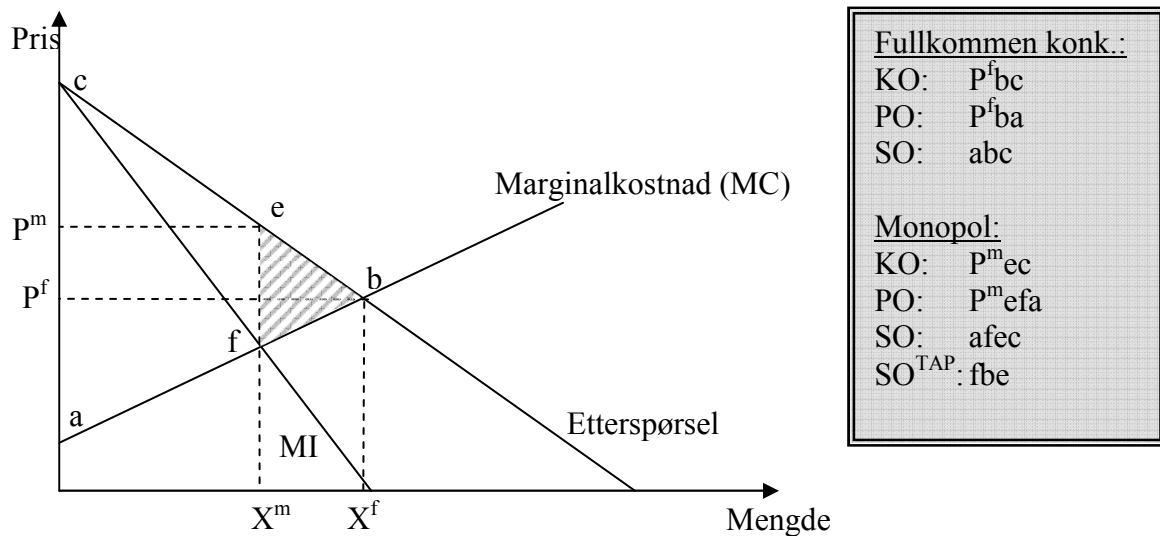
Innføringen av energiloven av 1990 medførte radikale endringer i det norske kraftmarkedet. Forbrukeren er ikke lenger bundet til en bestemt kraftleverandør og står fritt til å velge hvem han vil kjøpe strømmen fra. Selv om energiloven medførte valgfrihet av strømleverandør, er forbrukeren likevel bundet til overføringsnett som ligger i det geografiske området som kunden opererer i. Eierne av overføringsnett har dermed monopol på kraftoverføring.

Når forbrukeren kjøper strøm, betaler han for to produkter. For det første betaler han en kraftpris til en selvvalgt kraftleverandør for den strømmen han forbruker. I tillegg betaler han nettleie for overføring av strømmen til den nettvirksomheten som har monopol på kraftdistribusjon i områder (Karlsen, 2004). Produktene har ulike priser og er i liten grad avhengige av hverandre. For å unngå overprising på nettleie og utnyttelse av monopolsituasjonen, fastsetter Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) hvert år individuell inntektsramme for hvert nettselskap som ikke kan overstiges. Gjennom *forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariff* av 11.3.1999 nr 302 (*kontrollforskriften*) fastsetter NVE hvordan den økonomiske regulering skal gjennomføres. Inntektsrammen skal over tid dekke driftskostnader og avskrivninger av nettet, samt gi en ”rimelig” avkastning på investert kapital, forutsatt effektiv drift, utnyttelse og utvikling av nettet. Nettselskapene kan dermed ikke regulere nettleien slik de selv ønsker for å få dekket deres virkelige kostnader og eventuelle overskudd. Nettleien for det enkelte nettselskapet skal, så langt det er mulig, ikke overstige inntektsrammen, og det stilles dermed implisitte krav til effektiv drift. Aktørene som driver effektivt, vil sitte igjen med en relativt større andel av inntektsrammen sammenlignet med de ineffektive.

Selv om nettleien fastsettes av NVE, har likevel de forskjellige energiverkene ulik nettleie. Dette skyldes at kostnadene varierer sterkt ut fra lokale, geografiske og topografiske forhold. Det er for eksempel rimeligere å skifte ut kraftnett i tettbebygde strøk enn det i små øysamfunn. Det er derfor etablert en statlig utjevningsordning som gjør at nettvirksomheter med høye overføringskostnader kan redusere tariffen til sine kunder.

2.1 Naturlig monopol og regulering

En monopolsituasjon oppstår når en selger er enerådende i et marked med mange kjøpere og hvor det ikke finnes substitutter til hans produkter. Dette innebærer i prinsippet at monopolisten kan ta den prisen som gir maksimal profitt, dvs. der marginalinntekten er lik marginalkostnaden (Pindyck, 2001).



Figur 2: Monopolistens tilpasning i markedet

Likevektstilpasningen ved fri konkurranse vil være i punktet (X^f, P^f) i figur 2, der tilbud er lik etterspørsel. I denne tilpasningen er konsumentoverskuddet arealet P^fbc og produsentoverskuddet er arealet P^fba . Summen av konsument- og produsentoverskuddet utgjør det samfunnsøkonomiske overskuddet tilsvarende arealet (abc) . Det samfunnsøkonomiske overskuddet er et vanlig brukt effektivitetsmål i markedet (Hope, 1994). I en monopolsituasjon vil derimot monopolisten tilpasse seg i punktet (X^m, P^m) , noe som medfører et velferdstap lik det skraverte arealet (fbc) . Dette samfunnsøkonomiske tapet oppstår fordi monopolprisen (P^m) er høyere enn marginalkostnaden, som igjen medfører reduksjon i produsert kvantum. Monopolsituasjonen innebærer at produsentoverskuddet øker, mens konsumentoverskuddet reduseres. Nytt produsentoverskudd vil være arealet $P^m efa$, mens nytt konsumentoverskudd vil være arealet $P^m ec$.

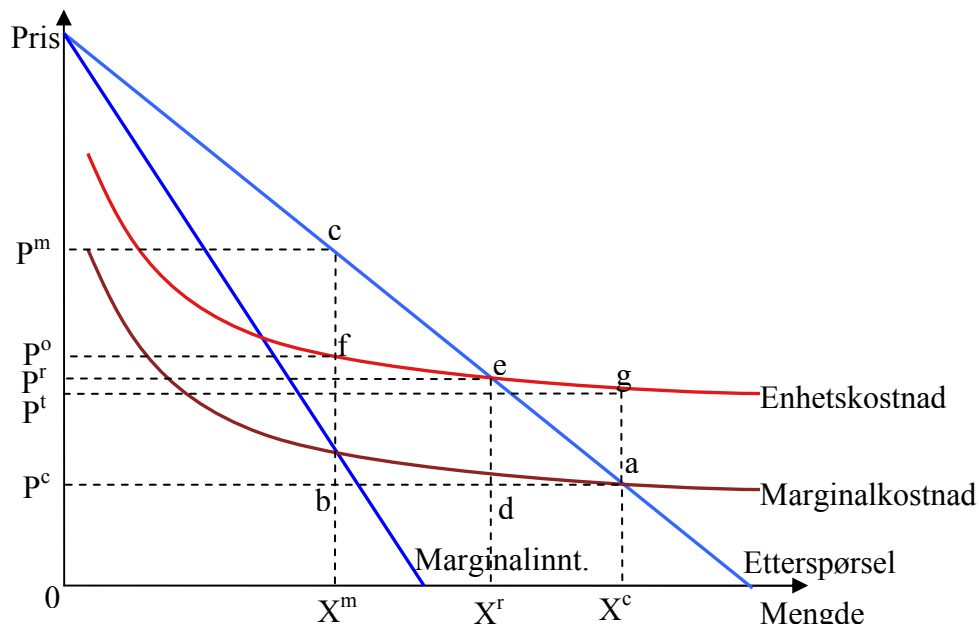
Et *naturlig monopol* oppstår når et firma kan dekke hele etterspørselen i markedet til en lavere kostnad enn dersom det var flere aktører i markedet (Pindyck, 2001). Årsaken til at monopolsituasjon oppstår i kraftmarkedet skyldes at andre nettvirksomheter finner det

ulønnsomt eller umulig å komme inn i markedet på grunn av etableringshindrer. Etableringshindrene er i hovedsak store faste kostnader og stordriftsfordeler⁴ (von der Fehr, 2002). Store faste etableringskostnader gjør det vanskelig for andre aktører å konkurrere i dette markedet, forutsatt at den naturlige monopolisten ikke tar meget høy pris. I en produksjonsprosess hvor tyngden av kostnadene er variable (eller prisen er meget høy), vil det være enklere for andre aktører å etablere seg i markedet og bedriftene bli mer konkurranseutsatt. Innenfor kraftdistribusjon er derimot etableringskostnadene, knyttet til utbygging av parallelle distribusjonsnett for å muliggjøre konkurranse med de allerede eksisterende virksomhetene, svært store. Ved store faste kostnader, vil det derfor ikke finnes muligheter for noen slags konkurranse i kraftoverføringsmarkedet.

I naturlige monopoler vil enhetskostnadene ved å produsere et produkt synke over det aktuelle produksjonsintervallet som begrenses av etterspørselen. Ved énvareproduksjon foreligger naturlig monopol som en følge av stordriftsfordeler i produksjonen (økende skalautbytte: nedadgående gjennomsnitts- og marginalkostnader), mens det ved flervareproduksjon i tillegg kan forekomme som følge av samproduksjonsfordeler (Hope, 1994).

Fra samfunnsøkonomisk velferdsteori er det velkjent at man oppnår effektiv ressursallokering i frikonkurranselikevekt der marginalkostnad er lik pris, dvs. i punktet (X^f , P^f) i figur 2. I naturlig monopolsituasjoner, hvor enhetskostnadene faller over det aktuelle produksjonsintervallet, innebærer det at marginalkostnadene også er fallende og ligger under enhetskostnadene i hele intervallet. En optimaliseringsbetingelse hvor marginalkostnad er lik pris, medfører dermed at monopolisten opererer med tap. Dette er illustrert i figuren under:

⁴ Stordriftsfordeler kan medføre samfunnsøkonomisk gevinst sammenlignet med fullkommen konkurranse dersom virkningene av stordriftsfordelene er større enn virkningen av monopoltilpasningen.



Figur 3: Prisregulering av naturlige monopol (Kilde: Pindyck, 2001)

Figur 3 illustrerer en produsent med avveiene faste kostnader som fremstiller et produkt. Når produksjonen øker, avtar gjennomsnittskostnaden. Siden gjennomsnittskostnadene synker kontinuerlig innenfor et gitt produksjonsintervall, vil også marginalkostnaden alltid ligge under gjennomsnittskostnaden (Hope, 1994). Denne illustrasjon er en passende beskrivelse av infrastrukturen for nettverksvirksomheten, der det er store faste kostnader forbundet med etablering av nettverk, mens kostnaden ved å utvide bruken er relativt liten (von der Fehr, 2002).

Hvis man antar at monopolet har som mål å oppnå maksimal fortjeneste, vil en uregulert monopolist produsere (X^m) og selge det til prisen (P^m) (marginalinntekt = marginalkostnad). Monopolisten maksimerer overskuddet ved å selge til P^m , til tross for at han kan selge mer ved å tilpasse seg i den samfunnsøkonomiske likevekten (X^c, P^c); omsetningen er lavere, men oppheves av større margin på den enkelte enhet. Monopolistens overskudd er angitt i arealet ($P^o f c P^m$). Det samfunnsøkonomiske effektivitetstapet som følge av utnyttelse av markedsrett tilsvarende arealet av trekanten (abc). Regulering kan i slike situasjoner bidra til å redusere samfunnsøkonomisk effektivitetstap ved å begrense monopolistens mulighet til å kreve høye priser (von der Fehr, 2002).

Vi ser at total velferd er størst i punktet (X^c, P^c), der pris er lik marginalkostnad. Dette punktet kalles "først-beste" situasjon, og er det utfallet reguleringsmyndighetene ønsker å oppnå

(Hope, 1994). I dette punktet vil imidlertid det naturlige monopol operere med bedriftsøkonomisk tap (arealet $P^c \text{ag} P^f$) fordi prisen er lavere enn enhetskostnadene. Dette kan medføre at nettvirksomhetene legger ned produksjonen (samfunnsøkonomisk tap). Reguleringsmyndighetene står da ovenfor to valg; enten offentlig produksjon eller å gi insentiver til privat produksjon. Insentiver til privat produksjon kan enten gis i form av subsidier som tilsvarer tapet⁵, eller at reguleringsmyndighetene tillater monopolisten å velge en annen tilpasning, for eksempel akkurat kostnadsdekning – (X^f, P^f) (pris = enhetskostnad). En slik ny tilpasning i punktet (X^f, P^f) kalles ”nest-beste” situasjon (Hope, 1994). Er pris lavere enn P^f , vil monolet operere med tap, mens han vil oppnå overskudd når prisen er høyere enn P^f . I ”nest-beste” situasjon er dermed samfunnsøkonomisk overskudd størst mulig, forutsatt at det naturlige monolet får dekket sine kostnader.

”Nest-beste”-tilpasning er bare samfunnsøkonomisk effektiv dersom monolet produserer til lavest mulig kostnad ved gitt teknologi. Dersom nettvirksomheten har mulighet til å velte enhver kostnadsøkning over på prisen (sluttbrukeren), har han svake insentiver til å drive kostnadseffektivt. Det er derfor viktig å utvikle insentivordninger som leder nettselskapene til punktet (X^f, P^f) , og hvor denne tilpasningen er et effektivt punkt. Et slik insentiv kan være å gi nettselskapene en inntektsramme⁶, hvor det er mulighet til å skape et overskudd dersom nettselskapet klarer å operere med lavere kostnader enn det som er gitt i inntektsrammen (Hope, 1994). Det er inntektsrammeregulering som ligger til grunn i foreslått økonomisk regulering av nettselskapene fra 2007. Fastsettelsen av inntektsrammen tar utgangspunkt i at 60 % av inntektene fastsettes av en kostnadsnorm basert på sammenlignende effektivitetsanalyser. På denne måten har nettvirksomhetene insentiver til å operere kostnadseffektivt, dvs. rundt punkt e. De resterende 40 % av inntektsrammen baserer seg på selskapenes egne faktiske kostnader.

2.2 Forslag til økonomisk innteksregulering

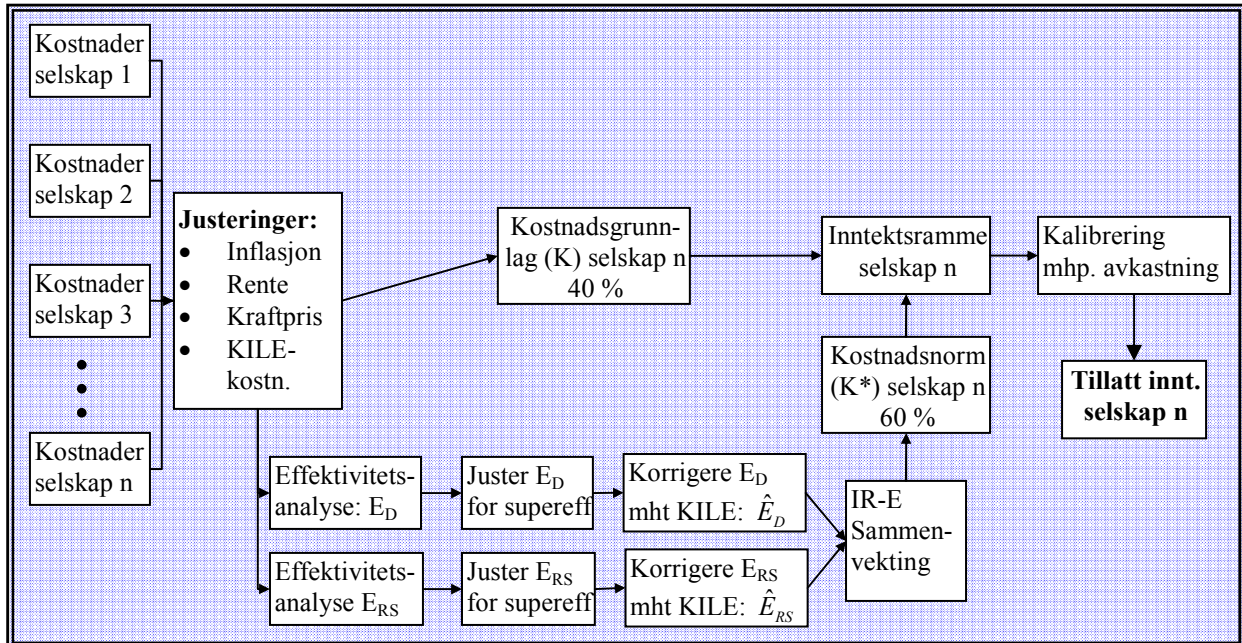
NVE har i oppgave å regulere nettselskapene og trygge en samfunnsøkonomisk rasjonell utvikling av sektoren, jfr. energiloven §§ 1-2 og §§ 4-1 og energilovforskriften kapittel 4.

⁵ Et viktig spørsmål er imidlertid hvordan myndighetene skal kunne dekke underskuddet gjennom beskatning på en effektivnøytral måte.

⁶ Hope (1994) presentert fire ulike reguleringsprinsipper: 1) Marginalkostnadsregulering: pris = marginalkostnad, med subsidium 2), Fullkostnadsregulering: pris = enhetskostnad (”nest-best” løsning), 3) Maksimalprisregulering med vilkårlig valgt pris, 4) Ren monopoltilpasning: marginalinntekt = marginalkostnad, med hel eller delvis beskatning av monopolistens overskudd.

NVE regulerer kraftselskapenes monopolvirksomhet (kraftoverføring). Etter innføring av energiloven av 1990 har den økonomiske reguleringen av nettselskapene vært gjennomført over tre perioder. I første perioden, 1993-1996, var selskapene avkastningsregulert. Avkastningsregulering går i grove trekk ut på at det fastsettes en grense for hvor stor avkastningen kan være. I periodene 1997-2001 og 2002-2006 var selskapene regulert gjennom såkalte inntektsrammer. Inntektsrammeregulering går i hovedsak ut på at det fastsettes en maksimal tillatt inntekt for de enkelte nettvirksomhetene som ikke kan overskrides. I reguleringsmodellen foreslått innført fra 2007 fastsettes 40 % av inntektsrammen på bakgrunn av selskapets egne faktiske kostnader 2 år tilbake, mens 60 % av inntektsrammen fastsettes på bakgrunn av en kostnadsnorm. Kostnadsnormen beregnes med utgangspunkt i sammenlignende effektivitetsanalyser, der DEA-metoden peker seg ut (Langset, 2006). Selskapenes effektivitet står dermed sentralt i forhold til insentiver og avkastning. Hensikten med å basere inntektsrammen både på selskapenes faktiske kostnader og en kostnadsnorm, er å gi insentiver til både effektiv drift samtidig som den skal gi insentiver til tilstrekkelige langsiktige investeringer i sektoren. Langsiktige investeringer skal være med på å opprettholde kvaliteten på strømfordistribusjon. Dersom hele inntektsrammen baseres på selskapenes faktisk kostnader, ville man få en ren avkastningsregulering. Slike modeller har svært svake insentiver for effektiv drift. Forbrukerne må dekke store deler av selskapenes unødvendige kostnader i form av avkastning til eierne. Hvis derimot hele inntektsrammen skulle baseres på kostnadsnormen ville man få en ren normregulering som vil gi sterke insentiver til effektiv drift. I slike tilfeller vil nettselskapene belastes for unødvendige kostnader. Dette kan imidlertid medføre at nettselskapene ikke investerer på grunn av lav avkastning. Vi kan illustreres dette med et enkelt eksempel. En bedrift har faktiske kostnader (inkl. avkastning) på kr. 100. Ved ren avkastningsregulering vil inntektsrammen bli 100. Effektivitetsanalysen viser derimot at bedriften har et overforbruk på kr. 30, det vil si at kostnaden burde vært kr. 70. En inntektsramme basert på faktiske kostnader vil dermed medføre at kunden må betale for dette overforbruket; når inntektsrammen er kr.100, betaler han kr. 30 mer på grunn av bedriftens ineffektivitet. Hvis inntektsrammen var basert på en ren kostnadsnorm, ville inntektsrammen bli kr. 70. Vi ser nå at det er bedriften selv må dekke overforbruket som skyldes dens ineffektivitet. Problemet er imidlertid at en inntektsramme basert på kostnadsnormen kan medføre at bedriften ikke vil investere fordi det medfører høyere avskrivninger og kapitalkostnader. Dette vil igjen

redusere kvaliteten på kraftoverføringen. En fordeling på 40/60⁷ er derfor tenkt å ivareta både effektiv drift og sikre tilstrekkelige investeringer i sektoren. Figur 4 gir en illustrasjon på hvordan man kommer frem til den endelige inntektsrammen.



Figur 4: Forslag til inntektsrammeregulering fra 2007

NVE har foreslått at inntektsrammen (IR) for den enkelte nettvirksomheten skal beregnes etter følgende formel (Langset, 2006):

$$(1) \quad IR_t = 0,4(K_t + fq_{t-2}) + 0,6K^* + JP$$

Modellen inneholder svært mye formler og beregninger. For enkelhets skyld har jeg derfor eksemplifisert beregningen av kostnadsnormen ved å beregne inntektsrammen for Troms Kraft Nett AS i 2004. Alle kronebeløp i beregningen er oppgitt i tusen. Det er viktig å understreke at beregningen baserer seg på foreslått modell fra 2007, og vil derfor ikke være lik den virkelige inntektsrammen for TKN i 2004. Den virkelige inntektsrammen baserte seg på reguleringsmodellen for inneværende reguleringsperiode.

⁷ 29.09.2006 ble det vedtatt å redusere vektleggingen av kostnadsnormen fra 0,6 til 0,5 i en overgangsperiode på to år. Jeg har ikke tatt hensyn til det nye vedtaket i oppgaven.

Beregning av selskapets egne faktiske kostnader ($K_t + fq_{t-2}$)

K_t er nettvirksomhetenes egne kostnader i år $t-2$, som inflasjonsjusteres til år t . Det inflasjonsjusterte kostnadsgrunnlaget beregnes på følgende måte:

$$(1.1) \quad K_t = DV_{t-2} \cdot \frac{KPI_t}{KPI_{t-2}} + NT_{t-2} \cdot P_t + AVS_{t-2} + AKG_{t-2} \cdot r_{NVE}$$

Hvor $DV_{t-2} \cdot \frac{KPI_t}{KPI_{t-2}}$ er inflasjonsjusterte drifts- og vedlikeholdskostnader, $NT_{t-2} \cdot P_t$ er overføringstap (MWh) i år $t-2$ til referanseprisen⁸ i år t , AVS_{t-2} er avskrivninger i år $t-2$ og $AKG_{t-2} \cdot r_{NVE}$ er avkastningen basert på avkastningsgrunnlaget fra år $t-2$ multiplisert med en referanserente som fastsettes av NVE. Referanserenten er satt til 7,31 %⁹.

Beregning av K_t for Troms Kraft Nett AS i 2004 blir som følger:

$$\begin{aligned} K_{2004} &= DV_{2002} \cdot \frac{KPI_{2004}}{KPI_{2002}} + NT_{2002} \cdot P_{2004} + AVS_{2002} + AKG_{2002} \cdot r_{NVE} \\ K_{2004} &= 152364 \cdot \frac{113,3}{110,1} + 225488 \cdot 0,25504 + 56247 + 996280 \cdot 0,0731 \\ K_{2004} &= 343375 \end{aligned}$$

fq_{t-2} : f er for inflasjonsjustert KILE¹⁰-satser og q_{t-2} er mengden ikke levert energi (ILE) for ulike kundegruppe i år $t-2$. Kostnaden for Troms Kraft Nett AS er estimert til kr. 18566,-.

Kostnadsgrunnlaget basert på egne faktiske kostnader er dermed lik:

$$K_{2004} + fq_{2002} = 343375 + 18566 = 361941$$

⁸ Referanseprisen er i analysen satt til kr. 255,04 pr MWh.

⁹ NVE foreslår å legge til grunn en nominell risikofri rente (r) basert på årlig effektiv rente på 5 års statsobligasjoner slik den beregnes av Norges Bank. Siden den systematiske risikoen til nettselskapene er avhengig av rentenivået foreslås følgende formel for beregning av referanserente: $r_{NVE} = 1,12r + 2,12\%$. Formelen baserer seg på et veid avkastningskrav før-skatt for selskapenes egenkapital og rentebærende gjeld (WACC). Mer utdypende utledning av formelen finnes i vedlegg 1.

¹⁰ KILE-kostnad (Kvalitetsjustert inntektsramme ved Ikke Levert Energi) er en offentlig fastsatt ordning som påfører netteier kostnader ved strømbrudd.

Beregning JP

JP er justeringsparameter for investeringer og omfatter både ny- og reinvesteringer. Ved å korrigere for investeringer fjerner man nåverditapet ved investeringer som følge av tidsetterslepet som ligger til grunn i kostnadsgrunnlaget. Hensikten er at nettselskapene skal ha kompensasjon for at inntektsstrømmen ved investeringer er forsinket i forhold til kostnadsstrømmen (kapitalkostnaden og avskrivninger).

Beregning av parametere er som følger:

$$(1.2) \quad JP_t = 1,6 \cdot r_{NVE} \cdot \Delta I_{t-2}$$

Hvor ΔI er årets tilgang i balansen. Denne tilnærmingen baserer seg på en gjennomsnittlig regnskapsmessig levetid på 30 år og en rente på 5 % (Karlsen, 2006).

TKN har investert for kr. 81879 i 2002 og justeringsparameter blir dermed:

$$\begin{aligned} JP_{2004} &= 1,6 \cdot r_{NVE} \cdot \Delta I_{2002} \\ JP_{2004} &= 1,6 \cdot 0,0731 \cdot 81879 \\ JP_{2004} &= 9577 \end{aligned}$$

Beregning av kostnadsnormen (K*)

K* er en kostnadsnorm som fastsettes på bakgrunn av to separate DEA-analyser for henholdsvis distribusjonsnett (D-nettet) og regional-/sentralnett (RS-nettet). Effektivitetsanalysen baserer seg på datagrunnlaget fra år t-2. DEA-modellene som benyttes, tar for seg årsak-virkning-sammenhengen mellom totalkostnaden og kostnadsdrivere. Effektivitetsestimater er derfor en form for kostnadseffektivitet (jfr. kapittel 4). Modellene forutsetter konstant skalautbytte.

Før effektivitetsestimater omarbeides til en kostnadsnorm, må effektivitetsscoren til hvert selskap gjennomgå flere korrigeringer. Beregningen av kostnadsnormen forløper på følgende måte:

1. *Beregning av effektivitetsmål:*

Først beregnes effektivitetsmålene til hvert enkelt D-nett og RS-nett ved bruk av DEA. Effektiviteten for D-nettet og RS-nettet til TKN er henholdsvis: $E_D = 87,26\%$ og $E_{RS} = 98,89\%$.

2. *Justering for supereffektivitet:*

Alle enheter som er effektive, dvs. 100 %, justeres for supereffektivitet. Dette er en spesiell form for supereffektivitet som premierer enheter som forbedrer seg i forhold til forrige år. Dette kan det leses mer om i kapittel 3.4. TKN er ikke 100 % effektiv i noen av modellene og justeres derfor ikke.

3. *Korrigerer avviket mellom gjennomsnittlig og faktisk KILE:*

DEA-modellene som løses under pkt.1 er basert på et kostnadsgrunnlag hvor KILE-kostnadene er beregnet som gjennomsnitt over perioden 2001-2004. Dette skyldes at KILE-kostnadene svinger mye¹¹. Siden det er den enkelte nettvirksomhets faktiske KILE-kostnader som skal inngå i DEA-analysen, må effektivitetsestimaterne korrigeres. Dette gjøres på følgende måte:

$$(1.3) \quad \hat{E} = \frac{K_i^*}{K_i^{KILE\text{-korrigert}}} = \frac{K_i \cdot E_i}{K_i - \overline{KILE}_i + \text{faktisk } KILE_i}$$

Hvor K er kostnadsgrunnlaget som inngår i DEA-analysen, E er effektiviteten, og $(-\overline{KILE} + \text{faktisk } KILE)$ er differansen mellom gjennomsnittlig KILE og faktisk KILE.

Det korrigerede effektivitetsestimater til TKN's D-nett blir:

¹¹ Av naturlige årsaker svinger KILE-kostnadene mye fra år til år for mange nettvirksomheter. Bruk av faktiske KILE-kostnader kan dermed medføre at også effektivitetsestimater varierer mye. Ved å bruk gjennomsnitt blir effektivitetsestimaterne mer stabil og man unngår at ekstreme KILE-observasjoner hos referanseenheter ødelegger for andre enheter.

$$\hat{E}_D = \frac{K_{TKND} \cdot E_{TKND}}{K_{TKND} - KILE_{TKND} + \text{faktisk } KILE_{TKND}}$$

$$\hat{E}_D = \frac{271967 \cdot 0,8726}{271967 - 15796 + 14326}$$

$$\hat{E}_D = \frac{237325}{270497}$$

$$\hat{E}_D = 87,74\%$$

Ved å gjøre det samme for RS-nettet, får man følgende korrigert effektivitet:

$$\hat{E}_{RS} = \frac{83676}{83226} = 100,54\%$$

4. Sammenvekting av effektivitetsmålene (IR-E):

De to korrigerede effektivitetsmålene \hat{E}_D og \hat{E}_{RS} må så vektet sammen til ett effektivitetsmål. Vektene som benyttes, er andel av totalkostnaden for hvert nettnivå. I prinsippet kan effektivitetsmålene vektet sammen direkte. Det er likevel valgt å normere resultatene rundt det veide bransjegjennomsnittet fra hver av analysene før de vektet sammen. Ifølge NVE vil dette redusere faren for målefeil. Denne kalibreringen hadde ikke vært nødvendig dersom alle selskapene var representert i begge analysene. Dette fordi en eventuell målefeil hadde gitt samme utslag i begge analysene, men med motsatt fortegn.

Man må derfor først finne det veide bransjegjennomsnittet i de to modellene. Dette beregnes på følgende måte:

$$(1.4) \quad \bar{E}_{Bransje}^D = \sum_i v_i^D \cdot E_i^D \quad , \quad \bar{E}_{Bransje}^{RS} = \sum_i v_i^{RS} \cdot E_i^{RS}$$

Hvor i er alle selskapene i den aktuelle analysen, v_i^D er selskap i sine distribusjonsnettkostnader i forhold til bransjens distribusjonsnettkostnader, v_i^{RS} er selskap i 's andel av regional-/sentralnettkostnader i forhold til bransjen.

Vektet bransjegjennomsnitt for D-nettet og RS-nettet er i 2002 henholdsvis $\bar{E}^D = 85,42\%$ og $\bar{E}^{RS} = 75,82\%$.

Når man skal beregne det samlede effektivitetsmålet ($IR - E_i$) for det enkelte selskapet, vektet resultatene for hver av de to analysene sammen. Vektene (w_i og $1-w_i$) som brukes, er nettnivåets andel av totalkostnaden (justert for KILE) i de enkelte selskapene:

$$(1.5) \quad IR - E_i = w_i \cdot \frac{\hat{E}_i^D}{\bar{E}_{bransjen}^D} + (1-w_i) \cdot \frac{\hat{E}_i^{RS}}{\bar{E}_{bransjen}^{RS}}$$

Setter vi inn verdiene for TKN, får vi:

$$IR - E_{TKN} = \underbrace{\frac{270497}{270497 + 83226}}_{w_i} \cdot \frac{0,8779}{0,8542} + \underbrace{\frac{83226}{270497 + 83226}}_{1-w_i} \cdot \frac{1,0054}{0,7582} = 1,0975$$

Vi har nå effektivitetsmålet som brukes til å fastsette kostnadsnormen (K^*):

$$K^* = 361941 \cdot 1,0975 = 397227$$

Beregning av inntektsramme

Setter vi dette inn i likning (1) finner vi IR_{2004} for TKN:

$$IR_i = 0,4 \cdot 361942 + 0,6 \cdot 397226 + 9577 = 392689$$

Justere inntektsrammen slik at gjennomsnittlig avkastning er lik referanserente

Til slutt må alle kostnadsnormene kalibreres slik at forventet veid gjennomsnittsavkastning i bransjen bli lik referanserenten, r_{NVE} . NVE har fastslått at kostnadsnormen (K^*) skal kalibreres slik at bransjens veide gjennomsnittsavkastning over tid vil ligge rundt referanserenten. Dette innebærer at selskaper som over tid er gjennomsnittlig effektive, kan forvente seg en avkastning lik referanserenten.

	TKN	SUM bransjen
<i>Inntekt 2004 - IR (før kalibrering)</i>	392 689	13 557 331
<i>Kostnader (faktiske)</i>		
Dirfts- og velikeholdskostnader	156 792	6 046 479
Nettap	57 508	1 437 844
Avskrivninger	56 247	2 571 770
KILE	18 566	351 487
Sum kostnader	289 113	10 407 581
<i>Driftsresultat</i>	103 575	3 149 750
Avkastninggrunnlag (inkl. arb.kap.) = AVG	996 280	38 891 691
Avkastning	10,40 %	8,10 %
Endring i kostnadsnorm (8,1%-7,31%)* AVG	7 858	306 767
Ny IR	384 830	13 250 563
Nytt driftsresultat	95 717	2 842 983
Ny avkastning	9,61 %	7,31 %

Vektet gjennomsnittsavkastning er høyere enn referanserenten - må derfor justeres ned med 0,79%.

Tabell 1: Resultat etter kalibrering

I tabell 1 ser vi at vektet gjennomsnittlig avkastning i bransjen er høyere enn referanserenten (8,1 % > 7,31 %). Dette innebærer at avkastningen må justeres ned med 0,79 %, slik at gjennomsnittlig avkastning bli lik referanserenten på 7,31 %. Konsekvensene er at inntektsrammen til TKN reduserer med på kr. 7858000:

$$\Delta IR_{TKN} = 996280 \cdot (8,1\% - 7,31\%) = 7858$$

Inntektsrammen for 2004 blir dermed ca. kr. 385 millioner som er den tillatte inntjeningen TKN kan ha på nettleien i sitt overføringsnett.

3 TEORI OG METODE

I denne delen av oppgaven skal jeg først gjennomgå sentrale begreper i produktivits- og effektivitetsteorien, før jeg går nærmere inn på DEA-metoden og supereffektiviteten som brukes i innteksreguleringsmodellen. Deretter blir det redegjort for Efficiency Stepladder-metoden som brukes til å undersøke hvor robuste effektivitetsestimaterne er. Til slutt tar jeg for meg totrinns-metoden som brukes til å forklare variasjon i effektiviteten.

3.1 Produktivitet og effektivitet

Produktivitet og effektivitet brukes ofte om hverandre, men i produktivits- og effektivitetsanalyse er det viktig å ha et klart definert skille mellom dem. *Produktivitet* er et beskrivende prestasjons-/ytelsesmål som forteller graden av output som produseres per tidsenhet av den inputen som brukes per tidsenhet (Ray, 2004). Gjennomsnittlige produktivitet (AP = average productivity):

$$(2) \quad \text{Produktivitet (AP)} = \frac{\text{output}(y)}{\text{input}(x)}$$

Jo høyere dette tallet er, desto bedre er produktiviteten. Når produksjonsprosessen har én innsats- og én produktfaktor, er det relativt enkelt å beregne partielle produktivetsmål. I tilfeller hvor produksjonsprosessen involverer flere input- og/eller outputfaktorer, kan bruk av partielle prestasjonsmål gi misvisende informasjon. For eksempel vil kapitalintensive enheter oppnå høy produktivitet på arbeidskraft, mens arbeidskraftintensive enheter vil oppnå lav produktivitet på arbeidskraft, gitt output. Ofte når man referer til produktivitet, refererer man til totalfaktorproduktivitet (TFP). TFP involverer alle faktorer til produksjonen, dvs. multiple-input og -output (Coelli, 1998):

$$(3) \quad \text{Totalfaktorproduktivitet (TFP)} = \frac{\text{outputvektor}(Y)}{\text{inputvektor}(X)}, \text{ hvor } \begin{matrix} Y = (y_1, y_2, \dots, y_s) \\ X = (x_1, x_2, \dots, x_m) \end{matrix}$$

I slike tilfeller er beregning av produktivetsmål mer komplisert. For å finne et tallmessig uttrykk for produktiviteten, må man veie sammen de ulike innsatsfaktorene og

outputfaktorene (Kittelsen & Førsum, 2001). Vekting av faktorene kan gjøres enten ved bruk av faktorpriser eller relative priser.

Produktivitet er bare et tall og har liten verdi isolert sett. Dersom man sammenligner med andre enheters (DMU¹²) produktivitet eller produktiviteten fra tidligere år, normaliserer man produktivitetstallet og det vil da gi verdifull informasjon. Når man sammenligner produktiviteten med ”den beste” (produktfunksjon/teknologi), finner vi *teknisk effektivitet*. Teknisk effektivitet er et normativt mål som måler faktisk produktivitet per tidsenhet relativt til en norm for best mulig produktivitet, gitt de rammebetingelsene en virksomhet driver innenfor (Ray, 2004). Slike rammebetingelser kan være geografiske forhold, klimatiske forhold, juridiske forhold og lignende. Effektivitet beregnes på følgende måte (Ray, 2004):

$$(4) \quad \text{Effektivitet } (E_j) = \frac{AP_j}{AP_{BEST}} = \frac{\frac{y_j}{x_j}}{\frac{y_{BEST}}{x_{BEST}}} = \frac{y_j}{y_{BEST}} \cdot \frac{x_{BEST}}{x_j}$$

≤ 1 ≤ 1

Hvor AP_j er produktiviteten til DMU_j ($j = 1, \dots, n$) og AP_{BEST} best oppnåelig produktivitet for enhet j. Teknisk effektivitet viser dermed i hvilken grad observasjonsenheten (j) enten kan øke produksjonen uten å øke inputen, eller redusere inputen uten å redusere produksjonen. De som er teknisk effektiv, får verdien 1, mens ineffektive enheter får en verdi mindre enn 1.

Bedrifter kan bruke effektivitetsmål til å treffe beslutninger om hvordan arbeidet bør organiseres. Effektivitetsanalysen kan bidra til å påvise hvilke effektive enheter man kan lære av, hvilke produkter som er særlig ressurskrevende og hvilke innsatsfaktorer som er produktive. I tillegg kan analysen si noe om skalaøkonomien og hvilken størrelse som er best egnet innenfor det enkelte produksjonsområde. Det er viktig å påpeke at slike effektivitetsanalyser kartlegger ineffektivitet, og ikke forklaring. Effektivitetsanalyser vil likevel utgjøre et nødvendig grunnlag for en analyse både av årsaker og av mekanismer for å forbedre ressursutnyttelsen (Kittelsen & Førsum, 2001).

Som definisjonene antyder, trenger man forskjellig informasjon til å måle produktivitet og effektivitet. For å måle produktivitet trenger vi kun å vite input- og outputmengde til den

¹² DMU-Decision making unit

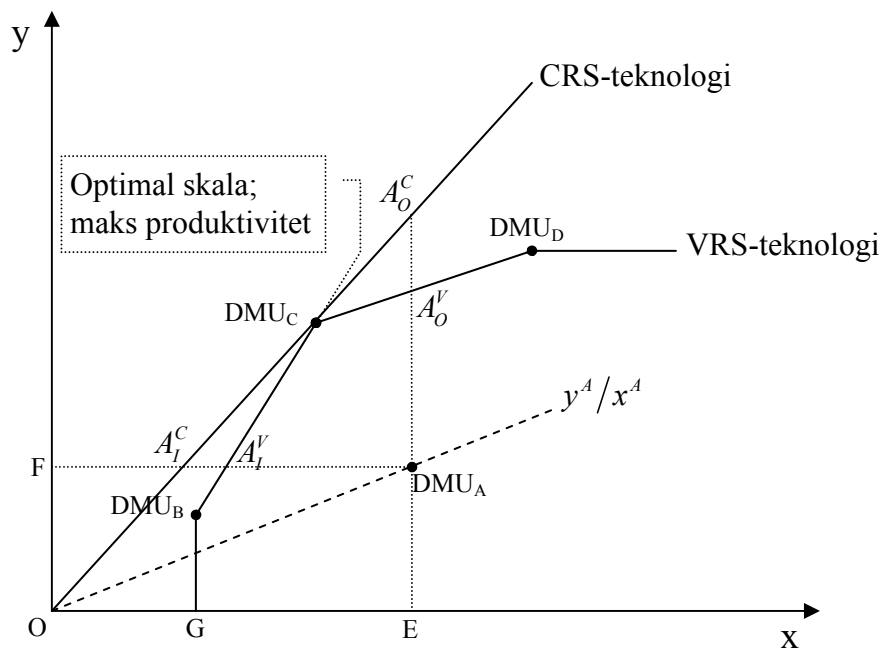
enheten man undersøker. For å måle effektivitet trenger man i tillegg å vite normen bestående av "de beste" (evt. produktfunksjonen) (Ray, 2004).

3.2 Farrells effektivitetsmål

Som nevnt tidligere, kan man i tilfeller med flere input- og/eller outputfaktorer bruke faktorpriser som vekter når man skal finne et tallmessig uttrykk for produktivitet. I tilfeller med perfekt konkurranse er det riktig å bruke markedsprisene, da disse reflekterer betalingsvilligheten for produkter og innsatsfaktorer. I offentlig og regulerte sektorer omsettes ikke varer/tjenester i et perfekt marked, og man får dermed ingen tilbakemelding fra markedet hvor effektive enhetene er (Kittelsen & Førstund, 2001). Store overskudd trenger ikke nødvendigvis indikere høy effektivitet, men utnyttelse av monopolmakt. Effektivitetsanalyser kan derfor være en viktig indikator på hvor effektiv sektoren er. Farrell (1957) utviklet en metode for å måle effektivitet når prisinformasjon ikke foreligger. Metoden forutsetter at man kjenner produktfunksjonen eller fronten til produksjonsmulighetsområdet.

Farrell måler teknisk effektivitet ved å beregne avstanden fra DMU'ens X/Y-kombinasjon til produksjonsfronten som representerer beste praksis. DEA-metoden er en av metodene man kan bruke for å finne denne beste praksis fronten, noe jeg vil komme tilbake til i kapittel 3.3.

Før vi går inn på de ulike effektivitetsmålene, er det viktig å fremheve at man kan forutsette ulike skalaegenskaper på produktfronten. Skalaegenskaper gjengir endringer i produksjonen når vi endrer innsatsfaktorene. Vi har konstant skalautbytte når produksjonen endrer seg prosentvis like mye som innsatsfaktorene, vi har økende skalautbytte (IRS) når produksjonen endrer seg prosentvis mer enn endringen i innsatsfaktorene og vi har avtakende skalautbytte (IRS) når produksjonen endrer seg prosentvis mindre enn endringen i innsatsfaktorene. Ved å forutsette CRS antar man at størrelsen på de ulike enhetene ikke betyr noe for produktiviteten. Hvis man derimot forutsetter variabelt skalautbytte (VRS) åpner man for ulike skalaegenskaper slik det er presentert ovenfor. Antakelsen om konstant skalautbytte er passende når alle bedrifter opererer på en optimal skala. Ufullstendig konkurranse, finansielle restriksjoner osv. kan medføre at en bedrift ikke kan operere på optimal skala. Hvis man i slike tilfeller antar konstant skalautbytte, vil bedriftens effektivitetsscore "fordømmes" av at han er for liten eller for stor (Coelli, 1998).



Figur 5: Totaleffektivitet og ren teknisk effektivitet ved CRS og VRS

Figur 5 viser fire observerte enheter; DMU_A , DMU_B , DMU_C og DMU_D . Den rette linjen gjennom O og DMU_C viser best mulig produksjonsteknologi under forutsetning av konstant skalautbytte (CRS), mens linjen G , DMU_B , DMU_C , DMU_D og linjen fra DMU_D mot høyre viser maksimal produksjon under forutsetning om variabelt skalutbytte (VRS). Produksjonsmulighetsområdet ligger til høyre for de respektive teknologifrontene. Farrell tok kun for seg effektivitetsmålinger under forutsetninger av konstant skalautbytte. Man bruker ofte benevnelsen *totaleffektivitet* på effektivitetsestimatet ved bruk av CRS. Farrells effektivitetsmål er senere videreutviklet for å kunne ta hensyn til skalaegenskaper. Ved å anta VRS blir DMU'ene sammenlignet med andre DMU'er av samme størrelse, og vi vil få et effektivitetsestimat som beskriver "ren" *teknisk effektivitet* (Coelli, 1998). Det vil være flere enheter som er effektiv ved bruk av VRS enn CRS. For eksempel i figur 5 er kun DMU_C effektiv ved bruk av CRS, mens DMU_B , DMU_C og DMU_D er effektiv ved VRS. Tangeringspunktet (C) mellom CRS-fronten og VRS-fronten indikerer optimal skala, også kalt "Most Productive Scale Size" (MPSS). I dette punktet er produktiviteten størst. Når det er differanse mellom CRS-fronten og VRS-fronten har vi *skalaineffektivitet*. Skalaeffektivitet forteller hvor mye effektiviteten til en enhet kan forbedres ved å endre skala, dvs. beholde samme inputmiks, men endre størrelsen på driften (Coelli, 2005). Skalaeffektivitet kan dermed brukes til å kartlegge hvor stor del av den totale ineffektiviteten som skyldes at bedriften ikke opererer på optimal skala.

Effektivitet kan enten måles i inputretning eller outputretning. Inputorientering måler DMU'ens evne til å bruke minimalt med inputfaktorer, gitt at outputvektoren holdes fast. Outputorientering måler DMU'ens evne til å produsere maksimalt med output, gitt inputnivået (Coelli, 1998). Dersom vi tar utgangspunktet i DMU_A , ser vi at enheten er ineffektiv fordi det er mulig produsere samme kvantum ved å bruke mindre av innsatsfaktorer, eventuelt produsere mer output uten å øke inputen. Vi har dermed følgende effektivitetsmål for DMU_A under forutsetning av CRS og VRS:

	<u>Inputorientering:</u>	<u>Outputorientering:</u>
Totaleffektivitet:	$TE_I^{CRS} = \frac{FA_I^C}{FA}$	$TE_O^{CRS} = \frac{EA}{EA_O^C}$
”Ren” teknisk effektivitet:	$TE_I^{VRS} = \frac{FA_I^V}{FA}$	$TE_O^{VRS} = \frac{EA}{EA_O^V}$
Skalaeffektivitet:	$SE_I = \frac{FA_I^C}{FA_I^V}$	$SE_O = \frac{EA_O^V}{EA_O^C}$

Når man antar CRS, er TE_I^{CRS} og TE_O^{CRS} identisk. Dette skyldes at produktiviteten til ”den beste” er lik uavhengig av orientering; helningen $OA_O^C =$ helningen OA_I^C .

$$TE_I^{CRS} = \frac{FA_I^C}{FA} \equiv \frac{EA}{EA_O^C} = TE_O^{CRS}$$

Implisitt betyr dette at under antakelse om CRS vil høy produktivitet antyde høy effektivitet, noe som ikke alltid er tilfelle ved variabelt skalautbytte.

Farrells effektivitetsmål kan forårsake vanskeligheter i effektivitetsmålingen. Problemet oppstår når referansepunktet ligger på et linjestykket som er parallell med aksene, for eksempel linjestykket mellom G og DMU_B i figur 5. I slike tilfeller har man *slakk*, noe som innebærer at man har et ytterligere forbedringspotensialer som ikke uttrykkes i Farrells radiale

effektivitetsmål. Det finnes relativt enkle metoder å korrigere effektivitetsestimater når det oppstår slakk, men det vanligste er å rapportere slakken som tilleggsinformasjon.

3.3 Data Envelopment Analysis (DEA)

Det finnes to hovedretninger for sammenlignende effektivitetsanalyser: parametriske metoder og ikke-parametriske metoder. Stochastic Frontier Analysis (SFA) er et eksempel på en parametriske metode. SFA bygger på tradisjonelle regresjonsanalyser hvor man spesifiserer funksjonell form for deretter å estimere parametrene. Fordelen med slike regresjonsanalyser er at man har statistiske hjelpemidler som gjør den mer robust i forhold til målefeil. *Data Envelopment Analysis* (DEA) er eksempel på ikke-parametriske metode. DEA bygger på lineær programmering, og man behøver ikke kjenne funksjonell form på produktfunksjonene; observerte data innhyles og skaper produktfunksjonen (Coelli, 1998). Til forskjell fra SFA har ikke DEA de samme innebygde statistiske hjelpemidlene. DEA er dermed mer sårbar for målefeil.

Som et resultat av anbefalinger fra Samfunns- og næringslivsforskning (SNF) har NVE besluttet å anvende DEA som metode for sammenlignende effektivitetsanalyser. Det er likevel supplert med statistiske metoder for å gjøre datagrunnlaget mer robust (Langset, 2006).

En fordel med å bruke DEA-metoden til effektivitetsmålinger, er at den gir relativt inngående informasjon om de enkelte enhetene som inngår i analysen. Det er dermed mulig å foreta detaljerte analyser for bestemte DMU'er, i dette tilfellet Troms Kraft Nett AS, som kan brukes til å avdekke ineffektivitet.

For å kunne beregne effektiviteten til en DMU, må man vite hvor mye man maksimalt kan produsere fra den relevante inputvektoren (Ray, 2004). DEA-metoden innebærer å konstruere en ikke-parametriske front ved bruke lineær programmering (LP) og observerte input- og outputvektorer (Coelli, 1998). Fronten består av effektive referanseenheter og effektiviteten til observasjonsenheter blir så beregnet relativt til denne fronten. Enheter som danner fronten ("beste praksis") oppnår en teknisk effektivitetsscore på én, mens alle ineffektive enheter oppnår en teknisk effektivitetsscore mellom null og én.

DEA-metoden bygger på følgende antagelser (Ray, 2004):

Anta: Inputvektor: $x_{ij} = (x_{1j}, x_{2j}, \dots, x_{mj})$, hvor m er antall input og i er en av dem.

Outputvektor: $y_{rj} = (y_{1j}, y_{2j}, \dots, y_{sj})$, hvor s er antall output og r er en av dem.

- i. Alle observerte input-output-kombinasjoner er mulig. En input-output-kombinasjon (x, y) kan produsere outputvektoren (y) fra inputvektoren (x) ;

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

Underforstått innebærer dette at alle verdier som inngår i datamaterialet, betraktes som reelle og innehar ingen målefeil.

- ii. Produksjonsmulighetsområdet er konvekst. Dersom to mulige input-outputvektorer, (x^A, y^A) og (x^B, y^B) er mulig, er også vektet gjennomsnittlig input-outputvektor (\bar{x}, \bar{y}) mulig:

$$\begin{aligned} \bar{x} &= \lambda x^A + (1 - \lambda)x^B \in T \\ \bar{y} &= \lambda y^A + (1 - \lambda)y^B \in T \end{aligned} \quad , \text{ når } 0 \leq \lambda \leq 1$$

Dette innebærer at enhver input-output-kombinasjon som ligger på en rett linje mellom to observasjoner, er mulig. Dvs. at referansepunktet ikke trenger å være en faktisk enhet, men også en kombinasjon av flere faktiske enheter.

- iii. Fri disponering av input og output. Dersom (x^A, y^A) er mulig vil enhver $x \geq x^A$ og $y \leq y^A$ være mulig. Dette medfører at input- og outputsløsning er mulig.

Ved konstant skalautbytte (CRS) gjelder i tillegg følgende forutsetning:

- iv. Hvis (x, y) er mulig, er også (Kx, Ky) , hvor $K \geq 0$.

Basert på observerte input- og outputmengde og overnevnte forutsetninger kan man definere produksjonsfronten og produksjonsmulighetsområdet under forutsetning av henholdsvis konstant skalautbytte (T^C) og variabelt skalautbytte (T^V):

$$(5) \quad T^C = \left\{ (x, y) : x \geq \sum_{j=1}^n \lambda_j x_j; y \leq \sum_{j=1}^n \lambda_j y_j; \lambda_j \geq 0; \forall_j \right\}$$

$$(6) \quad T^V = \left\{ (x, y) : x \geq \sum_{j=1}^n \lambda_j x_j; y \leq \sum_{j=1}^n \lambda_j y_j; \lambda_j \geq 0; \sum_{j=1}^n \lambda_j = 1; \forall_j \right\}$$

3.3.1 Matematisk formulering av DEA-modellen:

Charnes, Cooper og Rhodes (1978) utviklet den første DEA-modellen (CCR-modellen). CCR-modellen bygger på Farrells effektivitetsmål og forutsetter konstant skalautbytte. Denne modellen er uttrykt som et brøkprogrammeringsproblem og går ut på å finne enhetsspesifikke vektorer for input (ξ_i) og output (η_r) som maksimerer produktiviteten til DMU₀ (Charnes et al, 1978, gjengitt etter Vassdal, 1990):

$$(7.1) \quad \underset{\eta_r, \xi_i}{\text{Maks}} \quad h_0 = \frac{\sum_{r=1}^s \eta_r \cdot y_{r0}}{\sum_{i=1}^m \xi_i \cdot x_{i0}}$$

u.b.b.

$$(7.2) \quad \frac{\sum_{r=1}^s \eta_r \cdot y_{rj}}{\sum_{i=1}^m \xi_i \cdot x_{ij}} \leq 1, \forall_j$$

$$(7.3) \quad \eta_r, \xi_i \geq 0, \forall_{r,i}$$

Hvor;

h_0 = effektiviteten til DMU'en som undersøkes, $h_0 \leq 1$

y_{rj} = mengde produsert av produkt r for DMU j , hvor $r \in (1, \dots, s)$ og $j \in (1, \dots, n)$

x_{ij} = mengde forbruk av innsatsfaktor i for DMU j , hvor $i \in (1, \dots, m)$ og $j \in (1, \dots, n)$

y_{r0} = mengde produsert av produkt r for DMU₀

x_{i0} = mengde forbruk av innsatsfaktor i for DMU₀

η_r = vekten for produkt r

ξ_i = vekten for innsatsfaktor i

Denne modellen innebærer å finne (η_r) og (ξ_i), slik at effektiviteten for DMU₀ blir maksimert under bibetingelsen at ingen enheter kan oppnå en effektivitet større enn én. Objektfunksjonen (7.1) maksimerer veid sum av output over veid sum av input for DMU₀.

Vektene er DMU-spesifikke og er ”valgt” fordi de maksimerer effektiviteten for den DMU’en som undersøkes, gitt at $\eta_r, \xi_i \geq 0$. Dette innebærer at brøkprogrammeringsproblemet må løses for hver av DMU’ene, slik at hver DMU tildeles vektorer som er mest fordelaktig for dem (Coelli, 2005).

Restriksjon (7.2) består av n brøker, og kan tolkes som at ingen DMU’er, inklusiv DMU₀, kan oppnå en effektivitetsscore høyere enn 1. Maksimeringen av objektfunksjonen blir enten begrenset av faktiske DMU’er i referansesettet, eller av en kombinasjon av faktiske DMU’er.

Restriksjon (7.3) påser at vektene (tolkes også som priser) er strengt positive. En økonomisk tolking er at en pris lik null vil innebære at man ikke kan skille mellom de som bruker mye og de som bruker lite av innsatsfaktorene (Vassdal, 1990).

Problemet med denne modellen er at objektfunksjonen ikke er lineær, og derfor er vanskelig å løse numerisk. Modellen har uendelig antall løsninger; dersom (η_r^*, ξ_i^*) er mulig, er også $(\alpha\eta^*, \alpha\xi^*)$ mulig (hvor $\alpha > 0$) (Coelli, 2005). Modellen kan da omformes til lineær form og løses som et standard lineært programmeringsproblem¹³. Charnes et al (1978) foreslo en metode for å transformere problemet til lineær form ved bruk av følgende transformasjoner:

$$(8.1) \quad v_i = t \cdot \xi_i \quad (i = 1, \dots, m)$$

$$(8.2) \quad u_r = t \cdot \eta_r \quad (r = 1, \dots, s)$$

$$(8.3) \quad t^{-1} = \sum_{i=1}^m \xi_i \cdot x_{i0} > 0$$

Likning (8.3) definerer en konstant (t^{-1}) som må være strengt positiv. Dette er en normeringslikning og verdien av denne er valgfri. Av praktiske hensyn er det mest naturlig å sette den lik 1, fordi denne verdien blir tilordnet enheter som er fullt effektive. Det vil si at enheter som er effektive får et effektivitetsestimert lik 1, mens ineffektive enheter vil få et tall mindre enn 1. Det som i praksis gjøres, er å fastsette at alle tallene i nevneren i likning (7.1)

¹³ Det er ikke alle brøkprogrammeringsproblemer som kan omformes til LP-problem. Men siden vi forutsetter at nevneren i likning (7.1) alltid er positiv, er det mulig å transformere brøken til et LP-problem.

skal summeres til 1; $\sum_{i=1}^m \xi_i \cdot x_{io} = 1$. Dette gir oss følgende LP-problem, ofte kalt

Multiplikatormodellen (Charnes et al, 1978):

$$(9.1) \quad \underset{\eta_r, \xi_i}{\text{Maks}} \quad h_0 = \sum_{r=1}^s u_r \cdot y_{ro}$$

u.b.b.

$$(9.2) \quad \sum_{i=1}^m v_i \cdot x_{io} = 1$$

$$(9.3) \quad \frac{\sum_{r=1}^s u_r \cdot y_{rj}}{\sum_{i=1}^m v_i \cdot x_{ij}} \leq 1, \quad \forall_j$$

$$(9.4) \quad u_r, v_i \geq 0, \quad \forall_{r,i}$$

Målet med objektfunksjonen er å finne outputvektene (u_r) som gir størst mulig effektivitet for DMU₀. Grafisk kan h_0 tolkes som det tallet DMU₀ må multiplisere observert input med for å komme på produktfronten. Optimal inputforbruk vil dermed være $x_i^{\text{observert}} \cdot h_0$, mens forbedringspotensialet er $x_i^{\text{observert}} (1 - h_0)$.

Restriksjon (9.2) er en normeringsantakelse som sier at den veide summen av alle input for observasjonsenheten er lik 1. Det er denne restriksjonen som gjør at vi får et lineært problem.

Restriksjon (9.3) sikrer at ingen produsenter kan ha en effektivitet større enn 1. Implisitt i dette ligger det at den veide summen av output ikke kan være større enn den veide summen av

input; $\sum_{r=1}^s u_r \cdot y_{rj} - \sum_{i=1}^m v_i \cdot x_{ij} \leq 0, \forall_j$. Denne restriksjonen er det n antall av.

Restriksjon (9.4) sikrer at vektene (u_r) og (v_i) ikke er negative.

Siden modell (9) er et lineært problem kan det omformuleres til et dualproblem. Dualen til Multiplikatormodellen kalles ofte "*The envelopment form*". Dualformuleringen er mest brukt i DEA-litteraturen og det skyldes i hovedsak to ting. For det første involverer normalt sett dualformuleringen færre restriksjoner enn primalformuleringen; ($m + s < n + 1$) (Coelli, 2005).

For det andre mener mange at dualformuleringen gir et mer adekvat bilde av hvordan effektiviteten til DMU'en vurderes i forhold produksjonsmulighetsområde, jfr. definering av produksjonsmulighetsområde i kapittel 3.3. ”The envelopment form” gir lik effektivitetsestimater som Multiplikatormodellen. Dualformuleringen av modell (9) er som følgende:

$$(10.1) \quad \text{Min } W_0 = w_0$$

w_0, λ_j

u.b.b.

$$(10.2) \quad x_{i0} \cdot w_0 \geq \sum_{j=1}^n \lambda_j \cdot x_{ij}, \forall_i$$

$$(10.3) \quad y_{r0} \leq \sum_{j=1}^n \lambda_j \cdot y_{rj}, \forall_r$$

$$(10.4) \quad \lambda_j \geq 0, \forall_j$$

Hvor w_0 er effektivitetsscoren ($w_0 \leq 1$) og λ_j er kopieringsfaktoren til DMU_j. w_0 kan også tolkes som skyggeprisene til restriksjon (9.2) i multiplikatormodellen, mens λ_j kan tolkes som skyggeprisene til restriksjon (9.3). λ_j er en kopieringsfaktor som konstruerer et referansepunkt sammensatt av referanseenheter til DMU₀. Denne syntetiske enheten har output lik $\sum_{r=1}^s \lambda_j \cdot y_{rj}$ og input lik $\sum_{i=1}^m \lambda_j \cdot x_{ij}$. For eksempel dersom referansepunktet til DMU₀ ligger midt mellom DMU_A og DMU_B, er $\lambda_A = \lambda_B = 0,5$. Hvis DMU₀ selv ligger på fronten, vil λ_0 få verdien 1, og alle andre $\lambda_j = 0$. Restriksjon (10.4) krever at ingen kopieringsfaktor kan være negativ.

Objektfunksjonene (10.1) angir at man skal minimere skaleringsvektoren, som implisitt er veid med tallet 1 (jfr. restriksjon 10.2).

Ligning (10.2) definerer mulig produksjon i inputretning, $X_i \in [X_i^*, \infty)$, og innebærer at innsatsvektoren til DMU₀ reduseres proporsjonalt til et realistisk punkt. Dette kan enten være en faktisk DMU eller en kombinasjon av faktiske DMU'er.

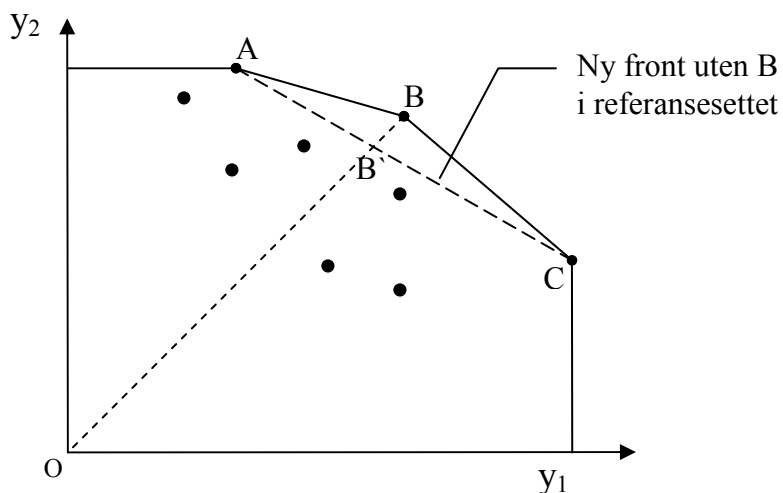
Restriksjon (10.3) definerer mulig produksjon i outputretning, $y_r \in [0, y_r^*]$, og passer på at produksjonen ikke reduseres. Referanseenheten(-e) må produsere minst like mye som DMU₀.

Som tidligere nevnt er formen på produktfronten avhengig av hvilke skalaegenskaper man forutsetter. Banker, Cooper og Charnes (1984) viste hvordan teknisk effektivitet kan skilles ut fra totaleffektiviteten ved å tillate VRS. Modellen er kjent som BCC-modellen. Det eneste som skiller BCC-modellen fra CCR-modellen, er at man legger til restriksjonen som sikrer at ineffektive enheter bare blir sammenlignet med bedrifter av samme størrelse:

$$(10.5) \quad \sum_j \lambda_j = 1$$

3.4 Supereffektivitet

Alle enhetene på fronten oppnår en effektivitet på 1, men man vet ikke i hvilken grad disse enhetene er unike. Supereffektivitet ble utviklet av Andersen og Petersen (1993) og er en enkel metode for å rangere de effektive DMU'ene. Prinsippet går i hovedsak ut på å undersøke hvor mye en effektiv enhet kan øke inputforbruket/ redusere outputen og fremdeles være effektiv. Dette gjøres ved å utelate den effektive observasjonsenheten fra referansesettet.



Figur 6: Supereffektivitet

Den effektive fronten består av enheten A, B og C. Ved å ekskludere enhet B fra referansesettet, vil den nye fronten bestå av enhetene A og B¹⁴. Det nye referansepunktet til B,

¹⁴ Dersom det finnes en annen enhet i triangelet ABC, ville den bli effektiv og dermed en del av fronten.

er B' . Avstanden mellom B og B' representer supereffektiviteten til B , og beregnes ved å finne avstandsforholdet OB/OB' . Som en følge av at B ligger utenfor produksjonsmulighetsområdet, vil det få en effektivitet som er større enn 1.

Den matematiske formuleringen under forutsetning av CRS og inputorientering blir som følger (Andersen og Pettersen, 1993):

$$(11.1) \quad \text{Min} \quad w_o^{\text{CRS-super}}$$

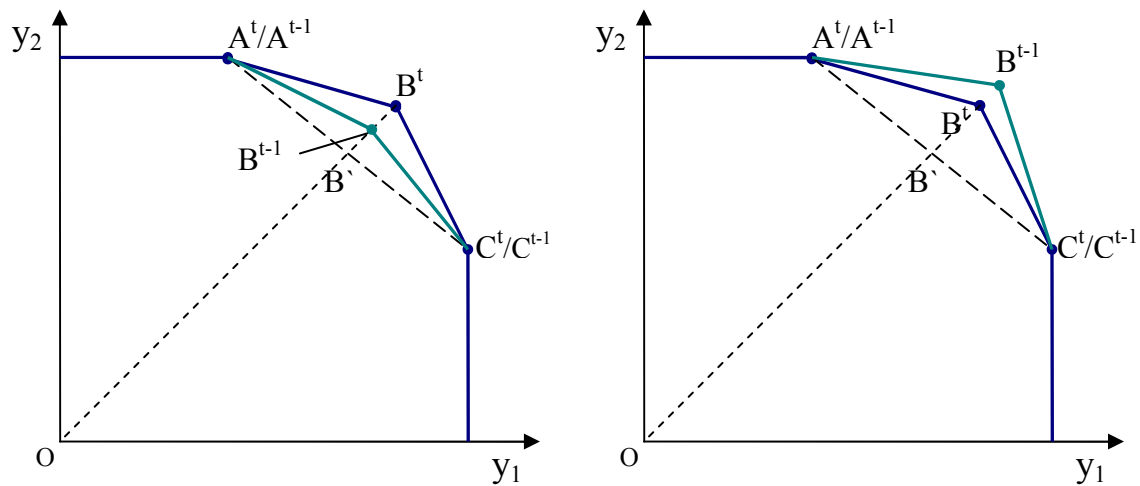
u.b.b.

$$(11.2) \quad w_o^{\text{CRS-super}} \cdot x_{io} \geq \sum_{j=1}^n \lambda_j x_{ij} \quad i = 1, 2, \dots, m;$$

$$(11.3) \quad y_{ro} \leq \sum_{j=1}^n \lambda_j y_{ij} \quad i = 1, 2, \dots, s;$$

$$(11.4) \quad \lambda_j \geq 0 \quad j \neq o$$

En svakhet med bruk av supereffektivitet eksisterer når selskaper skiller seg ut, og det er langt til neste observasjon. Vi vil da få et radikal endring i fronten. For eksempel dersom vi skal beregne supereffektiviteten til C , vil fronten endres radikalt og vi vil få en svært høy supereffektivitet. Det er derfor i senere litteratur kommet kritikk til bruk av supereffektivitet til rangering av DMU'ene (Banker & Chang (2000), gjengitt etter Edvardsen (2004)). Innebygd i kritikken er det derfor kommet fram at supereffektivitet kan egne seg som et verktøy til å avdekke målefeil eller *outliers*. I forslaget til ny reguleringsmodell er det derfor ikke benyttet standard supereffektivitet slik det er beskrevet ovenfor. Supereffektiviteten for det aktuelle selskapet beregnes ved å inkludere fjorårets observasjoner i datagrunnlaget. Dette innebærer at λ_j i modellen over består av λ_j^t og λ_j^{t-1} , x_{ij} består av x_{ij}^t og x_{ij}^{t-1} , y_{ij} består av y_{ij}^t og y_{ij}^{t-1} , mens x_{io} og y_{ro} stammer fra år t . For eksempel beregnes supereffektiviteten i 2004 ved at alle data fra 2003 og 2004 inngår i samme datasett. Er selskapet spesielt i 2004, faller fronten ned på fjorårets front i den aktuelle dimensjonen. På denne måten blir man premiert dersom man forbedrer seg i forhold til fjoråret. Illustrasjonen i figur 7.a og 7.b baseres på Sandbakken (2006).



Figur 7: a) Justert for supereffektivitet

b) Ikke justert for supereffektivitet

Figurene over gir en enkel fremstilling på hvordan supereffektiviteten beregnes. For enkelthets skyld er observasjon A og C uforandret mellom periodene, mens B har en økning fra B^{t-1} til B^t i figur 7.a og en reduksjon fra B^{t-1} til B^t i figur 7.b. I figur 7.a vil effektiviteten til B justeres fordi han har forbedret seg sammenlignet med fjoråret¹⁵. Effektiviteten som brukes til å beregne kostnadsnormen, blir dermed OB^t/OB^{t-1} . I figur 7.b vil B ikke justeres for supereffektivitet, fordi B har hatt en nedgang sammenlignet med fjoråret. Siden OB^t/OB^{t-1} er mindre enn 1, vil B få en effektivitet på 1. For eksempel; vedlegg 3 viser at effektiviteten til DMU₃₇ oppjusteres fordi de har forbedret seg i forhold til fjoråret. Derimot blir DMU₁₄ stående med 100 % fordi de ikke har forbedret seg.

3.5 Efficiency Stepladder

DEA-metoden er en ikke-parametrisk metode. Dette innebærer at enkeltobservasjoner kan ha relativt stor betydning for effektiviteten og avkastningen til de øvrige enhetene. En av de mest kritiske forutseningene ved DEA er det ikke eksisterer målefeil. Dersom denne antakelsen brytes, kan man risikere at observasjoner ligger utenfor det virkelige produksjonsmulighetsområdet. Enheter som sammenlignes mot slike observasjoner, vil dermed få et undervurdert effektivitetsestimert. Det er derfor viktig for det enkelte selskapet å ha informasjon om hvor sensitiv effektivitetsestimert er.

¹⁵ Det er ikke sikkert at B^t faller ned på B^{t-1} . Det kan i flere tilfeller falle ned på en annen observasjon som ligger mellom B^t og B^{t-1} . Denne observasjonen vil da danne fronten som supereffektiviteten måles mot.

Når man har to- eller tre dimensjoner, kan man ved å plote observasjoner få en indikasjon på hvor sensitiv effektiviteten til en observasjon er i forhold til referanseenheter. Men når antall dimensjoner er større enn tre, blir det mer problematisk. Efficiency Stepladder (ESL) er en metode som er utviklet av Edvardsen (2004) for å analysere hvor robust effektivitetsestimater til den enkelte DMU'en er. Hovedideen er å undersøke DMU'ens sensitivitet i forhold til å sekvensielt ekskludere observasjonens mest innflytelsesrike referanseenheter (læremester).

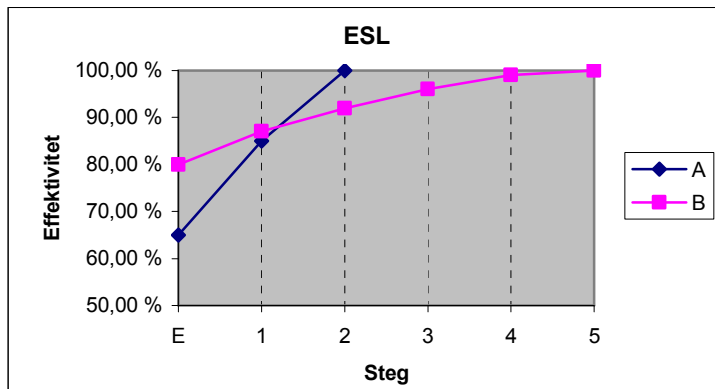
ESL er ganske lik "Efficiency Order" utviklet av Sinuany-Stern (1994, gjengitt etter Edvardsen, 2004). Begge metodene er interessert i å finne det laveste antall DMU'er som må fjernes før DMU_0 er på fronten, men ESL har et større fokus på effekten av hver ekskludering. I følge Edvardsen er det mer interessant å kartlegge hvor sensitiv enhetene er i første, andre og kanskje tredje ekskludering, framfor å kartlegge antall enheter som må fjernes før den er 100 % effektiv. For eksempel vil ikke "Efficiency Order" fange opp at ekskludering av den mest innflytelsesrike læremesteren faktisk øker effektiviteten fra 40 til 90 %, hvis resten av veien til fronten tar 10 steg.

ESL-metoden er en interaktiv prosess som går ut på å ekskludere den mest innflytelsesrike læremesteren:

1. Beregn effektiviteten for enheten man ønsker å undersøke (DMU_0) og skriv ned enhetene som opererer som læremestrer for DMU'en.
2. For hver av læremestrene som er identifisert over: Beregn effektiviteten til DMU_0 uten denne læremesteren, og noter effektiviteten. Denne læremesteren settes så tilbake i datasettet, før man beregner effektiviteten på nytt ved å fjerne en annen læremester. Dette gjøres for alle læremestrene som ble identifisert under trinn 1.
3. Fjern så den mest innflytelsesrike læremesteren fra trinn 2. Den mest innflytelsesrike læremesteren er den som gir størst endring i effektiviteten. Denne enheten fjernes permanent.
4. Gjenta trinn 1 til 3 ved å permanent fjerne den læremesteren som identifiseres i trinn 3 helt til DMU_0 er 100 % effektiv.

Denne serien av interaktiv enhetsekskludering fremskaffer en "effektivitetskurve" bestående av økende effektivitetsestimater for hvert steg. Dersom en svært ineffektiv DMU må

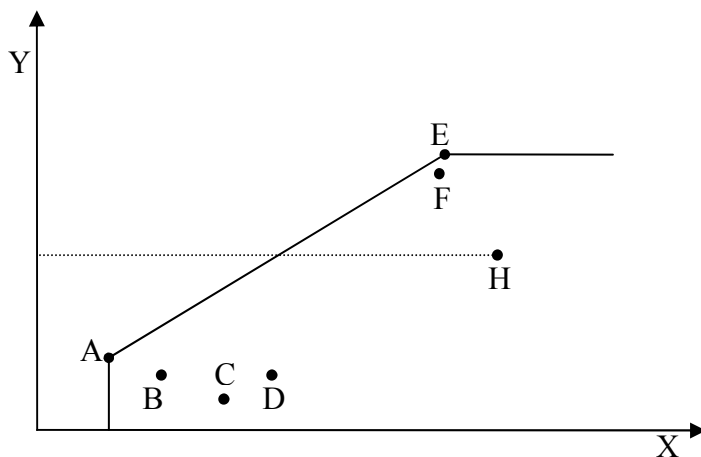
ekskcludere få læremestrer før den når fronten, vil han få en bratt effektivitetskurve. Dette er en indikasjon på at sensitiviteten til effektivitetsestimater er høy. Dette er illustrert i figur 8:



Figur 8: ESL

DMU_A har en effektivitet på 65 %, men blir effektiv ved å ekskludere bare to enheter. DMU_A er derfor svært sensitiv overfor datakvaliteten til referanseenheterne. DMU_B har derimot en mye slakkere effektivitetskurve.

En liten svakhet med denne metoden er at algoritmen ikke alltid velger den raskeste veien til fronten:



Figur 9: Illustrasjon av hvordan algoritmen kan velge feil vei (Kilde: Edvardsen, 2004)

Hvis vi tar utgangspunkt i J, ser vi at den raskeste veien til fronten er ved å først ekskludere E og deretter F. Ved å følge algoritmen som er beskrevet ovenfor, vil man ikke følge dette mønstret. Først ekskluderes A fordi den gir størst økning i effektiviteten til J. I de neste stegene fjernes henholdsvis B, C og D av samme grunn. Tilslutt fjernes E og F før J er på fronten. Algoritmen medfører at man tar en lengre vei til fronten enn det som er nødvendig. I

følge Edvardsen er det ingen indikasjon på at dette er et stort problem i den virkelige verden, men det er likevel viktig å være bevisst på problemet:

”An Efficiency stepladder that is very steep is a clear indication that the DEA estimated efficiency is strongly dependent on the correctness of a low number of other observations. A slow increase on the other should not be interpreted as a strong indication that the efficiency is at least this low.” (Edvardsen, 2004:19).

Til å løse algoritmen har jeg brukt programvaren DagEA utviklet av Dag Fjeld Edvardsen ved SINTEF forskbygg.

3.6 Totrinnsanalyse

Totrinnsanalyse kan brukes til å forklare variasjonen i effektiviteten. Navnet kommer av at man i første trinn beregner effektiviteten ved hjelp av DEA og i andre trinn analyserer sammenhengen mellom DEA-resultatene og ulike forklaringsvariabler ved bruk av ordinære regresjonsmodeller (Timmer, 1971, gjengitt etter Kjæserud, 2000).

$$(12) \quad E_i = \alpha + \beta_1 X_{1i} + \beta_2 X_{2i} + \dots + \beta_n X_{ni} + u_i$$

Hvor E_i er effektiviteten til enhet i , α er et konstant ledd, β er parametere som estimeres, X er kjente uavhengige variabler (rammevilkår) og u er restledd.

Mange av effektivitetsestimater vil være lik 1, men ingen vil være over 1. Dette medfører at restleddfordelingen ikke vil være tilnærmet normalfordelt, hvilket betyr at OLS gir forventningsskjev estimater for parameterverdiene. Tobit-analyse med ensidig restleddavvik vil i denne situasjon gi maximum likelihood estimat (Roseng, 2003). Jeg har valgt å ikke bruke tobit-analyse, da dette går overgår ambisjonsnivået i oppgaven.

Sammenhengen man eventuelt finner, kan man bruke til å korrigere DEA-resultatene (Cooper et al, 2004):

$$(13) \quad \text{Effektivitet} = E_i - \alpha - \beta_1 X_1 - \beta_2 X_2 - \dots - \beta_n X_n$$

Resultatet vil bli nye effektivitetsestimater som er korrigert for forskjeller i rammevilkårene.

Informasjon om sammenhengen man finner i ligning (12) kan også brukes til å undersøke om det finnes støtte for å inkludere variabler direkte i DEA-modellen. Dersom variablene har statistisk signifikant betydning, inkluderes den i modellen. Det er nettopp dette NVE har brukt som utvalgsriterier når modellene for D-nettet og RS-nettet ble konstruert. NVE har kjørt regresjon som er beskrevet i ligning (12) for alle relevante rammevilkår. NVE har benyttet GLS (General Least Squares) med robuste t-verdier. Dette innebærer at effektivitetsestimaterne allerede har tatt hensyn til rammevilkårene. Mitt formål er likevel å se på hvilken betydning geografiske forhold har på effektiviteten til TKN og bransjen; Kan geografiske forhold forklare forskjellen i effektiviteten til de ulike D-nettene og RS-nettene?

Regresjonsanalysen er gjort i Microsoft Excel. Resultatene inneholder dermed t-verdi, F-verdi og p-verdi. Nullhypotesen, $H_0: \beta = 0$, forkastes dersom p-verdien er mindre enn et signifikansnivå på 5 %.

3.7 Oppsummering

Det blir her kort redegjort for hva de forskjellige metodene skal brukes til i analysen:

- CCR-modellen brukes til å beregne kostnadseffektiviteten som inngår i beregningen av kostnadsnormen. NVE har valgt en modell som forutsetter variabelt skalautbytte fordi virksomhetens størrelse anses som en eiermessig beslutning; det er eierne som bestemmer om de skal være stor eller liten.
- Supereffektivitet brukes til å premeiere de effektive enhetene som har forbedret seg i forhold til fjoråret. Disse enhetene får en oppjustert effektivitet som vil gi høyere inntektsramme.
- Efficiency Stepladder brukes til å undersøke hvor robust effektivitetsscoren til TKN er.
- For å analysere hvor stor del av ineffektiviteten til TKN som skyldes selskapets størrelse, benyttes BCC-modellen. BCC-modellen forutsetter variabelt skalautbytte og tar hensyn til skalaegenskapene til virksomhetene.
- Totrinnsanalysen brukes til å undersøke geografivariablenes betydning på effektivitet.

4 DATAGRUNNLAGET

Datagrunnlaget for analysen er innhentet av Norges vassdrags- og energidirektorat. Økonomiske og tekniske data er samlet inn via NVE's innrapporteringssystem (eRAPP). Geografiske data er innhentet fra NVE's geografiske informasjonssystem (GIS) som igjen baserer seg på informasjon fra Meteorologisk institutt (DNMI), Norsk institutt for jord- og skogkartlegging (NIJOS), SINTEF, Statistisk sentralbyrå (SSB) og Statens Kartverk (Langset, 2006).

Datagrunnlaget inneholder datasett for hvert av nettselskapene i årene 2001 til 2004. De fleste variablene er oppgitt direkte, mens noen må beregnes på bakgrunn av tilgjengelige data. Hele datagrunnlaget er gjort tilgjengelig på NVE's hjemmeside¹⁶.

4.1 Utvalg

I tabell 2 vises antall D-nett og RS-nett som inngår i analysen i perioden 2001 til 2004. TKN er representert i begge nettnivå i samtlige år.

Nettnivå:	2001	2002	2003	2004
Distribusjonsnett	131	131	131	131
Regional-/sentralnett	52	52	53	53

Tabell 2: Utvalg

Selskapene som er holdt utenfor, er enten svært små, spesielle, eller at det har vært usikkerhet rundt kvaliteten på dataene. Denne ekskluderingen er besluttet av NVE, og det er derfor ikke foretatt noe ytterligere revidering av tallmaterialet. Etter å ha gjennomført effektivitetsanalysen, har det likevel dukket opp et tilfelle hvor jeg har sterk mistanke om målefeil. Dette gjelder data for D-nettet til DMU₂₇₄ i år 2002:

ÅR	TK	KD1	KD2	KD3	KD4	KD5	KD6	KD7	KD8	KD9	Effektivitet
2001	27 567	451	153 840	6 209	492	276	4 018	4 184	4 923	1	87,83 %
2002	22 917	464	147 479	6 156	492	276	3 616	4 305	5 065	2	100,00 %
2003	28 701	463	134 568	6 151	502	276	3 581	4 296	5 054	2	86,11 %
2004	35 947	466	142 850	6 057	503	276	3 437	4 324	5 087	2	71,29 %

Tabell 3: DMU₂₇₄

¹⁶ http://www.nve.no/modules/module_109/publisher_view_product.asp?iEntityId=9926

DMU₂₇₄ har en betydelig høyere effektivitet i 2002 sammenlignet med øvrige år. Trolig skyldes dette at totalkostnadene (TK) er unormalt lav i dette året, mens kostnadsdriverne (KD1-KD9) må anses for å være relativt stabil. Årsaken til at denne observasjonen kommenteres, er fordi DMU₂₇₄ er referanseenhet til TKN i 2002. Jeg kan derfor ikke utelukke at det finnes flere unormale i datagrunnlaget.

Til tross for mistanke om målefeil har jeg ikke ekskludert denne enheten fra datagrunnlaget. Dette begrunnes med at NVE ikke har funnet grunnlag for at denne observasjonen er spesiell. Jeg mener likevel at denne observasjonen er unormal og burde undersøkes grundigere.

4.2 Endogene og eksogene kostnadsdriverer

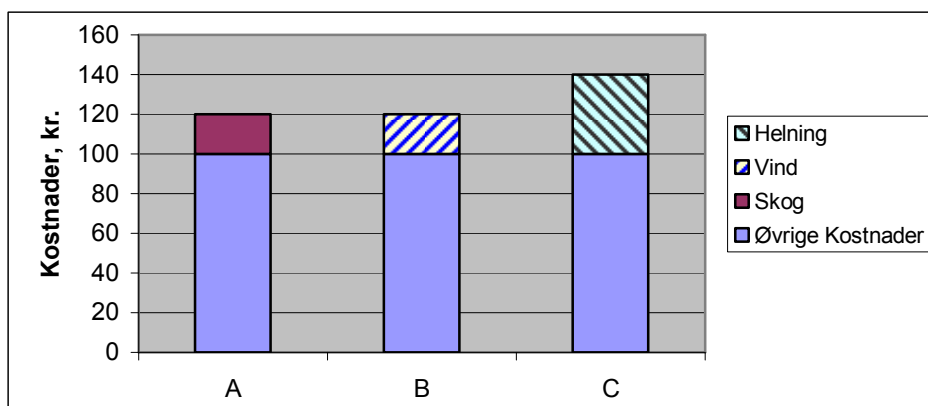
Innsatsfaktorer er en betegnelse på ressurser som en bedrift bruker for å løse sine oppgaver. I DEA-modellene som er foreslått av NVE, er innsatsfaktorene definert som totalkostnader, dvs. total ressursbruk målt i kroner. Det er vanlig å beskrive nettselskapenes oppgave som å transportere effekt til en enkelte kunde på et hvert tidspunkt. Man kan derfor tro at nettvirksomhetens oppgaver i hovedtrekk knyttes til etterspørselen etter effekt og etterspørselen etter tilknytning (antall kunder). Så enkelt er det dessverre ikke. Etterspørselen etter effekt og tilknytning vil være avhengig av flere rammevilkår som ligger utenfor selskapenes kontroll. Eksempler på rammevilkår kan være kundespesifikke forhold som kundenes plassering (by, periferi, øyer og lignende), eller geografiske forhold som vind, skog, temperatur og lignende. Rammevilkårenes innvirkning på oppgavene vil igjen påvirke ressursforbruket som skal til for å løse oppgavene. Vi ser dermed at forskjeller i både oppgavens omfang (etterspørsel etter effekt og tilknytning) og rammevilkår er kilder til kostnadsforskjeller mellom selskaper. Man kan derfor bruke *kostnadsdriver* som en fellesbenevnelse for etterspørselsrelaterte størrelser og relevante rammevilkår (Langset, 2006). I produktivitets- og effektivitetslitteratur tilsvarer dette benevnelsen *output* eller *produkt*.

En kostnadsdriver er *eksogen* når det ligger utenfor selskapets kontroll. Rammevilkårvariablene er typisk eksogene. Det kan også diskuteres om etterspørselsrelaterte variabler som energi og antall kunder er eksogene, i den grad selskapet har mulighet til å påvirke disse. Nettvirksomhetene har i stor grad et gitt antall kunder som må tilbys energi og

effekt. Kostnadsdrivere som selskapet kan påvirke, er *endogene*. Linjelengder, antall transformatorer, alder på nettet er eksempler på slike variabler. (Langset, 2006)

Formålet med DEA-analysen er å finne ut hvor dyktig det enkelte selskap er til å organisere og drifte sett i sammenheng med de faktorene som de kan kontrollere. Dette innebærer at man må korrigere for de rammevilkårene som skaper forskjeller i effektiviteten mellom de ulike nettselskapene. Dette er forskjeller som ikke kan utlignes ved tiltak i selskapet.

Det sentrale er ikke om selskapene er forskjellig i seg selv, men om ulikhetene er kilde til naturlige forskjeller i totalkostnadene mellom selskapene. Dette er illustrert i figur 10.



Figur 10: Eksempel på selskaper med ulike geografiske rammevilkår (Langset, 2006)

Figuren viser tre selskaper A, B og C. Det som skiller disse selskapene, er at de har forskjellige rammevilkår. A har merkostnader forbundet med skog, B har merkostnader forbundet med vind og C har merkostnader forbundet med helning. Selskap A og B har like totalkostnader, men forskjellige kostnadsdrivere. Det er derfor ikke nødvendig å korrigere denne forskjellen. Selskap C har imidlertid høyere totalkostnader enn A og B. Siden helning er en kraftigere kostnadsdriver enn vind og skog (i denne dimensjonen), må DEA-analysen korrigere disse forskjellene. Det er imidlertid differansen på kr. 20 (140-120) som korrigeres, ikke den totale merkostnaden (kr. 40) forbundet med helning. Det er dermed den relative betydningen av de ulike rammevilkårene som korrigeres.

Det finnes ulike måter å håndtere forskjeller i rammevilkår på. Dersom kostnadene er identifiserbare og lett kan kvantifiseres, kan man korrigere kostnadene direkte ved å trekke merkostnadene fra totalkostnaden. Kostnadene holdes dermed utenfor effektivitetsanalysen. For eksempel holdes kostnader ved eiendomsskatt utenfor. Hvis kostnadene derimot ikke er

identifiserbare eller kvantifiserbare, må rammevilkårene inkluderes i modellen. Dette kan enten gjøres ved å ta rammevilkårene direkte i DEA-modellen og behandle dem som vanlige kostnadsdrivere. Alternativt kan man først beregne effektiviteten uten rammevilkårene, og deretter analysere hvor mye av ineffektiviteten som skyldes forskjeller i rammevilkårene (slik det er fremtitt i kapittel 3.6). I forslaget til NVE er det første alternativet benyttet.

Valg av variabler

Grunnlaget for valg av variabler er i sin helhet presentert i ”Modell for fastsettelse av kostnadsnorm – økonomisk regulering av nettselskapene fra 2007” (Langset, 2006). Jeg vil ikke gi en detaljert utredning om utvalgsprosessen, da det er svært omfattende. Jeg vil derfor kun redegjøre for hovedtrekkene i arbeidet. For mer utdypende informasjon henvises til overnevnte rapport.

NVE har brukt ulike metoder for å komme frem til den endelige modellene. NVE har benyttet en såkalt Banker-test til Stepwise DEA, som blant annet er omtalt i Kittelsen (1993). Stepwise DEA er en metode som brukes for å avgjøre hvilke variabler som skal inngå i modellene. Metoden vurderer om en variabel kan utelates fra modellen uten av effektiviteten endrer seg signifikant. Dette innebærer at man kjører en analyse med og uten de variablene man ønsker å evaluere, for deretter å undersøke om forskjellen i effektiviteten er statistisk signifikant. I steg 1 tar man utgangspunkt i en grunnmodell (modell 1) og beregnes effektiviteten. I dette tilfellet; *totalkostnader* på den ene siden og kostnadsdriveren *høyspent linjelengde* på den andre siden. Deretter inkluderer man en ny variabel (kostnadsdriver) og beregner ny effektivitet (modell 2). Deretter undersøker man om det er grunnlag for å forkaste grunnmodellen til fordel for den nye modellen. Det gjøres ved å teste effektivitetsestimaterne fra grunnmodellen mot effektivitetsestimaterne i den nye modellen. Dersom man forkaster grunnmodellen på et akseptabelt signifikansnivå, gir dette støtte for å inkludere den nye variabelen. Dette innebærer at inkludering av variabelen forbedrer modellen i den forstand at den beskriver en annerledes fordeling av de individuelle effektivitetsestimaterne eventuelt en høyere gjennomsnittlig effektivitetsverdi enn modellen uten variabelen inkludert (Kjæserud, 2000). Hvis man ikke forkaster grunnmodellen, inkluderes ikke den nye variabelen. I neste steg tar man utgangspunkt i grunnmodellen pluss den nye variabelen (modell 2), og man går frem på samme måte som i steg 1. I dette steget tester man om man kan forkaste modell 2 til fordel for modell 2 pluss en ny variabel (modell 3). Hvis man finner støtte for å forkaste

modell 2, går man videre til neste steg, og slik fortsetter man til testene viser at ingen ytterlige variabler kan inkluderes (Kittelsen, 2003, gjengitt etter Roseng, 2003).

For å teste om forskjellen mellom to modeller er statistisk signifikant foreslo Banker (1993, gjengitt etter Kjæserud, 2000) å bruke vanlig T-test (T) og Kolmogorov-Smirnov-test (D+). T-testen sammenligner gjennomsnittet i to gruppene, mens Kolmogorov-Smirnov-testen indikerer sannsynligheten for at to utvalg er fra den samme populasjonen eller ikke. I følge Kittelsen (1998, gjengitt etter Kjæserud, 2000) har T-testen mest styrke fordi den har høy sannsynlighet for forkasting når hypotesen er usann.

En kjent egenskap med DEA er at effektivitetsestimater påvirkes av antall variabler som inngår i modellen (spesielt under forutsetning av variabelt skalautbytte), enten de er relevante eller ikke. Et viktig poeng er at Banker-testen kun tester om effektivitetsestimater er signifikant forskjellige og ikke om variablene som inkluderes, er relevante. Banker-testen kan med andre ord gi støtte for å inkludere variabler som ikke er relevante. Til dette har NVE benyttet SFA (stokastisk front analyse) og GLS (generalisert minste kvadrat) for å få støtte for å inkludere variablene.

4.3 Variabelbeskrivelse

I dette avsnittet presenteres variablene som inngår i DEA-modellene for henholdsvis D-nettet og RS-nettet. Variabelbeskrivelsen baseres på Langset (2006). Som nevnt tidligere er innsatsfaktorene definert som totalkostnader, og fremgangsmåten for å beregne totalkostnaden er lik i begge nettnivåene. Fremgangsmåten er presentert i kapittel 4.3.1. Selv om beregningen av totalkostnadene er lik i de to modellene, er det forskjeller i hva som driver kostnadene. Kostnadsdriveren for D-nettet og RS-nettet er presentert i henholdsvis kapittel 4.3.2 og 4.3.3.

4.3.1 Totalkostnaden i distribusjonsnett og regional-/sentralnett

Totalkostnadsvariabelen som anvendes i DEA, er i hovedsak den samme som inngår i selskapenes faktiske kostnadsgrunnlag ($K_t + fq_{t-2}$) i ligning 1.1, men noen praktiske justeringer er foretatt; gjennomsnittlige KILE-kostnader benyttes for å unngå periodiseringsproblemer, samt at overføringstapene er glattet.

Ressursene som brukes til å fremstille et eller flere produkter, kalles innsatsfaktorer (x_i). Innen kraftdistribusjon kan dette for eksempel være kapital (nettstasjoner, linjer, kabler, transformatorer, biler osv.), arbeidskraft, forbruksmateriell og lignende. Kostnaden ved å forbruke en enhet av innsatsfaktorene, kalles faktorpris (w_i), og ved å multiplisere innsatsfaktoren med faktorprisen finner man et økonomisk mål på ressursbruken av den bestemte innsatsfaktoren. Summen av ressursbruken for alle innsatsfaktorene som brukes i transformeringen, utgjør totalkostnaden:

$$\text{Totalkostnaden} = \sum_{i=1}^m x_i \cdot w_i$$

I forslaget til ny reguleringsmodell har NVE valgt å aggregere alle kostnader til én variable; totalkostnad. Dette gjøres for å redusere mulighetene for at feilføringer skal påvirke resultatet av DEA-analysen. For eksempel, dersom man bevisst eller ubevisst bokfører høyere kapitalkostnader på bekostning av arbeidskraft, vil ikke effektiviteten påvirkes, noe som normalt er tilfelle dersom arbeid og kapital var to separate variabler. Det beregnes en totalkostnad for hver av de to DEA-modellene, men beregningsmåten er den samme i begge tilfeller.

I totalkostnaden inngår nettvirksomhetens drifts- og vedlikeholdskostnader, kapitalkostnader, nettap og KILE-kostnader.

Drifts- og vedlikeholdskostnader

Drifts- og vedlikeholdskostnader består av systemtjeneste, varekostnad, lønns- og personalkostnader (inkl. pensjon), andre driftskostnader, tap på fordringer, internprisede tjenester og felleskostnader.

Kapitalkostnader

Kapitalkostnaden inkluderer avskrivninger og avkastning på bokført kapital. Investeringsstilskudd i form av statsstønning, anleggsbidrag osv. konverteres til avskrivninger¹⁷. Bokført verdi gjelder per 31.12 og inkluderer bygninger, sentralnett, regionalnettanlegg,

¹⁷ Varige driftsmidler og avskrivninger som er tilskuddfinansiert omformes til en simulert bokført verdi uten finansielle tilskudd.

distribusjonsanlegg, tomter, kundespesifikke anlegg, transportmidler, inventar, andre varige driftsmidler og andel av felles driftsmidler. I tillegg beregnes arbeidskapital som én prosent av ovennevnte driftsmidler. Ved å multiplisere den totale bokførte verdien, inklusiv arbeidskapital, med referanserenten (r_{NVE}) finner vi avkastningen. Referanserenten er satt til 7,31 %. Avkastningen addert med avskrivningen utgjør kapitalkostnaden.

$$\text{Kapitalkostnad} = \text{Avkastningsgrunnlag} \cdot r_{NVE} + \text{avskrivninger}$$

$$\text{Kapitalkostnad} = (\text{Varige driftsmidler} + \text{arbeidskapital}) \cdot r_{NVE} + \text{avskrivninger}$$

$$\text{Kapitalkostnad} = \text{Varige driftsmidler} \cdot 1,01 \cdot r_{NVE} + \text{avskrivninger}$$

Nettap

Nettap er kostnader bedriftene har på grunn av at en del av elektrisiteten går tapt eller forsvinner i overføringssystemet. Nettselskapene betaler markedspris for denne elektrisiteten, men kan ikke selge den videre da den er forsvunnet. Det har vært store svingninger i rapportert nettap, noe som trolig skyldes periodiseringsproblemer. Nettapet er derfor glattet.

Nettapet blir automatisk generert i eRapp-systemet¹⁸, men det går i hovedsak ut på at samlet nettap (MWh) divideres med samlet overført volum (MWh) i hele perioden 2001-2004. Systemet vil da generere prosentvis nettap og overført volum. For å finne årlig nettap multipliseres gjennomsnittlig nettap (i %) med levert energi, som igjen multipliseres med referanseprisen på kraft. Referanseprisen er satt lik kr. 255,04 pr MWh i alle år for å utjevne variasjoner som skyldes endring i kraftprisen:

$$\text{Nettap}_{\text{kroner}} = \frac{\text{tap}}{(\text{overført volum} + \text{tap})} \cdot \text{levert energi (Mvh)} \cdot \text{referanseprisen}$$

KILE-kostnader

KILE-kostnad (Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved Ikke Levert Energi) er en offentlig fastsatt ordning som påfører netteierne kostnader ved strømbrudd. KILE-kostnadens omfang avhenger av antall berørte sluttbrukere. Faktisk KILE-kostnad beregnes ved å multiplisere ikke levert energi (ILE) til ulike kundegruppene¹⁹ (både varslet- og ikke varslet avbrudd) med fastsatte avbruddssatser. Ved å summere KILE-kostnadene for de ulike kundegruppene, finner man den faktiske KILE-kostnaden som inngår i totalkostnaden.

¹⁸ NVEs innrapporteringsystem for økonomisk og teknisk data.

¹⁹ Kundegrupper: industri, handel, jordbruk, husholdning, offentlig, treforedling og kraftintensiv industri.

$$\text{KILE-kostnad} = \sum_{l=1}^k \text{ILE}_l \times \text{sats}_l^{\text{Ikke varslet avbrudd}} + \sum_{l=1}^k \text{ILE}_l \times \text{sats}_l^{\text{Varslet avbrudd}}$$

Hvor k er antall kundegrupper og l er en av dem.

På grunn av store svingninger mellom årene anvendes gjennomsnittlige KILE-kostnader. KILE-kostnaden vil derfor være lik i perioden 2001-2004. På bakgrunn av variabelbeskrivelsen finner vi TKN's totalkostnaden for D-nett og RS-nett:

År	Totalkostnader (i tusen)	
	D-nett	RS-nett
2001	262 767	82 799
2002	271 967	84 615
2003	252 660	96 037
2004	260 799	107 296

Tabell 4: Totalkostnader

4.3.2 Kostnadsdrivere

Beregningen av totalkostnaden for D-nettet og RS-nettet foregår på samme måte. Dette er ikke tilfelle når det gjelder beregning av kostnadsdriverne, da det er forskjellige drivere som påvirker totalkostnaden i de ulike nettnivåene. Kostnadsdriverne til D-nettet presenteres i kapittel 4.3.2.2, mens kostnadsdriverne til RS-nettet presenteres i kapittel 4.3.2.2. Kostnadsdrivere som relateres til anleggskomponenter er vektet etter vektsystemet som ligger i vedlegg 2.

4.3.2.1 Kostnadsdrivere distribusjonsnett

Kostnadsdriverne for D-nettet er som følger:

Kostnadsdrivere distribusjonsnett	
Basisvariabler:	Høyspent Leverert energi (eksklusiv fritidsboliger) Abonnenter Nettstasjoner Grensesnitt
Kundespesifikke variabler:	Leverert energi fritidboliger
Rammebetingelser:	Skog Helning Vind/kyst

Tabell 5: Kostnadsdrivere distribusjonsnett

Basisvariablene tar utgangspunkt i at oppgaven til D-nettet er å transportere etterspurt effekt til et antall kunder. Kostnaden knyttet til denne oppgaven er for det første avhengig av transportavstanden, dvs. størrelsen på nettet og vedlikehold av nettet. For det andre er kostnaden avhengig av mengden som skal transporteres (kundens etterspørsel) som igjen påvirker nettets dimensjonering og overføringstap i nettet. Kundespesifikke variabler tar hensyn til kostnader ved spesielle kundegrupper, mens rammebetingelsene tar hensyn til geografiske forhold som har innvirkning på kostnaden.

Høyspent linjelengde og nettstasjoner

Skillet mellom lavspent- og høyspent linjelengder var ment å fange opp strukturelle forskjeller mellom åpne (grisgrendte) og tettbebygde forsyningsområder. Beklageligvis anses kvaliteten på lavspent linjelengder for å være dårlig i mange selskaper. Lavspent linjelengder erstattes derfor med variabelen *antall nettstasjoner*. Kvaliteten på denne variabelen anses som vesentlig bedre, samtidig som den fanger opp de samme strukturelle forskjellene som lavspent linjelengder.

TKN har følgende verdier for høyspent linjelengder og antall nettstasjoner i perioden 2001 til 2004:

År	Høyspent i km	Nettstasjoner
2001	3 743	3 833
2002	3 791	3 950
2003	3 815	3 996
2004	3 794	4 027

Tabell 6: Høyspent linjelengde og antall nettstasjoner

Levert energi eksklusiv fritidsboliger

Levert energi er et mål på etterspørselen etter energi og effekt²⁰. Energi og effekt er høyt korrelert i distribusjonsnett, og modellen ekskluderer derfor effekt. I variabelen inngår levert energi til alle kundegrupper med unntak av fritidsboliger. Fritidsboliger er skilt som egen variabel for å fange opp strukturelle forskjeller i kundesammensetningen som har betydning for kostnaden. Levert energi TKN:

²⁰ Mange blander sammen begrepene energi og effekt, noe man ikke burde gjøre. Effekt er et øyeblikksbilde av det vi yter, mens energien er det arbeidet vi gjør når vi yter en effekt over et tidsrom. Dette innebærer at energi er et produkt av effekt (Watt, W) og tid, som vanligvis angis i kilowatt-timer. Kilde: <http://www.konrad.no>

År	Levert energi ekskl. fritidsb. (MWh)
2001	1 978 193
2002	1 952 267
2003	1 830 545
2004	1 873 489

Tabell 7: Levert energi eksklusiv fritidsboliger

Antall abonnenter

Antall abonnenter brukes som mål på etterspørselen etter kunderelaterte tjenester og tilknytning. Variabelen måles på samme måte som levert energi bortsett fra at fritidsboliger inngår i antall abonnenter.

År	Antall abonnenter
2001	61 074
2002	62 000
2003	62 605
2004	62 247

Tabell 8: Abonnenter

Grensesnitt

Det er ulik praksis for hvor anleggskomponentene i grensesnittet mellom distribusjons- og regionalnett kostnadsføres. Det er blant annet slik at selskaper med både distribusjonsnett og regionalnett, og der regionalnett er lite, ofte fører det meste av kostnaden på distribusjonsnett. Grensesnittvariabelen er derfor etablert for å fange opp ulik praksis i kostnadsføring av anleggskomponenter mellom distribusjons- og regionalnett.

NVE samlet i 2001 inn detaljert informasjon om en rekke anleggskomponenter og hvordan disse var kostnadsført i perioden 1996-1999. Med utgangspunkt i dette anleggsregisteret (TEK2000) brukes informasjon fra utvekslingspunkter i distribusjonsnett til å beregne grensesnittvariabelen. Utvekslingspunkt omhandler kun komponenter mellom nettnivåene, for eksempel transformatorer i trafostasjoner.

Fra utvekslingspunktene benyttes informasjon om:

- Antall avganger på spenningsnivåer mellom 5 og 24 kV. En avgang er en betegnelse på en komponentgruppe som fordeler kraft ut fra en transformatorstasjon.

- Samlet transformatorytelse med en utnyttelsesgrad på 60 %. Transformatorytelse er kapasiteten i transformatoren, målt i kVA eller MVA²¹. I en transformatorstasjon er en typisk størrelse 50 MVA.
- Samlet ytelse av kompenseringsanlegg. Et kompenseringsanlegg er en anordning som tilfører reaktiv effekt i kraftnettet for å opprettholde tilfredsstillende spenning.

Disse størrelsene multipliseres med vektsystemet som ligger vedlagt. TKN har kun én anleggskomponent i utvekslingspunktet:

År	Virksomhet	Anlegg	kV	Type	Enhet	Antall	Vekt	Grensnitt
2001-2004	Distribusjon	Avgang	24	Effektbryter	stk	16	15,4	246,4

Tabell 9: Grensesnitt

Grensesnittvariabelen er lik i alle år.

Levert energi fritidsboliger

Denne variabelen er inkludert fordi omfang av fritidsboliger har stor betydning for kostnadene. Dette gjelder særlig vinterhytter, hvor det er relativt stor effektetterspørsel og lav brukstid. Forsyningskostnadene ved slike boliger er omtrent det samme som for vanlige husholdninger, noe som gjør det mindre lønnsomt å forsyne fritidsboliger. Levert energi fritidsboliger TKN:

År	Levert energi fritidsb. (MWh)
2001	30 385
2002	31 765
2003	31 837
2004	31 908

Tabell 10: Levert energi fritidsboliger

Skog

Påkjønning av skog reduserer nettets tekniske levetid, og medfører hyppigere feil og strømavbrudd. Dette innebærer økte drifts- og vedlikeholdskostnader, økte kapitalkostnader i form av investeringer og økte KILE-kostnader ved avbrudd. Variabelen tar for seg nettvirksomhetens andel av bonitetsklasse høy og svært høy bonitet²². Variabelen konstrueres

²¹ kVA = kilo Volt Ampere, MVA = Mega Volt Ampere; 1000 kVA = 1 MVA

²² Bonitet sier noe om skogsarealets forventede evnet til å produsere trær; ved høy bonitet forventes å produsere 0,5-1,0 m³ pr dekar pr år og ved svært høy bonitet over 1,0 m³ per dekar pr år.

ved å summere andelen for høy og svært høy bonitet, som deretter multipliseres med høyspent linjelengde for å gjøre den størrelsesavhengig.

Barskog		Blandingsskog		Lauvskog		SUM
Svært høy	Høy	Svært høy	Høy	Svært høy	Høy	
0,00	0,42	0,00	0,02	0,00	6,50	6,94

ÅR	Sum andel	Høyspent	Skog
2001	6,94	3 743	25 985
2002	6,94	3 791	26 318
2003	6,94	3 815	26 485
2004	6,94	3 794	26 339

Tabell 11: Skog

Helning

Denne variabelen er konstruert for å fange opp kostnadsforskjeller som skyldes topografiske forhold. Topografien påvirker nettets utstrekning og tilgjengelighet, noe som igjen påvirker kapitalkostnaden, drifts- og vedlikehold, nettap og KILE-kostnaden. Variabelen konstrueres ved å multiplisere gjennomsnittlig helning (i grader) med høyspent linjelengde for å gjøre variabelen størrelsesavhengig.

År	Gj.sn. helning	Høyspent	Helning
2001	8,77	3743	32830
2002	8,77	3791	33251
2003	8,77	3815	33462
2004	8,77	3794	33278

Tabell 12: Helning

Vind

Geografiske områder som er utsatt for ekstreme vindforhold har ofte høyere kostnader. Dette skyldes at sterk vind reduserer nettets tekniske levetid, og det kreves kraftigere dimensjonering av luftlinjer (økte kapitalkostnader). Selv med slike investeringer er det umulig å investere bort sannsynligheten for feil, og man må derfor også påregne både høyere vedlikeholdskostnader og KILE-kostnader. Denne variabelen uttrykker kombinasjonen av vindbelastning og nærhet til kyst. Vindbelastning²³ er sterkt korrelert med kystavstand. Det er derfor konstruert en variabel ved å dividere vindbelastningen med gjennomsnittlig avstand til kyst. Denne indeksen multipliseres med høyspent linjelengde for å gjøre variabelen størrelsesavhengig.

²³ Gjennomsnitt av observert referansevind målt i m/s.

År	Vindbelastning	Avstand kyst	Vind/kyst	Høyspent	Vind/kyst-variabel
2001	26,20	6 981	0,00375	3 743	14,05
2002	26,20	6 981	0,00375	3 791	14,23
2003	26,20	6 981	0,00375	3 815	14,32
2004	26,20	6 981	0,00375	3 794	14,24

Tabell 13: Vind/kyst

4.3.2.2 Kostnadsdrivere regional-/sentralnett

Kostnadsdriverne for RS-nettet følger i tabellen under:

Kostnadsdrivere regional-/sentralnett	
Basisvariabler:	Nettutstrekning Transportert effekt Grensesnitt Sentraloppgaver
Rammebetingelser:	Skog

Tabell 14: Kostnadsdrivere regional-/sentralnett

Alle basisvariablene med unntak av transportert effekt er indekser som består av veid sum av ulike anleggskomponenter. Vektsystemet som brukes er beskrevet i vedlegg 2. Til forskjell fra D-nettet, har RS-nettet kun en geografivariabel.

Nettutstrekning regionalnett

Nettutstrekningsvariabelen fanger opp forskjeller i regionalnettets fysiske nettutstrekning og tar for seg linjer og kabler som er kostnadsført i regionalnettet. Nettutstrekningen kalkuleres som den vektete summen av antall kilometer trasélengde med luftlinjer, jordkabler og sjøkabler. Vektene som brukes er presentert i linje 1 til 15 i vedlegg 2.

Nettutstrekningen kan dermed skrives som:

$$\text{Nettutstrekning} = \sum_{i=1}^m z_i \cdot \omega_i$$

Hvor z er antall kilometer trasélengde, ω er vekten og i er de forskjellige linjene/kablene til ulik spenningsnivå. Nettutstrekningen for TKN i perioden 2001 til 2004:

Anleggskomponenter			2001		2002		2003		2004	
Linjer/kabler	kV	Vekt	Km	Vekt*Km	Km	Vekt*Km	Km	Vekt*Km	Km	Vekt*Km
Jordkabler	132	131,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,0	1314,2
Jordkabler	5 - 24	20,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Jordkabler	66	102,0	53,0	5405,2	42,0	4283,4	41,0	4181,4	39,0	3977,4
Luftlinjer	132	28,2	122,0	3436,7	128,0	3605,8	128,0	3605,8	122,0	3436,7
Luftlinjer	5 - 24	11,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Luftlinjer	66	18,3	217,0	3969,6	218,0	3987,9	218,0	3987,9	218,0	3987,9
Sjøkabler	132	432,2	5,0	2160,9	5,0	2160,9	5,0	2160,9	4,0	1728,7
Sjøkabler	5 - 24	26,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sjøkabler	66	193,9	12,0	2326,3	12,0	2326,3	11,0	2132,4	11,0	2132,4
Nettutstrekning:				17298,7	16364,2	16068,4	16577,4			

Tabell 15: Nettutstrekning

Transportert effekt

Denne variabelen skal fange opp forskjeller i etterspørselen etter transport av effekt blant nettselskapene. Omfanget av effekten som transporteres, påvirker dimensjoneringen av regionalnettet. Transportert effekt beregnes som høyeste verdi av samlet maksimalt effektuttak²⁴ for perioden 1996 til 1999. Dette innebærer at de samme verdiene forekommer i perioden 2001 til 2004:

År	Maks. effektuttak
2001 - 2004	536

Tabell 16: Transportert effekt

Grensesnitt regionalnett

Grensesnittvariabelen er bygget opp på samme måte som i D-nettet. I grensesnittvariabelen inngår transformatorer, avganger og kompenseringsanlegg som er kostnadsført i regionalnettet. Nettvirksomhetene har ulike oppgaver knyttet til utveksling av effekt med andre selskaper. For eksempel; I noen selskap transformeres effekten før den utveksles, mens i andre selskap transformeres effekten etter at utvekslingen har hendt. Denne variabelen skal fange opp slike forskjeller. Vektene som brukes til å beregne grensesnittvariabelen er hentet fra linje 16 til 37 i vedlegg 2.

²⁴ Samlet maksimalt effektuttak i det enkelte år beregnes som summen av effekt som transporteres gjennom selskapets regionalnettslinjer og – kabler som forsyner andre enn eget regionalnett.

Anlegg	kV	Enhet	Antall	Vekt	Ant*Vekt
Avgang	12	stk	72,00	15,39	1 108,24
Avgang	132	stk	25,00	100,00	2 500,00
Avgang	24	stk	122,00	15,39	1 877,84
Avgang	66	stk	74,00	51,27	3 794,31
Kompensering	5 - 24	MVAr	72,90	1,23	89,66
Kompensering	66 - 420	MVAr	44,00	4,37	192,20
Transformator	132	stk	15,00	127,32	1 909,79
Transformator	66	stk	32,00	72,38	2 316,29
Transformator	Maks transf. effekt	MW	667,70	2,86	1 911,39
Grensesnitt 2001-2004					15 699,72

Tabell 17: Grensesnitt

På samme måte som i D-nettet er grensesnittvariabelen lik i hele perioden.

Sentralnettsoppgave

Sentralnettsoppgave skal fange opp forskjeller i oppgaven selskapene har i forbindelse med sentralnettaktivitetene. I likhet med nettutstrekning og grensesnittvariabelen baseres beregningen av sentralnettoppgaven på kostnadsforskjeller mellom ulike komponenter i sentralnettaktivitetene. Komponentene som inngår, er transportavstand, linje-/kabelavganger og transformeringen fra et spenningsnivå til et annet, dvs. alle anleggstypene som inngår i vedlegg 2. Sentralnettvariabelen er lik i hele perioden.

Sentralnettutstrekning:				
Anlegg	kV	Type	Km. trase	Vekt
Jordkabler	132	Traselengde	1,0	131,4
Luftlinjer	132	Traselengde	159,0	28,2
Sjøkabler	132	Traselengde	8,0	432,2
Vektet sum				8067
Linje-/kabelavgang:				
Anlegg	kV	Type	Antall	Vekt
Avgang	132	Effektbryter	27	100,0
Avgang	66	Effektbryter	3	51,3
Vektet sum				2854
Transformator:				
Anlegg	kV	Type	Antall	Vekt
Transformator	132	Kraft	3	127,3
Transformator	Maks transf. effekt	Sum transf.	176,8	2,9
Vektet sum				888
Sum sentralnettsoppgave 2001 - 2004:				11809

Tabell 18: Sentralnettoppgave

Skog

Skogvariabelen har samme funksjon som i D-nettet. For å gjøre den størrelsesavhengig multipliseres den med totallengden av alle linjer. Skogvariabelen til TKN's RS-nett følger i tabell 19:

År	Skog
2001	57,7
2002	57,3
2003	57,1
2004	57,2

Tabell 19: Skog

Oppsummert har vi nå to DEA-modeller:

DEA-modell - Distribusjonsnett	
Innsatsfaktor:	Totalkostnader
Kostnadsdrivere:	Høyspent
	Lvert energi ekskl. fritidsboliger
	Abonnenter
	Nettstasjoner
	Grensesnitt
	Lvert energi fritidboliger
	Skog
	Helning
	Vind/kyst

Tabell 20: a) DEA-modell distribusjonsnett

DEA-modell - Regional-/sentralnett	
Innsatsfaktor:	Totalkostnader
Kostnadsdrivere:	Nettutstrekning
	Transportert effekt
	Grensesnitt
	Sentraloppgaver
	Skog

b) DEA-modell regional-/sentralnett

5 RESULTAT

I dette kapitlet presenteres de empiriske resultatene. Kapittel 5.1 fremstilles resultatene fra distribusjonsnett (D-nettet), men resultatene fra regional-/sentralnett (RS-nettet) vises i kapittel 5.2.

DEA-analysen for de to nettnivåene baserer seg på modellene i tabell 20.a og tabell 20.b, henholdsvis D-nettet og RS-nettet, og der man antar konstant skalautbytte. I begge modellene er ressursbruken definert som total kostnader, mens kostnadsdriverne skal fange opp kostnadsforskjeller i oppgavens omfang (etterspørsel etter effekt og tilknytning) og rammevilkår. Effektivitetsmålet blir dermed et mål på hvor kostnadseffektiv selskapene er, det vil si minimer total kostnaden gitt at kostnadsdriverne er konstant.

I forslaget til ny reguleringsmodell foreslår NVE at enheter som er 100 % totaleffektiv kan justeres for supereffektivitet. Dette er en spesiell form for supereffektivitet som skal premiere DMU'er som forbedrer seg i forhold til fjoråret. Supereffektiviteten i det enkelte år, baseres på analyser hvor fjorårets observasjoner inngår i datagrunnlaget. Når enhetene er supereffektiv, oppjusteres effektivitetsscoren. Analysen av D-nettet og RS-nettet, basert på foreslått DEA-modell, presenteres i henholdsvis kapittel 5.1.1 og 5.2.1.

Total effektiviteten som fremkommer ved bruk av konstant skalautbytte tar ikke hensyn til skalaøkonomi. For å avdekke hvor stor del av ineffektiviteten som skyldes størrelsen til TKN, er det gjort analyse hvor man bruker variabelt skalautbytte. Dette er presentert i kapittel 5.1.2 og 5.2.2 for henholdsvis D-nettet og RS-nettet.

Total effektiviteten, ren teknisk effektivitet og skalaeffektivitet for samtlige enheter som inngår i analysen finnes i vedlegg 3 – 9.

Til å løse DEA-modellene har jeg brukt FrischDEA ver. 3.1. utviklet av Sverre Kittelsen ved Frisch Centre.

5.1 Resultater distribusjonsnett

I dette kapitlet presenteres analysen av D-nettet. Kapittel 5.1.1 tar for seg resultatene som brukes i beregningen av kostnadsnormen i perioden 2001 – 2004, for deretter å se på effektivitetsutviklingen til TKN. I kapittel 5.1.1.6 er gjennomført en sensitivitetsanalyse av effektivitetsmålene. I kapittel 5.1.2 viser resultatene ved å bruk VRS, mens i kapittel 5.1.3 analyseres referanseenhetene under begge forutsetningene.

5.1.1 Totaleffektivitet distribusjonsnett

5.1.1.1 Totaleffektivitet 2001

Resultatene fra 2001 følger i tabell 21.

RESULTAT 2001	Totaleffektivitet CRS	Justert mht. supereff.
Antall DMU'er	131	131
Antall effektive DMU'er	20	20
Gjennomsnitt	86,25%	86,75%
Median	88,95%	88,95%
Standardavvik	11,63%	12,33%
Maximum	100,00%	108,87%
Minimum	53,94%	53,94%
Troms Kraft Nett AS	89,03%	89,03%
Rangering TKN	64 av 131	64 av 131

Tabell 21: Resultat distribusjonsnett 2001

Som vi ser av tabell 21 hadde distribusjonsnett til TKN en effektivitet på 89,03 %, under forutsetning om konstant skalautbytte. Dette innebærer at TKN kan redusere totalkostnadene med 10,97 %, uten å endre kostnadsdriverne. Dette tilsvarer nesten 29 millioner kroner i reduserte totalkostnader.

Forbedringspotensialet beregnes ved å multiplisere faktisk observasjon med effektivitetsestimater, mens kostnadsdriverne holdes fast; $Forbedringspotensial = x_i \cdot (1 - w_0)$.

En slik radial endring i faktorene gir ikke alltid den optimale input-output-kombinasjonen, fordi man ikke tar hensyn til slakk (jfr. kapittel 3.2). Hvis man derimot tar utgangspunkt i λ -verdien (jfr. modell 10 i kapittel 3.3.1), kan man beregne den optimale produksjonen, også kalt pareto-optimal tilpasning. Det vil si at man kan avdekke et ytterligere

forbedringspotensial utover det som kan beregnes ved bruk av effektivitetsestimater. Ved å sette inn λ -verdien i restriksjon (10.2) og (10.3), finner man pareto-optimal produksjon. Tabell 22 viser optimal tilpasning i 2001:

Optimal tilpasning D-nettet 2001			
<u>Ressursbruk</u>	Observasjon	Pareto-optimal	Slakk
Totalkostnad	262 767	233 941	0
<u>Kostnadsdriverer</u>			
Høyspent	3 743	3 743	0
Lvert energi - fritidsboliger	1 978 193	1 978 193	0
Abonnenter	61 074	61 074	0
Nettstasjoner	3 833	3 833	0
Grensesnitt	246	2 508	2 262
Lvert energi fritidsboliger	30 385	44 318	13 933
Skog	25 985	25 985	0
Helning	32 830	37 859	5 029
Vind/kyst	14	14	0

Tabell 22: Optimal tilpasning distribusjonsnett 2001

TKN har slakk i variablene grensesnitt, levert energi fritidsboliger og helning. Som tidligere nevnt er disse kostnadsdriverne eksogene, dvs. at de ikke kan påvirkes av selskapet. Poenget er likevel at kostnadsdriverne i referansepunktet til TKN er lavere enn referanseenhetenes kostnadsdriverer. Dette innebærer at referanseenheten har mindre gunstig helning, leverer mer energi til fritidsboliger og har et mindre gunstig grensesnitt²⁵ sammenlignet med TKN. Til tross for at disse enhetene har høyere kostnadsdriverer, er totalkostnaden likevel 11 % lavere.

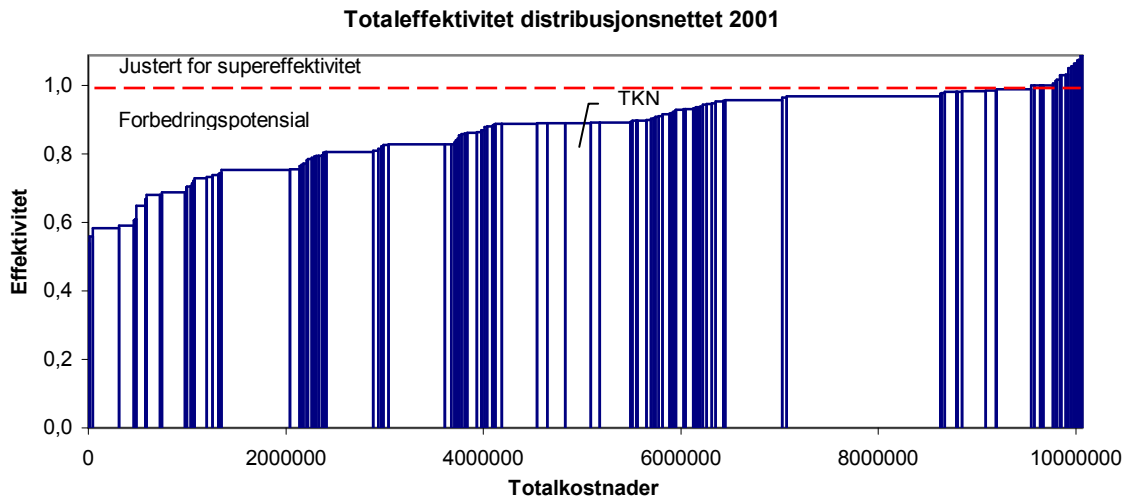
Ved å sammenligne effektiviteten til TKN med bransjen ser vi at de rangeres som den 64. mest effektive. Effektiviteten på 89,03 % ligger 2,78 % over gjennomsnittlig effektivitet, og er tilnærmet effektiviteten til medianenheten.

Totaleffektiviteten inkluderer ineffektivitet som skyldes skala, dvs. at effektivitetsmålene ikke tar hensyn til størrelsen på virksomhetene. Det vil derfor være interessant å se om det er sammenheng mellom D-nettets størrelse og effektiviteten. Dette er fremstilt i Salterdiagrammet²⁶ i figur 11. Hver søyle representerer én DMU, hvor bredden representerer økonomisk størrelse og høyden effektivitet til den enkelte DMU'en. Størrelsen er angitt i

²⁵ Verdi av anleggskomponentene i grensesnittet mellom distribusjonsnett og regionalnett er høyere.

²⁶ Salterdiagrammet er utviklet av Salter, W. E. G. (1960)

virksomhetens totalkostnader²⁷. Søylene er rangert stigende etter effektiviteten og arealet mellom søylene og den stiplede linjen viser forbedringspotensialet.



Figur 11: Salterdiagram for totaleffektivitet 2001

Av figur 11 ser vi at det er de relativt små enhetene som er mest effektiv. Blant disse små er TKN's referanseenheter, noe vi kommer tilbake til i kapittel 5.1.3. TKN's distribusjonsnett er blant de største i bransjen, og vi ser at de relativt store enhetene er ineffektive. De relativt store enhetene er både mer effektiv og mindre effektiv enn TKN. I kapittel 5.1.2 skal vi undersøke hvor stor del av totaleineffektiviteten til de store enhetene som skyldes skalaegenskaper.

5.1.1.2 Totaleffektivitet 2002

RESULTAT 2002	Totaleffektivitet CRS	Justert mht. supereff.
Antall DMU'er	131	131
Antall effektive DMU'er	19	19
Gjennomsnitt	83,10%	83,33%
Median	83,46%	83,46%
Standardavvik	0,12	0,12840129
Maximum	100,00%	110,36%
Minimum	53,84%	53,84%
Troms Kraft Nett AS	87,26%	87,26%
Rangering TKN	55 av 131	55 av 131

Tabell 23: Resultat distribusjonsnettet 2002

²⁷ Totalkostnader er ikke det absolutt ideelle målet på selskapenes størrelse. Dette fordi en ineffektiv DMU blir ansett som en større enhet sammenlignet med en effektiv enhet gitt at alt annet er likt. Alternativt kunne man bruke levert energi som mål på størrelsen. Imidlertid kan det være forskjeller som ikke fanges opp i denne variabelen. For eksempel kan det leveres mer energi til steder som er værutsatt, eller st det leveres mer energi i områder hvor det er mye industri.

Resultatet i tabell 23 viser at effektiviteten til TKN er redusert til 87,26 %, dvs. et forbedringspotensial på 12,74 % eller nesten 35 millioner kroner. Når vi tar hensyn til slakk, finner vi det totale forbedringspotensialet:

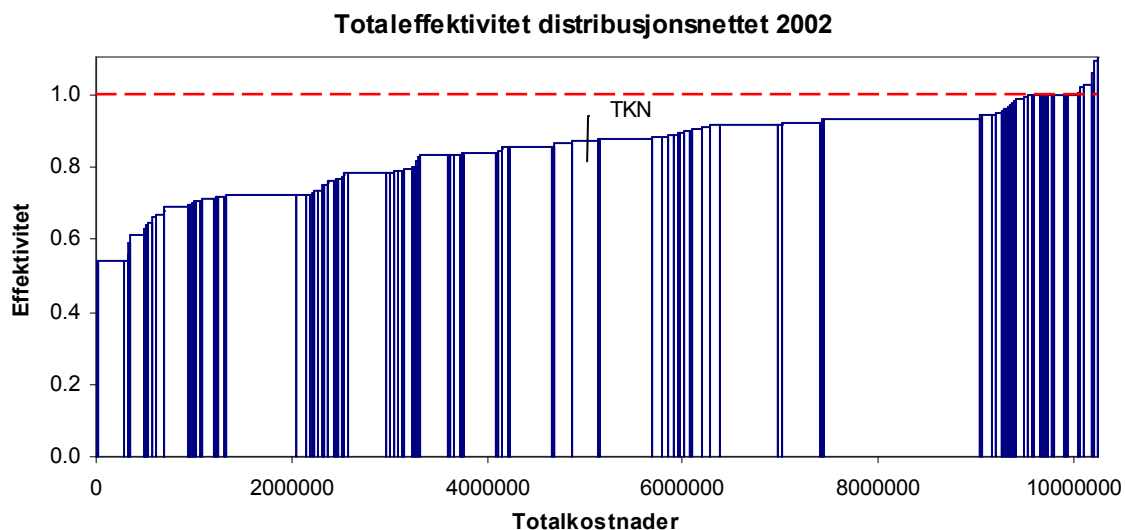
Optimal tilpasning D-nettet 2002			
<u>Ressursbruk</u>	Observasjon	Pareto-optimal	Slakk
Totalkostnad	271 967	237 325	0
<u>Kostnadsdrivere</u>			
Høyspent	3 791	3 791	0
Lvert energi - fritidsboliger	1 952 267	1 952 267	0
Abonnenter	62 000	62 000	0
Nettstasjoner	3 950	4 132	182
Grensesnitt	246	3 598	3 352
Lvert energi fritidsboliger	31 765	31 765	0
Skog	26 318	39 665	13 347
Helning	33 251	39 673	6 422
Vind/kyst	14	14	0

Tabell 24: Optimal tilpasning distribusjonsnett 2002

Sammenlignet med 2001 ser vi at den betydelige slakken som TKN hadde i levert energi fritidsboliger, ikke lenger eksisterer. Derimot har TKN fått slakk i variablene nettstasjoner og skogvariabelen. En slik radikal endring synes merkelig. En nærmere undersøkelse tyder på at dette i hovedsak skyldes unormale observasjoner hos DMU₂₇₄. DMU₂₇₄ er referanseenheter til TKN i 2002. En effektivitetsanalyse uten denne enheten medfører at slakken er tilnærmet lik 2001. Problemet rundt denne enheten er diskutert i kapittel 4.

Effektiviteten til TKN er redusert med ca. 2 % sammenlignet med 2001. Til tross for dette har avstanden til gjennomsnittlig effektivitet og median økt. Dette forklares med at gjennomsnittlig effektivitet er redusert mer enn TKN. TKN rangeres som den 55. mest effektive, mens de 2001 var rangert som den 64. mest effektive. Dette innebærer at flere av de enhetene som var mer effektive enn TKN i 2001, nå er blitt mindre effektive.

I likhet med 2001 er det de relativt små enhetene som opererer på optimal skala, illustrert i figur 12. Disse enhetene opererer på optimal skala og fungerer som referanseenheter for de ineffektive enhetene. De relativt store enhetene er ineffektive i ulik grad. Det er viktig å understreke at det også eksisterer mange små ineffektive enheter, men poenget er at det som kjennetegner referanseenheter, er at de er små.



Figur 12: Salterdiagram for totaleffektiviteten 2002

5.1.1.3 Totaleffektivitet 2003

RESULTAT 2003	Totaleffektivitet CRS	Justert mht. supereff.
Antall DMU'er	131	131
Antall effektive DMU'er	21	21
Gjennomsnitt	83,41 %	83,77 %
Median	83,28 %	83,28 %
Standardavvik	12,25 %	12,78 %
Maximum	100,00 %	107,52 %
Minimum	54,92 %	54,92 %
Troms Kraft Nett AS	93,76 %	93,76 %
Rangering TKN	37 av 131	37 av 131

Tabell 25: Resultat distribusjonsnett 2003

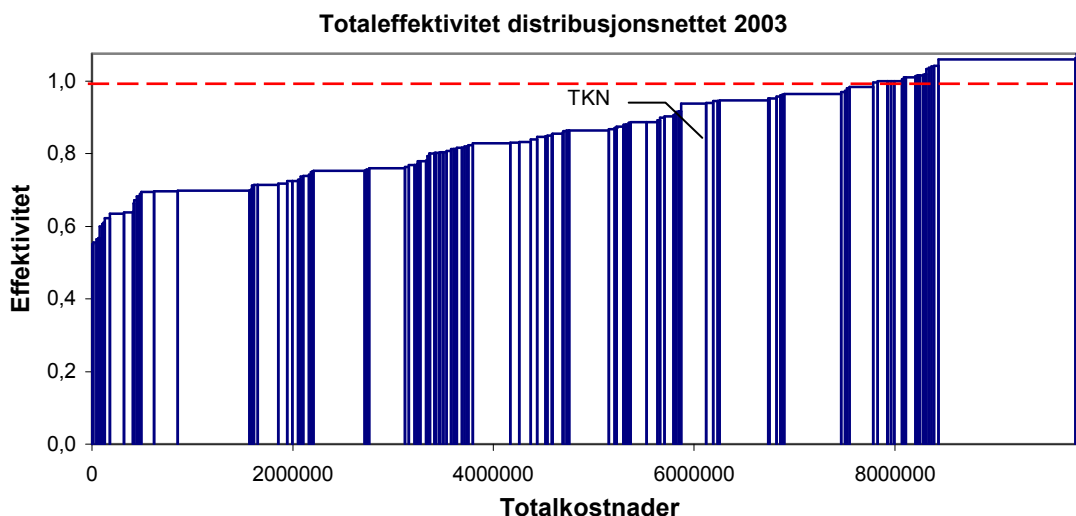
I 2003 har effektiviteten til TKN økt fra 87,26 % til 93,76 %, men TKN har fremdeles et forbedringspotensialet på 6,24 % som utgjør en kostnadsbesparelse på nesten 16 millioner kroner. Optimal tilpasning følger i tabell 26:

Optimal tilpasning D-nettet 2003			
<u>Ressursbruk</u>	Observasjon	Pareto-optimal	Slakk
Totalkostnad	252 660	236 885	0
<u>Kostnadsdrivere</u>			
Høyspent	3 815	3 791	0
Lvert energi - fritidsboliger	1 830 545	1 952 267	0
Abonnenter	62 605	62 000	0
Nettstasjoner	3 996	4 132	0
Grensesnitt	246	3 598	1 244
Lvert energi fritidsboliger	31 837	31 765	18 555
Skog	26 485	39 665	0
Helning	33 462	39 673	5 354
Vind/kyst	14	14	0

Tabell 26: Optimal tilpasning distribusjonsnett 2003

TKN har slakk i de samme variablene som i 2001; grensesnitt, levert energi fritidsboliger og helning. Slakk i grensesnittvariablene er redusert med 45 % siden 2001, mens slakken i levert energi fritidsboliger har økt med over 30 %. Slakk i helning har hatt en liten økning sammenlignet med 2001. Tolkningen av slakk er som tidligere; Referanseenhetene har lavere totalkostnader enn TKN selv om de har mindre gunstig grensesnitt, helning og energilevering til fritidsboliger enn referansepunktet til TKN.

Effektiviteten på 93,76 % er en betydelig økning sammenlignet med 2002, spesielt i lys av at gjennomsnittlig effektivitet og median har holdt seg relativt stabil. Effektiviteten til TKN ligger ca. 10 % over både gjennomsnittseffektiviteten og medianeffektiviteten. TKN rangeres i 2003 som den 37. mest effektive, noe som er en oppgang på 18 plasser.



Figur 13: Salterdiagram for totaleffektivitet 2003

I motsetning til de to foregående årene ser vi at det i 2003 er en stor enhet blant de effektive. Hafslund, representert med den største søylen, er Norges største netteier og er i 2003 blitt effektiv. Hafslund er i tillegg justert for supereffektivitet, noe som innebærer at de har forbedret seg i forhold til fronten i 2002. Sagt på en annen måte, forbedringen skyldes at Hafslund har blitt mer effektiv og ikke at fronten har hatt et negativ skifte.

5.1.1.4 Totaleffektivitet 2004

RESULTAT 2004	Totaleffektivitet CRS	Justert mht. supereff.
Antall DMU'er	131	131
Antall effektive DMU'er	19	19
Gjennomsnitt	84,80%	85,03%
Median	84,60%	84,60%
Standardavvik	11,31%	11,66%
Maximum	100,00%	107,20%
Minimum	56,46%	56,46%
Troms Kraft Nett AS	93,24%	93,24%
Rangering TKN	40 av 131	40 av 131

Tabell 27: Resultater distribusjonsnett 2004

I 2004 har distribusjonsvirksomheten til TKN en effektivitet på 93,24 %, noe som er en marginal reduksjon i forhold til 2003. Dette utgjør et forbedringspotensial på ca. 18 millioner kroner.

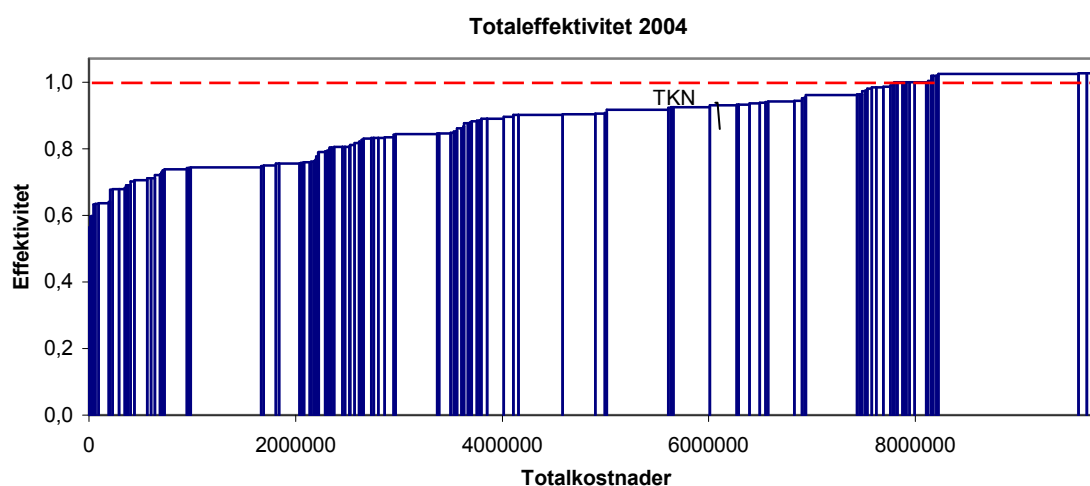
Optimal tilpasning D-nettet 2004			
Ressursbruk	Observasjon	Pareto- optimal	Slakk
Totalkostnad	260 799	243 168	0
Kostnadsdrivere			
Høyspent	3 794	3 791	0
Lvert energi - fritidsboliger	1 873 489	1 952 267	0
Abonnenter	62 247	62 000	0
Nettstasjoner	4 027	4 132	67
Grensesnitt	246	3 598	1 090
Lvert energi fritidsboliger	31 908	31 765	29 932
Skog	26 339	39 665	0
Helning	33 278	39 673	5 227
Vind/kyst	14	14	0

Tabell 28: Optimal tilpasning distribusjonsnett 2004

Slakken i nettstasjoner, grensesnitt, levert energi fritidsboliger og helning innebærer at referanseenheterne har høyere kostnadsdrivere og likevel lavere kostnader. Slakken i grensesnitt er redusert med ca. 10 %, mens slakken i levert energi fritidsboliger har økt med

over 60 %. Den store økningen i levert energi fritidsboliger skyldes at kostnadsdriveren til referanseenheden har økt. Dette begrunnes i at energilevering fritidsboliger er tilnærmet uforandret hos TKN; 31837 MVh i 2003 og 31908 MWh i 2004. Slakken i helning er så å si uforandret i forhold til 2003.

Både gjennomsnittlig effektivitet og median har økt med nesten 1,5 %, mens effektiviteten til TKN er redusert med ca 0,5 %. Av Salterdiagrammet i figur 14 ser vi at forholdet mellom effektiviteten og den relative størrelsen i stor grad er det samme som i 2003. Det er likevel verdt å merke at Hafslund også i 2004 er justert for supereffektivitet, og dermed har forbedret seg i forhold til 2003.



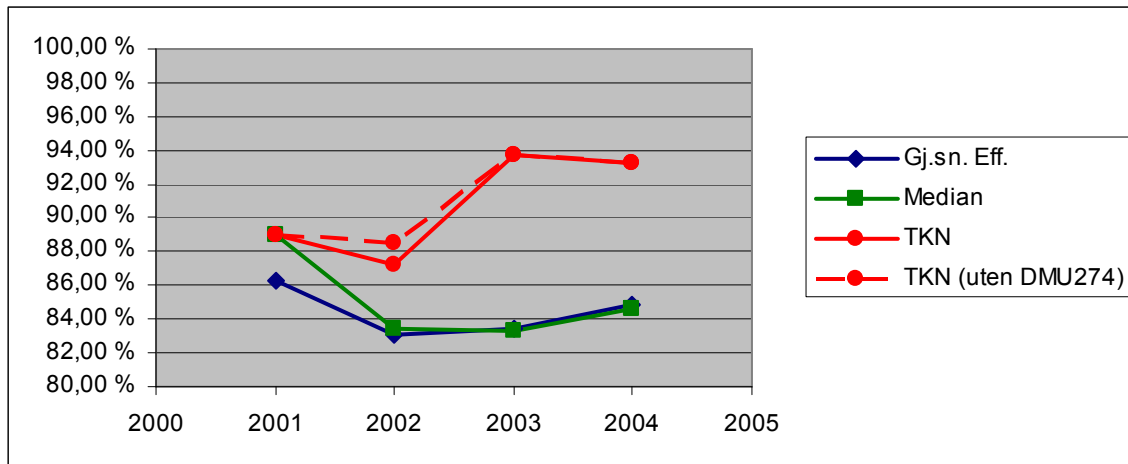
Figur 14: Salterdiagram for totaleffektiviteten 2004

5.1.1.5 Effektivitetsutviklingen 2001-2004

Basert på analysen fra 2001 til 2004 kan vi oppsummere resultatene i tabellen og figuren under:

År	BRANSJEN			TKN	
	Gj.sn. eff.	Median	Standardavvik	Eff.	Rangering
2001	86,25 %	88,95 %	12,33 %	89,03 %	64
2002	83,10 %	83,46 %	12,84 %	87,26 %	55
2003	83,41 %	83,28 %	12,78 %	93,76 %	37
2004	84,80 %	84,60 %	11,66 %	93,24 %	40

Tabell 29: Oppsummering distribusjonsnett 2001-2004



Figur 15: Effektivitetsutvikling distribusjonsnett 2001 til 2004

Figur 15 illustrerer effektivitetsutviklingen til TKN, gjennomsnittlig effektivitet og median i perioden 2001 til 2004. I løpet av perioden 2001 til 2004 har effektiviteten til TKN økt med over 4 %. Dette til tross for at både gjennomsnittlig- og medianeffektiviteten er redusert. TKN hadde en liten nedgang på ca. 1,75 % i 2002, men sammenlignet med den gjennomsnittlige nedgangen i bransjen er den relativt liten. Vi ser av figur 15 at en eventuell målefeil hos DMU₂₇₄ ikke har store konsekvenser for effektiviteten til TKN. I 2003 har effektiviteten økt med 6,5 %, noe som må anses for å være bra tatt i betraktning at gjennomsnittlig effektivitet bare har økt med ca. 0,5 %. 2004 gir en liten nedgang for Troms Kraft Nett AS, mens gjennomsnittet har en økning på 1,26 %.

Relativ effektivitetsendring

Effektiviteten til TKN har økt med over 4 %, men vi vet ikke årsaken til denne forbedringen. Det er ikke nødvendigvis TKN som har forbedret seg, det kan like gjerne være referanseenheter som har redusert sin produktivitet.

Effektivitetsmålene som er presentert i kapittel 5.1.1.1-5.1.1.4, blir beregnet ved å sammenligne produktiviteten til observasjonsenheten mot den effektive fronten i samme periode. Det er med andre ord forskjellig front i de ulike periodene, og vi vet ikke hvordan fronten har endret seg. Man kan illustrere dette med et enkelt eksempel. Anta at DMU_A har en produktivitet på 50, mens optimal produktivitet er 100 i år 1. Ved å sammenligne produktiviteten til DMU_A mot optimal produktivitet, finner vi at effektiviteten er 50 %. I år 2 er produktiviteten til DMU_A 40, mens optimal produktivitet er 60. Dette gir et effektivitetsmål i

år 2 på 67 %. Vi ser at effektiviteten har forbedret seg, men dette skyldes at optimal produktivitet er redusert og ikke at DMU_A har forbedret seg.

Ved å slå sammen datamaterialet for alle fire årene, vil det være mulig å konstruere en felles front bestående av de beste observasjonen i perioden 2001 til 2004²⁸. På denne måte holdes fronten konstant, og det er mulig å avdekke om effektivitetsforbedringen til TKN skyldes egne forbedringer, eller om det skyldes at referanseenhetene har falt tilbake. Observasjonene til TKN i 2001, 2002, 2003 og 2004 blir dermed sammenlignet mot den samme fronten. Dersom avstanden mellom observasjonen til TKN og fellesfronten er mindre i 2004 enn i 2001, har det vært en relativ effektivitetsforbedring. Er avstanden blitt større, har det vært en relativ effektivitetsreduksjon.

For at kostnadene fra de ulike årene skal kunne sammenlignes, har jeg inflasjonsjustert totalkostnaden til 2004-nivå. Dersom man ikke inflasjonsjusterer kostnadene, vil den relative effektiviteten i 2001, 2002 og 2003 overvurderes sammenlignet med effektiviteten i 2004. KPI-indeksen som er brukt for inflasjonsjusteringen, er gjengitt i tabell 30:

År	KPI	KPI 2004/KPI t
2001	108.7	1.042
2002	110.1	1.029
2003	112.8	1.004
2004	113.3	1.000

Tabell 30: KPI-justering

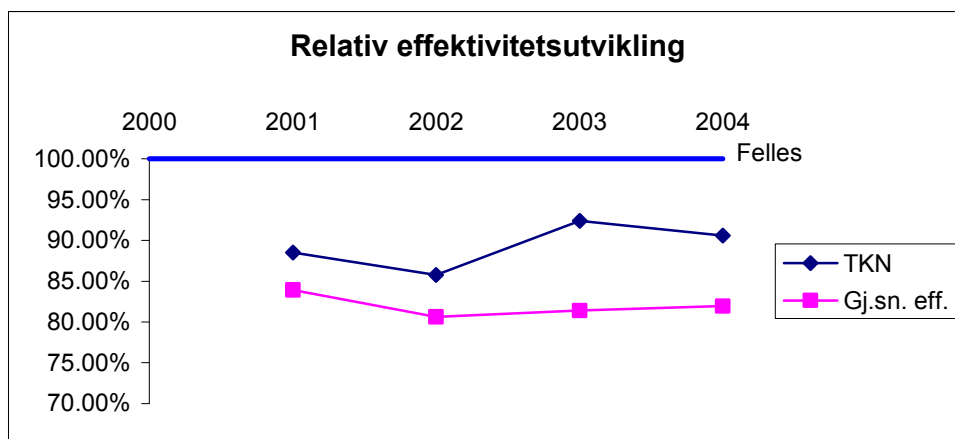
En svakhet med denne analysen er at hele totalkostnaden inflasjonsjusteres. Som nevnt i kapittel 4 består totalkostnaden av flere kostnadskomponenter; drifts- og vedlikeholdskostnader, kapitalkostnader, nettap og KILE-kostnader. I datagrunnlaget er kun totalkostnaden presentert og ikke de enkelte kostnadskomponentene. Justering av hele totalkostnaden kan derfor være uheldig, da jeg mener det ikke er riktig å inflasjonsjustere avskrivningene som er en del av kapitalkostnaden. Det ideelle er å bruke den nominelle verdien av avskrivningene. Jeg har likevel valgt å justere hele totalkostnaden, da jeg mener konsekvensen er mindre enn å ikke inflasjonsjustere.

²⁸ Alternativ kan undersøke effektivitetsutviklingen ved bruk av Malmquist produktivitetsindeks.

År	Gj.sn. totaleffektivitet	Totaleff. TKN
2001	83.96%	88.53%
2002	80.63%	85.77%
2003	81.40%	92.41%
2004	81.94%	90.62%

Tabell 31: Relativ effektivitet

Ut fra tabell 31 ser vi at den relative effektiviteten til TKN faktisk bare har økt med ca. 2 %, noe som ikke er påvist i tidligere i analysen. Dette innebærer at den tidligere påviste effektivitetsforbedringen på 4 % både skyldes at TKN har forbedret seg, men også at den relative effektiviteten til referanseenheterne er redusert i perioden 2001 til 2004. Den relative gjennomsnittseffektiviteten er redusert med ca. 2 %. Figur 16 illustrerer den relative effektivitetsutviklingen til TKN og bransjen. Det blå linjen som går gjennom 100 % illustrerer felles effektivitetsfronten.



Figur 16: Relativ effektivitetsutvikling i forhold til felles front

Vi ser at avstanden mellom TKN og fellesfronten er mindre i 2004 enn i 2001, noe som indikerer en relativ effektivitetsforbedring. I utgangspunktet er det ikke helt korrekt å sammenligne TKN med gjennomsnittet slik det er illustrert i figur 16, fordi det er ikke sikkert gjennomsnittet er representativt for utviklingen til referanseenheterne (selv om det kan se slikt ut i dette tilfellet). Problemet er at TKN har forskjellige referanseenheter i de ulike årene, noe som gjør det vanskelig å illustrere. Vi kan likevel konkludere med at effektivitetsforbedringen til TKN skyldes både at de selv har forbedret seg (ca. 2 %) og at referanseenheterne har gjort det dårligere (2 %).

Korrelasjon mellom periodene

For at TKN skal kunne ta beslutninger på bakgrunn av resultatene i analysen er det viktig at det er konsistens mellom periodene. Dersom man i en beslutning legger til grunn resultater fra en periode som er spesiell eller sterkt avvikende fra resterende perioder, kan dette medføre tiltak som reduserer effektiviteten istedenfor å øke den. Samtidig kan det også være vanskelig å gjennomføre tiltak dersom egen virksomheter er ustabil, dvs. effektiv i en periode og ineffektiv i den neste. Som korrelasjonsmål er det benyttet Spearmans rangkorrelasjon som viser korrelasjon mellom data på ordinalnivå (Gujarati, 2003). Dette fordi vi har to sett med data på en gruppe - samme DMU'er på forskjellig tidspunkt. Korrelasjon kan derfor brukes som et mål på hvor stabil enhetene er mellom periodene. Beregningen er gjort i SHAZAM Professional Edition ver. 10. Rangkorrelasjon mellom periodene vises i tabell 32:

	Periode 1	Periode 2	Periode 3	Periode 4
Periode 1	1			
Periode 2	0,8271	1		
Periode 3	0,7952	0,8633	1	
Periode 4	0,7256	0,8025	0,8743	1

Tabell 32: Rangkorrelasjon mellom periodene

Vi ser at korrelasjonen mellom ettårsintervallene periode 1 og 2, periode 2 og 3 og periode 3 og 4 er relativt høy og stabil. Høy konsistens innbærer at enhetene er stabile over tid og man vil ha et sikrere informasjonsgrunnlag til å ta trygge beslutninger. Korrelasjonen mellom periode 1 og periode 4 er noe mindre. Dette er naturlig, da endringene over lengre tidsperiode er større enn den vil være på ett år. Korrelasjonen mellom periode 1 og periode 4 må likevel anses for relativt høy.

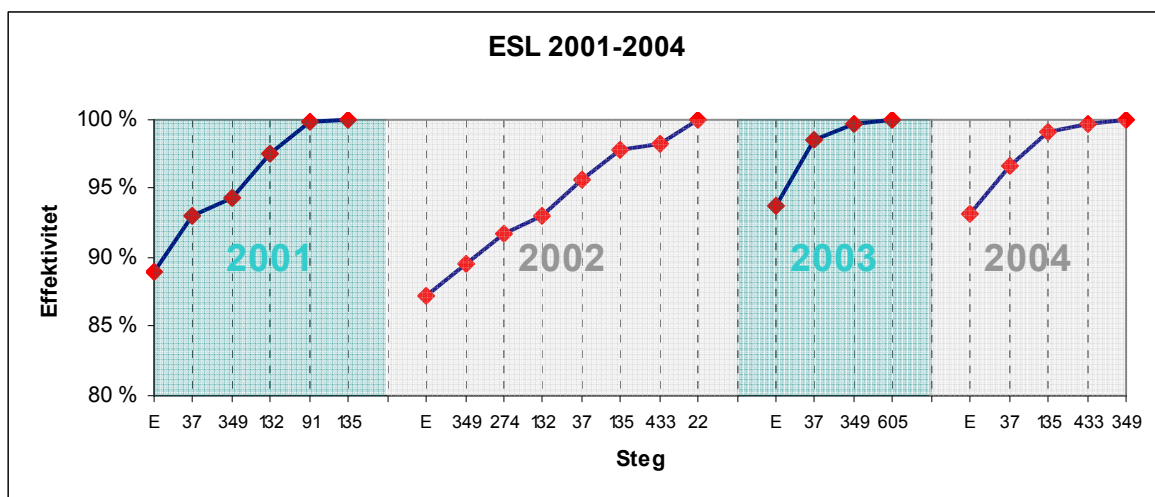
5.1.1.6 Sensitivitetsanalyse

Det er tidligere redegjort for at DEA-metoden er en ikke-parametrisk metode. Dette innebærer at enkeltobservasjoner kan ha relativt stor betydning for effektiviteten og avkastningen til de øvrige enhetene. Efficiency Stepladder er en praktisk metode for å måle hvor robust effektivitetsestimaterne er. Hovedideen er å undersøke DMU'ens sensitivitet i forhold til å sekvensielt ekskludere enhetens mest innflytelsesrike læremester. En komplett ESL-analysen av alle enhetene er svært tidkrevende både med hensyn til beregninger og analyse. Outputen fra en slik analyse inneholder i tillegg svært mye data og egner seg ikke så godt til fremstilling. Jeg vil derfor presentere ESL-analysen for TKN.

DMU	2001		2002		2003		2004		Gjennom- snitt
	Endr. eff.	Steg	Endr. eff.	Steg	Endr. eff.	Steg	Endr. eff.	Steg	
37	4,00 %	1	2,50 %	4	4,80 %	1	3,50 %	1	3,70 %
349	1,40 %	2	2,30 %	1	1,10 %	2	0,30 %	4	1,28 %
132	3,20 %	3	1,30 %	3					2,25 %
91	2,20 %	4							2,20 %
135	0,20 %	5	2,20 %	5			2,40 %	2	1,60 %
274			2,20 %	2					2,20 %
433			0,50 %	6			0,60 %	3	0,55 %
22			1,70 %	7					1,70 %
605					0,30 %	3			0,30 %
Sum	11,00 %		12,70 %		6,20 %		6,80 %		
Gj.sn. pr steg	2,20 %		1,81 %		2,07 %		1,70 %		

Tabell 33: ESL-analyse distribusjonsnettet 2001 - 2002

Vi ser at den gjennomsnittlige effektivitetsendringen per steg er relativt jevn og lav i alle årene. Det er ingen enheter som har veldig stor betydning for effektiviteten til TKN. Jeg vil derfor anse effektiviteten til TKN som relativt robust og generelt lite sensitiv. DMU₃₇ er den læremesteren som har størst betydning i samtlige år. En eventuell målefeil som medfører at DMU₃₇ ligger utenfor det virkelige produksjonsmulighetsområdet, vil i verste fall ødelegge for 4,8 % av effektiviteten til TKN (steg 1 i 2003). Siden DMU₃₇ er representert i alle årene med relativ stabil betydningsgrad, styrker det min antakelse om at effektivitetsestimater er robust.



Figur 17: Effektivitetskurv 2001 - 2004

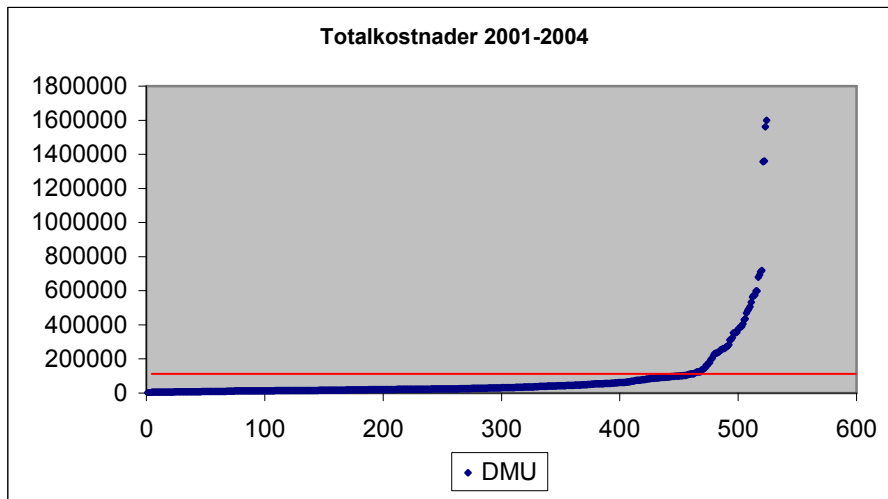
Figur 17 viser forløpet til effektivitetskurven i perioden 2001 til 2004. E indikerer effektiviteten til TKN før man begynner å ekskludere enheter, mens de øvrige tallene på X-

aksen viser hvilken DMU som ekskluderes i hvert steg. Jo brattere helningen er, jo mindre robust er effektivitetsestimater til TKN. Helningen på effektivitetskurven til TKN må anses for å være slakk, tatt i betraktning nivået på effektivitetsestimater. Sammenhengen mellom effektivitetsnivået og antall enheter som må ekskluderes kan være et godt tegn på robustheten til TKN. Det vil si at jo lavere effektiviteten er, jo flere enheter må ekskluderes. Dersom det motsatt var tilfelle, ville ikke effektivitetsestimater vært like robuste. Edvardsen (2004) understreker likevel at man ikke kan være helt trygg selv om effektivitetskurven er slakk (jfr. kapittel 3.5). Tatt i betraktning at slike tilfeller er uvanlig, mener jeg at effektivitetsestimater til TKN er robuste og lite sensitive for eventuelle målefeil hos referanseenheter. Dette begrunnes i at helningen er relativt slakk, samt at den er forholdsvis lik i alle årene.

5.1.2 Teknisk effektivitet – variabelt skalautbytte

I denne delen av oppgaven skal vi undersøke hvor stor del av ineffektiviteten til TKN som skyldes størrelsen på D-nettet. Analysen i kapittel 5.1.1 viser resultatene som baserer seg på den foreslåtte modellen som brukes i beregningen av kostnadsnormen. Denne modellen forutsetter CRS og tar ikke hensyn til virksomhetenes størrelse. Det er heller ikke lagt inn rammevilkårsvariabler som fanger opp forskjeller i størrelsen på nettvirksomhetene. Dette begrunnes i at størrelsen er en eiermessig beslutning. Det er eierne som bestemmer om de skal være liten eller stor; om de skal fusjonere med andre eller deles opp i mindre selskaper. Dersom eierne tilpasser størrelsen på selskapet slik at de bruker mer ressurser enn det som er nødvendig, kan de ikke forvente å oppnå samme avkastning som de som tar beslutninger som medfører mer effektiv drift. På denne måten vil antakelse om konstant skalautbytte gi bedre insentiver til effektiv drift enn antakelsen om variabelt skalautbytte (Langset, 2006).

Rangert etter total kostnaden er D-nettet til TKN blant landet største. Resultatene som er presentert i kapittel 5.1.1 antyder at de relativt store enhetene generelt er ineffektive. Det vil da være interessant å undersøke hvor stor del av ineffektiviteten til de relativt store D-nettene som skyldes skalaegenskaper. I figur 18 er total kostnaden til de enkelte D-nett plottet. Som man ser, er de fleste enhetene svært små sammenlignet med de største D-nettene (heriblant TKN). Enhetene med total kostnader over 100 millioner står for ca. 65 % av de samlede total kostnadene i perioden 2001 til 2004.



Figur 18: Totalkostnader 2001-2004

Tabell 34 oppsummerer resultatene som kom frem i analysen av D-nettet:

År		Totaleffektivitet		Skalaeffektivitet
		CRS	Teknisk effektivitet VRS	
2001	Antall effektive	20	48	
	Bransjegjennomsnitt	86.25%	90.81%	94.97%
	TKN	89.03%	100.00%	89.03%
2002	Antall effektive	19	44	
	Bransjegjennomsnitt	83.10%	88.51%	93.96%
	TKN	87.26%	100.00%	87.26%
2003	Antall effektive	21	40	
	Bransjegjennomsnitt	83.41%	87.49%	95.44%
	TKN	93.76%	100.00%	93.76%
2004	Antall effektive	19	40	
	Bransjegjennomsnitt	84.80%	88.09%	96.35%
	TKN	93.24%	100.00%	93.24%

Tabell 34: Gjennomsnittlig totaleffektivitet, teknisk effektivitet og skalaeffektivitet

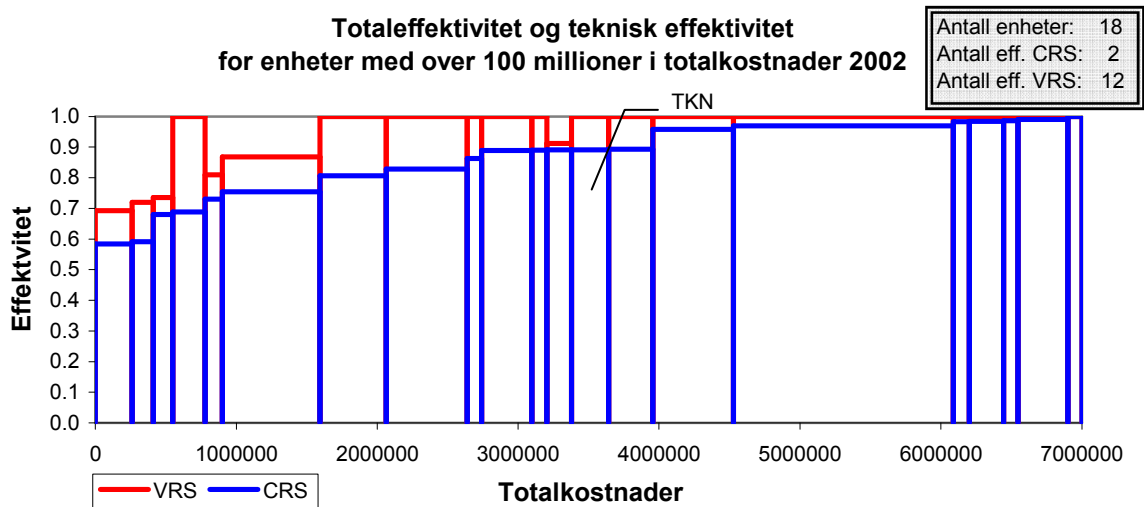
TKN er tekniske effektiv i alle periodene når man forutsetter variabelt skautbytte. Dette betyr at TKN ligger på VRS-fronten, og ineffektiviteten som er påvist tidligere i sin helhet skyldes skalaegenskaper. Dette innebærer at skalaeffektiviteten er lik totaleffektiviteten i alle årene.

Salterdiagrammene i figur 19 – 22 illustrerer kun D-nett med totalkostnader over 100 millioner kroner. Dette er gjort for å gi en bedre fremstilling av effekten som skalaegenskapene har på de relativt store enhetene. Grensen på 100 millioner kroner er skjønsmessig fastsatt på bakgrunn av fremstillingen i figur 18. Det er viktig å understreke at alle enheter (131 D-nett i hvert år) inngår i datagrunnlaget som brukes til å beregne

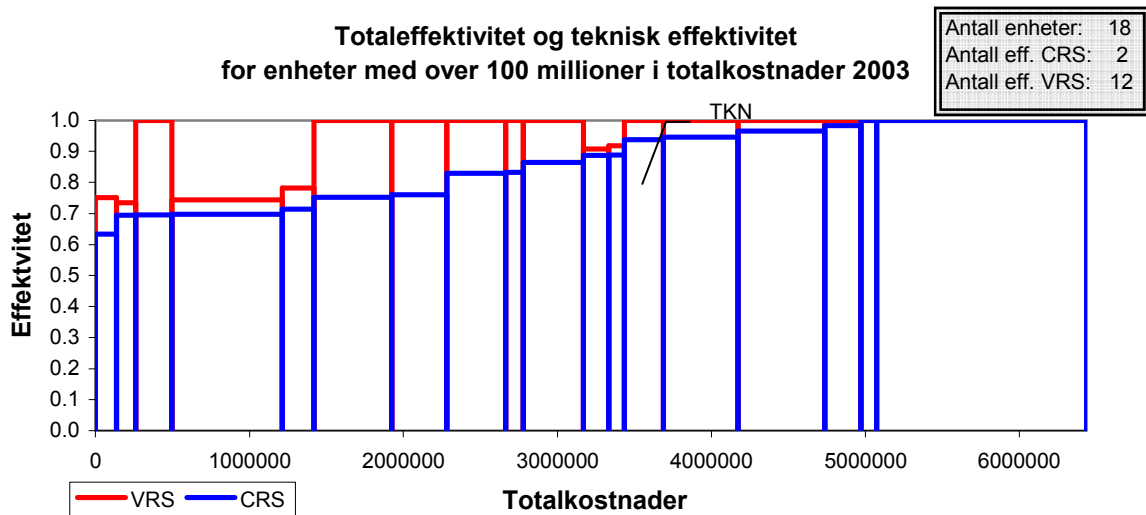
effektiviteten. Det betyr at analysen baserer seg på det samme datasettet som analysen i kapittel 5.1.1. Den blå linjen viser effektiviteten under forutsetning av CRS slik reguleringsmodellen bygger på, mens den røde linjen viser effektiviteten ved VRS. Rammen i høyre hjørne viser hvor mange av de store enhetene som er effektiv når vi bruker CRS og VRS.



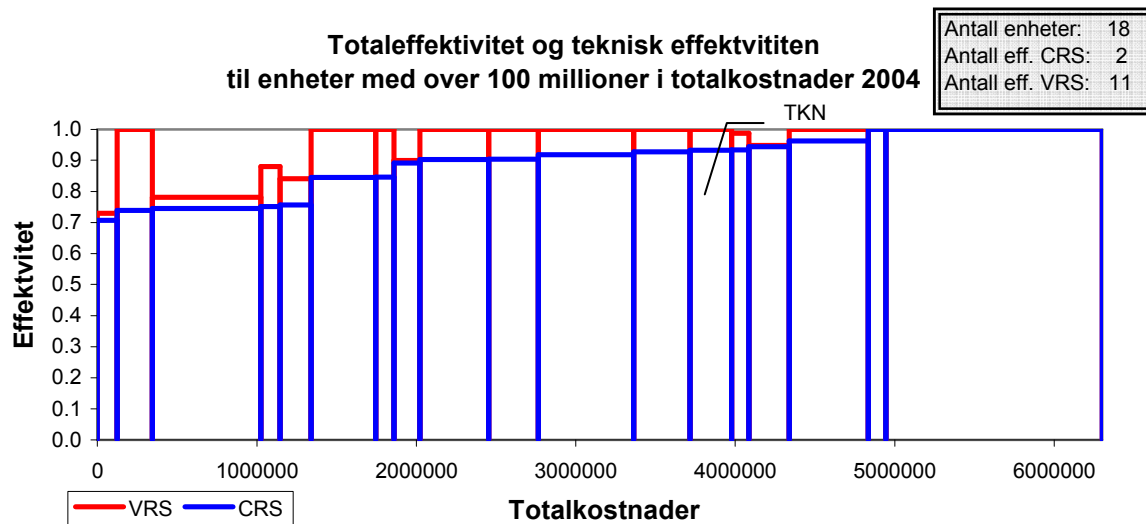
Figur 19: Salterdiagram – TE_{CRS} og TE_{VRS} 2001



Figur 20: Salterdiagram – TE_{CRS} og TE_{VRS} 2002



Figur 21: Salterdiagram – TE_{CRS} og TE_{VRS} 2003



Figur 22: Salterdiagram – TE_{CRS} og TE_{VRS} 2004

Som vi ser av Salterdiagrammene skyldes i hovedsak ineffektiviteten til de store enhetene at de ikke har optimal størrelse. Som tidligere nevnt, gjelder dette TKN, hvor ineffektiviteten i sin helhet skyldes skalaøkonomi. I perioden 2001 til 2004 er det kun en til to av de store enheter som er effektiv når man bruker CRS, mens ved bruk av VRS er over 2/3 av enhetene effektiv. Konsekvensene for enhetene med totalkostnader under 100 millioner kroner er mindre. Ved antakelse om CRS er ca. 15 % av de små enhetene totaleffektive, mens bare litt over 1/4 er effektive ved bruk av VRS. Man kan dermed konkludere med at NVE's reguleringsmodell favoriserer relativt små enheter framfor relativt store når man forutsetter CRS. På en annen side vil antakelse om VRS medføre at flere store enheter blir effektiv i forhold til små enheter ($2/3 > 1/4$). Det er likevel viktig å påpeke at også store enheter er

totaleffektiv i alle periodene, noe som medfører at størrelsen ikke er en automatisk unnskyldning for at man ikke opererer på optimal skala.

5.1.3 Analyse av referanseenhetene til TKN's distribusjonsnett

Siden TKN er på VRS-fronten vil det kun være aktuelt å analysere referanseenhetene på CRS-fronten. En referanseenhet er læremester for en eller flere enheter, og er den enheten som definerer fronten i det relevante område. Når vi forutsetter konstant skalautbytte vil alltid referanseenhetene operere på optimal skala, dvs. maksimal produktivitet. Hvor mye totalkostnaden kan reduseres, er avhengig av hvem selskapet sammenligner seg med. λ -verdiene i CCR-modellen sier oss hvor nært referansepunktet på fronten er de ulike referanseenhetenes kombinasjoner. Høy λ_j indikerer at referansepunktet ligger nært kombinasjonen til referanseenhet j , mens lav λ_j indikerer større avstand. λ -verdiene for D-nettet til TKN følger i tabellen under:

DMU	2001	2002	2003	2004
14			0,260	
32	0,181	0,195		
37	2,066	0,144	2,433	2,577
63	0,011			
95				1,327
132	0,835	0,090	0,664	
262	0,214		0,662	
274		5,936		
349	3,146	2,311	2,090	1,891
433				0,410
675			0,015	0,006
$\Sigma\lambda$	6,4529	8,6752	6,1229	6,2108

Tabell 35: λ -verdier for TKN

Referanseenhet DMU₃₇ og DMU₃₄₉ er de mest stabile og dominerende referanseenhetene for distribusjonsnett til TKN. Disse referanseenhetene er representert med høy kopieringsfaktor (λ) i alle årene, med unntak av DMU₃₇ i 2002²⁹. TKN er blant de enhetene som ”kopierer” mest fra disse to læremestrene. Dette vil si at referansepunktet til TKN ligger relativt nærmest input-output-kombinasjonen til disse to referanseenhetene sammenlignet med andre enheter. DMU₁₃₂ er representert de tre første årene med relativt høy kopieringsfaktor (λ) i 2001 og

²⁹Som redegjort i kapittel 4 har jeg mistanke om at dette skyldes målefeil i DMU₂₇₄. Dette baserer seg på effektiviteten til DMU₂₇₄ er unormalt høy i 2002 sammenlignet med de andre årene. En analyse uten denne enheten i 2002 påviser at λ_{37} er 2,56, noe som virker mer troverdig sammenlignet med tidligere år. Jeg tror derfor at DMU₃₇ er lav på bekostning av målefeil i DMU₂₇₄.

2003. DMU₁₃₂ er ikke referanse i 2004 selv om den fremdeles er effektiv. De øvrige referanseenheter har relativt lav λ og er bare representert i en eller to perioder. DMU₃₇ og DMU₃₄₉ er derfor de beste og mest stabile læremestrene for TKN.

Ved å summere λ_j for hver periode, vil vi kunne avgjøre om TKN er for stor eller for liten med hensyn til optimal produktivitet. Dersom summen av λ -verdiene er større enn 1, betyr det at TKN er for stor i forhold til referanseenheter, mens en sum mindre enn 1 indikerer det at TKN er for liten. Er sum λ lik 1, betyr det at man er en referanseenhet og har maksimal produktivitet. Summen av λ vises på nederste linje i tabell 35. D-nettet til TKN er 6-8 ganger større enn de effektive referanseenheter. TKN har avtagende skalautbytte, noe som innebærer at selskapet har stordriftsulemper som følge av at de opererer på en for stor skala.

Når man har oppgitt effektiviteten og λ -verdiene, kan man estimere mengden av input og output som gir optimal skala. Dette punktet tilsvarer C i figur 5 i kapittel 3.2 og kalles ”Most Productive Scale Size” (MPSS). MPSS beregnes på følgende måte (Banker, 1984):

$$(14) \quad (X_{i0}^{MPSS}, Y_{r0}^{MPSS}) = \left(w_0 \frac{X_{i0} - S_{i0}^+}{\sum_{j=1}^n \lambda_j^*}, \frac{Y_{r0} + S_{r0}^-}{\sum_{j=1}^n \lambda_j^*} \right)$$

Hvor w_0 er effektiviteten, X_{i0} og Y_{i0} er observerte input og output, S_{i0}^+ er slakk i inputvariabel i , S_{r0}^- er slakk i outputvariabel r og $\sum_{j=1}^n \lambda_j^*$ er summen av λ -verdiene. MPSS for TKN er i perioden 2001 til 2004, som vist i tabell 36:

År	MPSS			
	2001	2002	2003	2004
Effektivitet	89,03 %	87,26 %	93,76 %	93,24 %
Sum λ	6,45	8,68	6,12	6,21
<u>Ressursbruk</u>				
Totalkostnad	36 253	27 357	38 689	39 152
<u>Kostnadsdrivere</u>				
Høyspent	580	437	623	611
Lvert energi - fritidsboliger	306 561	225 040	298 969	301 648
Abonnenter	9 465	7 147	10 225	10 022
Nettstasjoner	594	476	653	659
Grensesnitt	389	415	243	215
Lvert energi fritidsboliger	6 868	3 662	8 230	9 957
Skog	4 027	4 572	4 326	4 241
Helning	5 867	4 573	6 340	6 200
Vind/kyst	2	2	2	2

Tabell 36: MPSS D-nettet 2001-2004

MPSS er relativt stabil gjennom hele perioden. Totalkostnaden i MPSS har økt med ca. 3 millioner, men hvor deler av denne økningen må anses som inflasjon.

Konklusjonen blir at TKN er ineffektiv i alle årene (ca. 11 – 7 %), og ineffektiviteten kan i sin helhet forklares med at de ikke opererer på optimal skala. TKN er ca. 6 ganger større en MPSS som er et salgs vektet gjennomsnittlig referansepunkt på CRS-fronten. I teorien vil dette si at den eneste måten TKN kan bli totaleffektiv på, er å dele opp selskapet i små enheter. Dette bringer frem en del nye spørsmål: Er det teknisk mulig å gjennomføre en slik oppdeling? Hvis ikke, er det da rettferdig at de store D-nettene skal sammenlignes med de små? Er det noen faktorer som gjør de små D-nettene effektive som ikke er tatt hensyn til?

5.2 Resultater regional-/sentralnett

Fastsettelse av kostnadsnormen baseres på effektivitetsanalyser fra to separate DEA-modeller, for henholdsvis distribusjonsnett (D-nett) og regional-/sentralnett (RS-nett), som senere vektet sammen til ett effektivitetsmål. Så langt er kun resultatene fra den førstnevnte modellen presentert. I dette kapittelet presenteres resultatene for RS-nettet. DEA-modellen for RS-nettet bygger på samme prinsipper som modellen for D-nettet; Innsatsfaktorer er aggregerte kostnader (totalkostnader), mens kostnadsdriverne skal fange opp forskjeller i totalkostnader. Modellen forutsetter konstant skalautbyttet og enheter som forbedrer seg i forhold til fjoråret justeres for supereffektivitet. Resultatet og effektivitetsutviklingen basert på denne modellen presenteres i kapittel 5.2.1, mens i kapittel 5.2.2 vises konsekvensene ved

å bruke VRS. I kapittel 5.2.3 analyseres referanseenheter til TKN under begge forutsetningene.

5.2.1 Totaleffektivitet regional-/sentralnett

5.2.1.1 Totaleffektivitet 2001

Resultatet for 2001 følger i tabellen under:

RESULTAT 2001	Totaleffektivitet CRS	Justert mht. supereff.
Antall DMU'er	52	52
Antall effektive DMU'er	14	14
Gjennomsnitt	81,97 %	82,22 %
Median	83,28 %	83,28 %
Standardavvik	16,01 %	16,33 %
Max	100,00 %	106,03 %
Min	43,43 %	43,43 %
TKN	100,00 %	100,00 %
Rangering TKN	1 av 52	5 av 52

Tabell 37: Resultat regional-/sentralnett 2001

RS-nettet til TKN er 100 % effektivt i 2001, noe som innebærer at det ikke er forbedringspotensial; TKN er i MPSS-punktet.

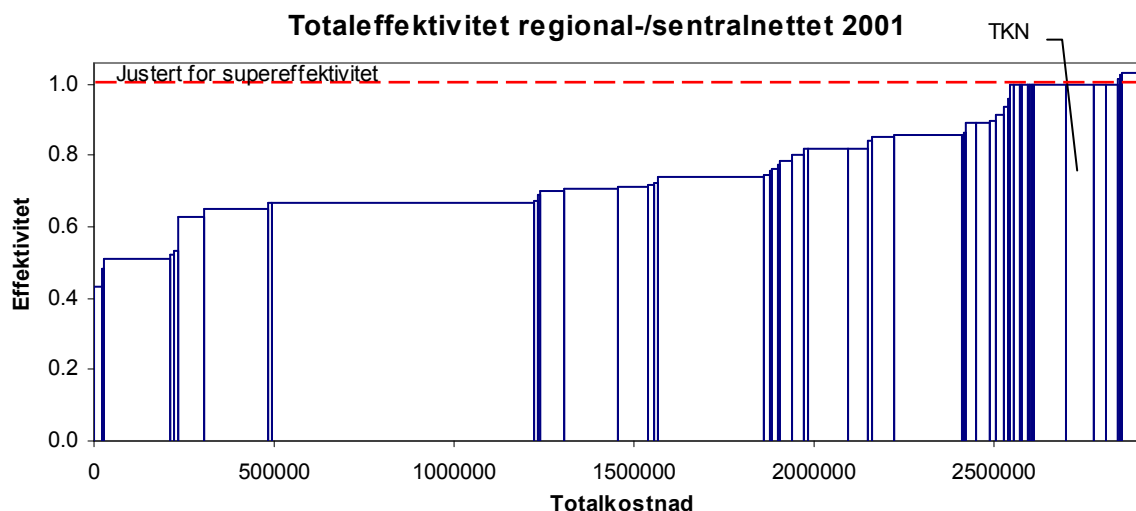
Optimal tilpasning RS-nettet 2001			
Ressursbruk	Observasjon	Pareto-optimal	Slakk
Totalkostnad	82 799	82 799	0
Kostnadsdrivere			
Nettutstrekning	17 298	17 298	0
REffekt	536	536	0
Grensesnitt	15 700	15 700	0
Sentraloppgave	11 809	11 809	0
Skog	58	58	0

Tabell 38: Optimal tilpasning RS-nettet 2001

Siden TKN er 100 % effektiv blir de rangert som nummer én sammen med 13 andre enheter; over 25 % av RS-nettene er effektive i 2001. TKN justeres ikke for supereffektivitet, noe som innebærer at de selv, eller andre enheter, var minst like produktiv i denne dimensjonen i 2000 som i 2001. Med andre ord er ikke observasjonen i 2001 på fronten når både datagrunnlaget i 2000 og 2001 inngår i referansesettet. Etter justeringen for supereffektivitet rangeres TKN

som den femte beste, noe som betyr at bare 4 av de 14 gjør det relativt bedre i 2001 enn i 2000.

Salterdiagrammet i figur 23 viser sammenhengen mellom effektiviteten og størrelsen til de ulike RS-nettene i 2001.



Figur 23: Salterdiagram totaleffektivitet regional-/sentralnett 2001

I 2001 er 14 av 52 enheter totaleffektiv, hvor TKN er en av dem. Blant disse er det både relativt små og mellomstore RS-nett. I likhet med D-nettet kan vi antyde av diagrammet i figur 23 at de største enhetene er mindre effektive sammenlignet med de relativt små. De fem største enhetene befinner seg i intervallet 50-85 %. I kapittel 5.2.2 skal vi se på hvilken effekt skalaegenskapene har på effektiviteten til de enkelte RS-nettene.

5.2.1.2 Totaleffektivitet 2002

RESULTAT 2002	Totaleffektivitet CRS	Justert mht. supereff.
Antall DMU'er	52	52
Antall effektive DMU'er	13	13
Gjennomsnitt	83,26 %	84,16 %
Median	86,39 %	86,39 %
Standardavvik	14,77 %	16,49 %
Max	100,00 %	134,43 %
Min	47,89 %	47,89 %
TKN	98,89 %	98,89 %
Rangering TKN	14 av 52	14 av 52

Tabell 39: Resultat regional-/sentralnett 2002

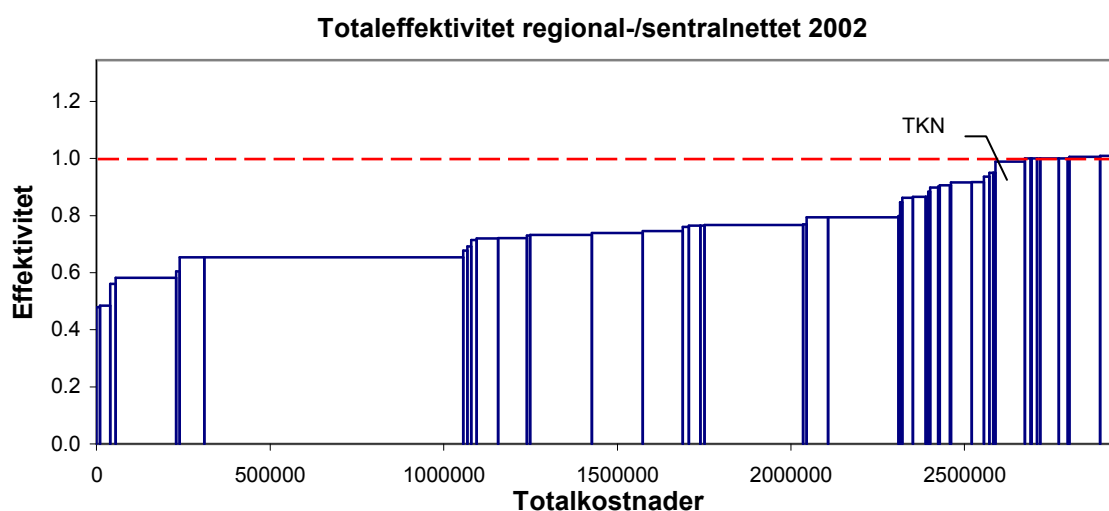
I 2002 har TKN en totaleffektivitet på 98,89 %, som er en marginal reduksjon sammenlignet med 2001. Dette utgjør et forbedringspotensial på 1,11 %, som tilsvarer i underkant av 1 million kroner.

Optimal tilpasning RS-nettet 2002			
<u>Ressursbruk</u>	Observasjon	Pareto-optimal	Slakk
Totalkostnad	84 615	83 676	0
<u>Kostnadsdrivere</u>			
Nettutstrekning	16 364	16 364	0
REffekt	536	536	0
Grensesnitt	15 700	15 700	0
Sentraloppgave	11 809	11 809	0
Skog	57	74	17

Tabell 40: Optimal tilpasning RS-nettet 2002

TKN har slakk i skogvariabelen, noe som innebærer at referanseenheterne har mindre gunstig skogvariabel (høyere kostnadsdriver), men likevel lavere kostnader. Det ytterlig forbedringspotensialet er vanskelig, om ikke umulig, å fastsette, da vi ikke har noe pris. Hva er prisen på skog?

En reduksjon i effektiviteten har medført at TKN rangeres som det 14. beste RS-nettet. En effektivitet på 98,89 % ligger betydelig over gjennomsnittseffektiviteten og median på henholdsvis 83,26 % og 86,39 %.



Figur 24: Salterdiagram totaleffektivitet regional-/sentralnett 2002

I diagrammet i figur 24 ser vi at TKN ligger tett opp til 100 %. Der er små endringer sammenlignet med 2001; det er fremdeles de små og mellomstore enhetene som er 100 % effektive, mens de store generelt er ineffektiv.

5.2.1.3 Totaleffektivitet 2003

RESULTAT 2003	Totaleffektivitet	
	CRS	Justert mht. supereff.
Antall DMU'er	53	53
Antall effektive DMU'er	12	12
Gjennomsnitt	81,17 %	82,79 %
Median	79,31 %	79,31 %
Standardavvik	15,51 %	18,08 %
Max	100,00 %	124,64 %
Min	53,83 %	53,83 %
TKN	79,31 %	79,31 %
Rangering TKN	27 av 53	27 av 53

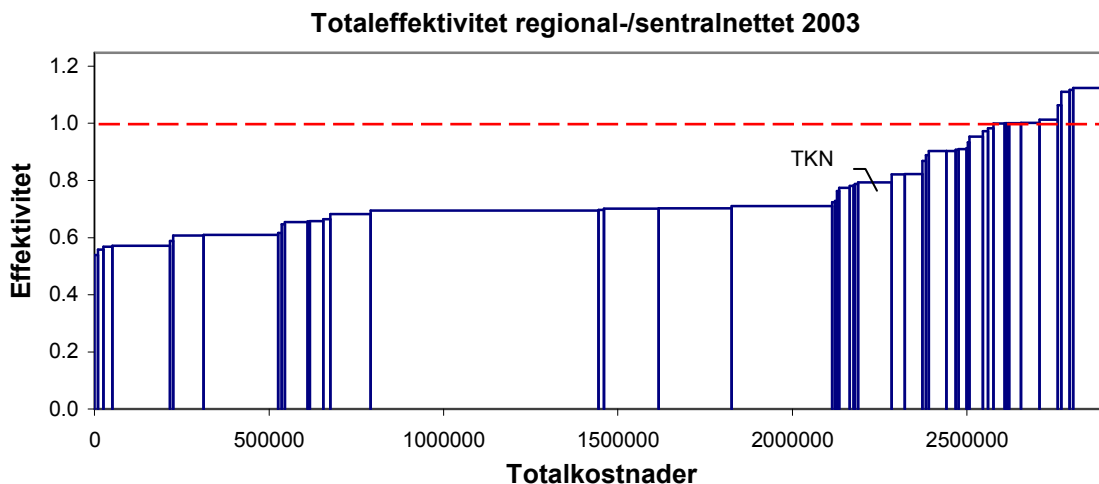
Tabell 41: Resultat regional-/sentralnett 2003

I 2003 har effektiviteten til TKN falt med neste 20 %, og er nå 2 % lavere enn gjennomsnittlig effektivitet. RS-nettet til TKN rangeres som den 27. beste og er dermed medianenheten. En effektivitet på 79,31 % utgjør et forbedringspotensialet på 20,69 %, nærmere 20 millioner kroner i sparte totalkostnader. Hovedgrunnen til at den radikale endringen skyldes trolig at totalkostnadene har økt med 13,5 % sammenlignet med 2002, mens kostnadsriveren har holdt seg stabile.

Optimal tilpasning RS-nettet 2003			
<u>Ressursbruk</u>	Observasjon	Pareto-optimal	Slakk
Totalkostnad	96 037	76 167	0
<u>Kostnadsdrivere</u>			
Nettutstrekning	16 068	16 068	0
REffekt	536	536	0
Grensesnitt	15 700	15 700	0
Sentraloppgave	11 809	11 809	0
Skog	57	176	118

Tabell 42: Optimal tilpasning RS-nettet 2003

Slakken i skogvariabelen er syvdoblet, noe som innebærer at referanseenhetenes kostnadsdriver er mindre gunstig sammenlignet med TKN. Likevel har referanseenheten betydelig lavere kostnader enn TKN.



Figur 25: Salterdiagram totaleffektivitet regional-/sentralnett 2003

Vi ser at av Salterdiagrammet i figur 25 at TKN har forflyttet seg lenger mot venstre. Når vi vet at TKN er medianenheten, kan vi tydeligere påvise sammenhengen mellom økonomisk størrelse og effektivitet. Det er like mange enheter til høyre for TKN, som det er til venstre. Likevel ligger TKN relativt langt til høyre. Det betyr at det er flere store enheter med ”lav” effektivitet representert til venstre for TKN, mens flere mindre enheter med relativ høy effektivitet er representert til høyre. De relativt store enhetene er derfor generelt mindre effektive enn de relativt små.

5.2.1.4 Totaleffektivitet 2004

RESULTAT 2004	Totaleffektivitet CRS	Justert mht. supereff.
Antall DMU'er	53	53
Antall effektive DMU'er	13	13
Gjennomsnitt	81,81 %	82,06 %
Median	79,78 %	79,78 %
Standardavvik	14,43 %	14,80 %
Max	100,00 %	107,51 %
Min	52,19 %	52,19 %
TKN	72,92 %	72,92 %
Rangering TKN	39 av 53	39 av 53

Tabell 43: Resultat regional-/sentralnett 2004

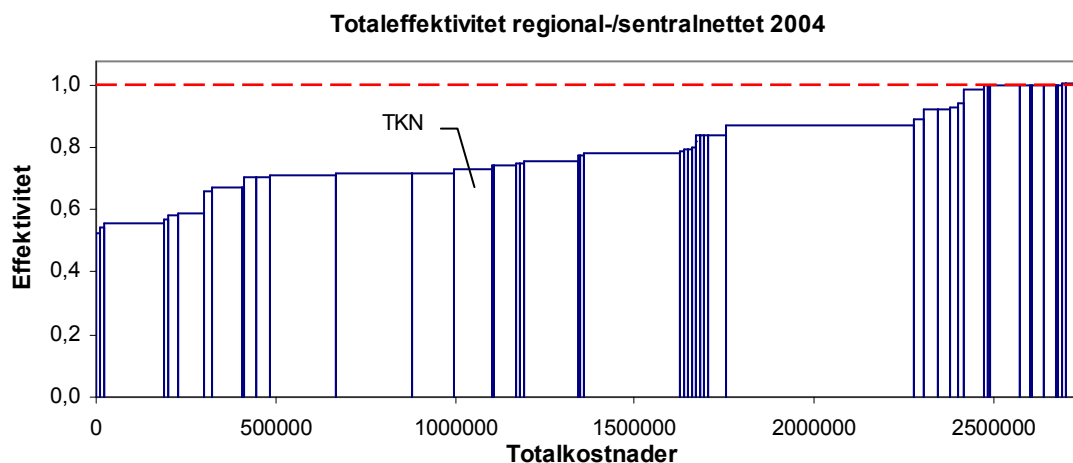
Av tabellen over ser vi at effektiviteten har falt ytterligere med 6,31 % siden forrige periode, mens gjennomsnittlig effektivitet har økt marginalt. I likhet med 2003 er årsaken til effektivitetsreduksjon trolig at kostnadene har økt med 12 %. TKN rangeres i 2004 som den

39. mest effektive, og ligger nesten 7 % under medianenheten og 9 % under gjennomsnittlig effektivitet.

Optimal tilpasning RS-nettet 2004			
<u>Ressursbruk</u>	Observasjon	Pareto-optimal	Slakk
Totalkostnad	107 296	78 240	0
<u>Kostnadsdrivere</u>			
Nettutstrekning	16 577	16 577	0
REffekt	536	536	0
Grensesnitt	15 700	15 700	0
Sentraloppgave	11 809	11 809	0
Skog	57	167	110

Tabell 44: Optimal tilpasning RS-nettet 2004

En effektivitet på 72,92 % utgjør et forbedringspotensial på 27,08 %. Det tilsvarer en mulig kostnadsbesparelse på ca. 29 millioner kroner. Sammenlignet med 2003 er det en økning på ca. 9 millioner. Slakken i skogvariabelen er tilnærmet uforandret i forhold til 2003.



Figur 26: Salterdiagram totaleffektivitet regional-/sentralnett 2004

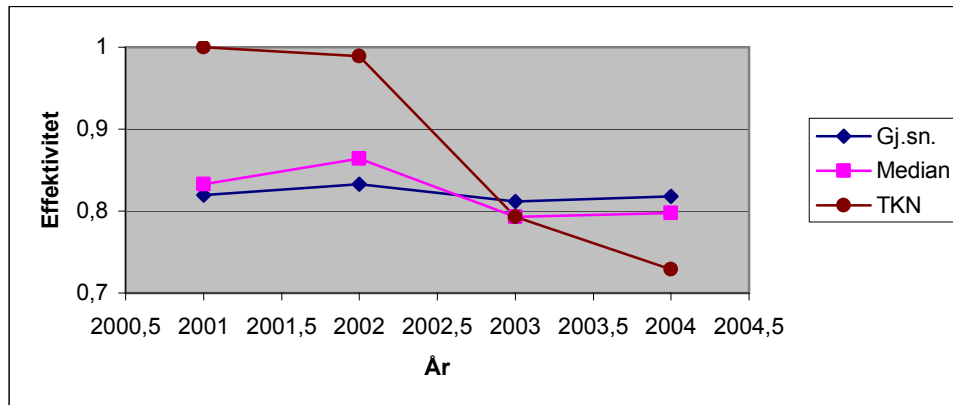
Av diagrammet i figur 26 ser vi ikke store endringer sammenlignet med 2003. TKN er som nevnt ovenfor, blitt mer ineffektiv og forflytter seg lengre mot venstre. I tillegg kan det være verdt å merke seg at den største enheten, Hafslund, har hatt en betydelig effektivitetsøkning det siste året.

5.2.1.5 Effektivitetsutviklingen 2001-2004

Basert på de årlige analysene kan vi oppsummere resultatene i tabellen under:

År	BRANSJEN			TKN	
	Gj.sn. eff.	Median	Standardavvik	Eff.	Rangering
2001	81,97 %	83,28 %	16,01 %	100,00 %	1
2002	83,26 %	86,39 %	14,77 %	98,89 %	14
2003	81,17 %	79,31 %	15,51 %	79,31 %	27
2004	81,81 %	79,78 %	14,43 %	72,92 %	39

Tabell 45: Oppsummering regional-/sentralnett 2001-2004



Figur 27: Effektivitetsutvikling regional-/sentralnett 2001 til 2004

TKN har hatt en samlet effektivitetsreduksjon på over 27 % i perioden 2001 til 2004. Dette er bekymringsfullt tatt i betraktning at gjennomsnittlig effektivitet har holdt seg stabil. En av årsakene til at utviklingen har gått i denne retningen finner vi ved å undersøke endringen i faktorene:

År	Total-kostnader	Nettut-strekning	Transp. effekt	Grensesn.	Sentral-oppgave	Skog	Effektivitet
2001	82799	17298	536	15700	11809	58	100.00%
2002	84615	16364	536	15700	11809	57	98.89%
2003	96037	16068	536	15700	11809	57	79.31%
2004	107296	16577	536	15700	11809	57	72.92%
Endring '01-'04	24497	-721	0	0	0	-1	-27%
endring i %	30%	-4%	0%	0%	0%	-1%	-27%
Gj.sn. årlig endring	9%	-1%	0%	0%	0%	0%	9%

Tabell 46: Endring i totalkostnader og kostnadsdrivere

Totalkostnadene har økt med 30 %, mens kostnadsdriverne har holdt seg stabil. Dette innebærer at produktivitetsindeksen er redusert. Ut fra et teoretisk standpunkt kan man ikke uten videre si at dette er årsaken siden produktiviteten til TKN skal sammenlignes med best produktivitet. Men det er likevel naturlig å anta at dette er hovedårsaken til den radikale effektivitetsendringen.

Årsaken til at totalkostnadene har økt så mye bringer frem flere spørsmål uten klare svar. Er det sammenheng mellom kostnadsendringene mellom RS-nettet og D-nettet? I 2003 har totalkostnadene i RS-nettet økt med ca. 11,5 millioner kroner, mens totalkostnaden i D-nettet er redusert med ca. 18 millioner kroner (jfr. tabell 4). Kan det skyldes feil fordeling av kostnader mellom nettnivåene? Derimot ser vi ingen lignende sammenheng i 2004, hvor totalkostnadene har økt i begge nettnivåene. En annen interessant observasjon er at justeringsparametere i 2002 er relativt lavt sammenlignet med øvrige år. Justeringsparametere for 2001 til 2004 følger i tabellen under:

	2001	2002	2003	2004
Årets tilgang	52 254	81 879	57 642	139 762
JP	6 112	9 577	6 742	16 347

Tabell 47: Justeringsparameter 2001 - 2004

Justeringsparametere skal, som vist i ligning (1.2), justere for nåverditapet nettselskapene har på grunn av tidsetterslepet; inntektsstrømmen (i form av inntektsramme) er forsinket i forhold til kostnadsstrømmen. Siden justeringsparametere er lavt i 2003, er det lite trolig at kostnadsøkningen skyldes økte avskrivninger og kapitalkostnader som følge av investeringer. Derimot er justeringsparametere i 2004 veldig høyt, noe som kan forklare økningen i totalkostnaden dette året. Ifølge Troms Kraft Nett AS ble det foretatt store investeringer i RS-nettet dette året. Det er viktig å understreke at det er det totale justeringsparametere som oppgis i datagrunnlaget, og vi vet ikke hvor stor del av investeringen som tilfaller de ulike nettnivåene. En nærmere undersøkelse av justeringsparametere vil derfor være av interesse for TKN.

Relativ effektivitetsendring

På samme måte som ved distribusjonsnett kan man finne den relative effektivitetsutviklingen ved å konstruere en felles front bestående av observasjoner for hele fireårsperioden³⁰. Man kan da avdekke om effektivitetsreduksjon skyldes at TKN er blitt dårligere, eller om referansebedriftene er blitt bedre.

³⁰ Svakheten er i likhet med distribusjonsnett at avskrivningene er inflasjonsjustert.

År	Gj.sn. totaleffektivitet	Totaleff. TKN
2001	75.47%	90.06%
2002	76.12%	88.17%
2003	80.23%	79.31%
2004	80.14%	71.76%

Tabell 48: Relativ effektivitet

Ut fra tabell 48 ser vi at den relative effektivitetsreduksjonen til TKN faktisk er ca. 18 %, noe som ikke er påvist tidligere i analyse. Dette innebærer at den tidligere påviste effektivitetsreduksjon på 27 % både skyldes at TKN har forverret seg (ca. 18 %), men også at den relative effektiviteten til referanseenhetene er økt (ca. 9 %). Relativ gjennomsnitteffektivitet har økt med ca. 5 %, noe som betyr at referanseenhetene til TKN har økt mer enn gjennomsnittet.

Korrelasjon mellom periodene

Dersom det ikke er konsistens mellom periodene, er det vanskelig å foreta beslutninger på bakgrunn av resultatene som er presentert ovenfor. Til forskjell fra D-nettet er det ikke like mange observasjoner i alle årene. I 2001 og 2002 er det 52 observasjoner, mens det er 53 observasjoner i 2003 og 2004. For å finne korrelasjonen er derfor observasjonen som kun er representert i de to siste årene, fjernet (DMU₅₀₃). Korrelasjonen mellom perioden følger i tabellen under:

	Periode 1	Periode 2	Periode 3	Periode 4
Periode 1	1			
Periode 2	0.6141	1		
Periode 3	0.7640	0.5300	1	
Periode 4	0.6390	0.4092	0.8203	1

Tabell 49: Rangkorrelasjon mellom periodene

Resultatene viser at det ikke er like høy konsistens som i D-nettet, med unntak av korrelasjonen mellom periode 3 og 4. Dette er et tegn på at RS-nettet ikke er like stabilt som D-nettet. Det som er verdt å merke seg, er at korrelasjon mellom periode 1 og periode 3 er høyere enn det er i de fleste ettårsintervallene. Vi ser også at periode 2 har relativt lav korrelasjon uansett hvilken periode den sammenlignes med. Dette indikerer at periode 2 skiller seg ut i forhold til de andre periodene, og ikke er et like godt basisår for å ta trygge beslutninger. Basert på korrelasjonsmatrisen, er 2003 og 2004 de beste basisårene for å ta trygge beslutninger.

5.2.1.6 Sensitivitetsanalyse regional-/sentralnett

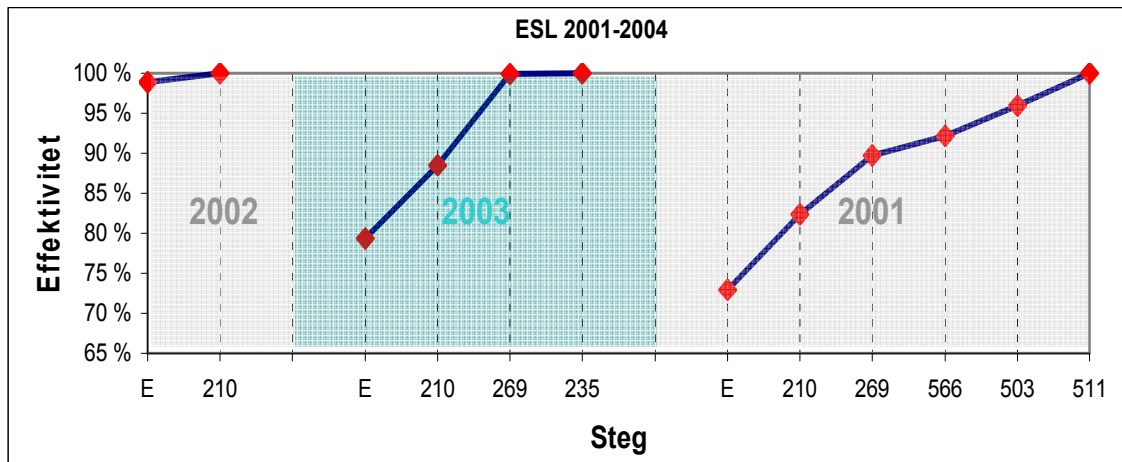
Efficiency Stepladder er en praktisk metode for å måle hvor robust effektivitetsestimaterne er. Hovedideen er å undersøke DMU'ens sensitivitet i forhold til å sekvensielt ekskludere enhetens mest innflytelsesrike læremester. En ESL-analyse kan avdekke hvilke referanseenheter som har størst betydning for effektivitetsestimater til TKN. Dette vil gi informasjon om hvor robust effektivitetsestimater er i forhold til eventuelle målefeil som medfører at læremesteren ligger utenfor det virkelige produksjonsmulighetsområdet.

DMU	2002		2003		2004		Gjennomsnitt
	Endr. eff.	Steg	Endr. eff.	Steg	Endr. eff.	Steg	
210	1,10%	1	9,20%	1	9,50%	1	6,60%
269			11,40%	2	7,30%	2	9,35%
235			0,10%	3			0,10%
566					2,50%	3	2,50%
503					3,70%	4	3,70%
511					4,10%	5	4,10%
Sum	1,10%		20,70%		27,10%		
Gj.sn. pr steg	1,10%		6,90%		5,42%		

Tabell 50: ESL-analyse regional-/sentralnett 2001 - 2004

I 2002 må TKN ekskludere én enhet for å komme på fronten, noe som ikke er unaturlig tatt i betraktning at effektiviteten nesten er 100 %. I 2003 og 2004 må TKN ekskludere henholdsvis tre og fem læremestere før de er på CRS-fronten. Den gjennomsnittlige effektivitetsendringen per steg er 6,9 % og 5,42 % i henholdsvis 2003 og 2004. Sammenlignet med D-nettet, hvor gjennomsnittlige effektivitetsendring per steg er ca. 2 %, må effektivitetsestimater til RS-nettet anses for å være mindre robust³¹. Det som kanskje er mest bekymringsverdig, er at TKN er spesielt sensitiv de to første stegene. Dette er illustrert i figur 28:

³¹ En naturlig årsak til dette er at det er langt flere enheter og variabler i D-nettet enn i RS-nettet.



Figur 28: Effektivitetskurve 2001 - 2004

E viser effektiviteten til TKN før man begynner å ekskludere enheter, mens de øvrige tallene på X-aksen viser hvilken DMU som ekskluderes i hvert steg. Jo brattere helningen er, jo mindre robust er effektivitetsestimateret til TKN. Vi ser at effektivitetskurven til TKN er relativt bratt i de to første stegene i 2003 og 2004. I 2003 er effektivitetskurven så å si på fronten etter de to første ekskluderingene; effektiviteten øker med over 20 %. Dersom disse to læremestrene ligger utenfor det virkelige produksjonsmulighetsområdet (dvs. innehar målerfeil eller utvalgsfeil), vil det ha store konsekvenser for effektiviteten til TKN. Effektivitetskurven er ikke like bratt i 2004 som i 2003, men effektiviteten må likevel anses for å være lite robust.

Det som er verdt å merkes seg er at de to mest innflytelsesrike læremestrene, DMU_{210} og DMU_{269} , har noenlunde samme betydning i de to siste årene. Innflytelsen er relativt stabil og det gir en liten trygghet om at enhetene ikke innehar målefeil. I så fall må man vurdere sannsynligheten for at læremestrene ligger utenfor det virkelige produksjonsmulighetsområdet i begge periodene.

Jeg vil understreke at selv om effektivitetsestimateret ikke er robust, betyr det ikke at effektiviteten er feil. Poenget er at effektivitetsscoren til TKN er sensitiv for eventuelle målefeil hos læremestrene.

5.2.2 Teknisk effektivitet – variabelt skalautbytte

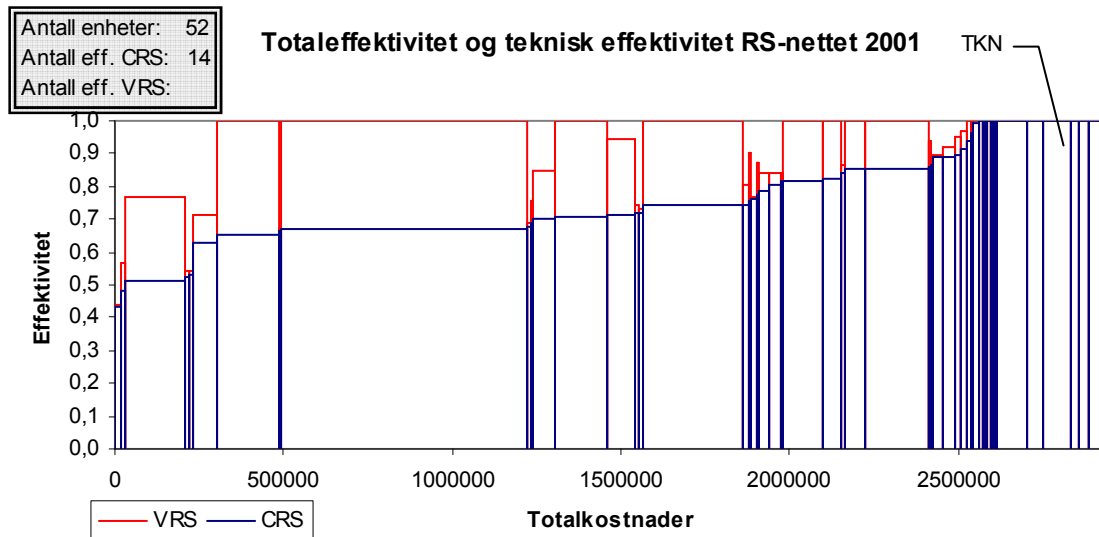
I denne delen av oppgaven skal vi undersøke hvor stor del av ineffektiviteten som skyldes størrelsen på RS-nettet. Resultatene fra kapittel 5.2.1 baserer seg på modellen som brukes i beregningen av kostnadsnormen. Totaleffektiviteten som fremkommer ved å bruke CRS, tar ikke hensyn til skalaineffektivitet. Vi har tidligere sett at de relativt store enhetene er ineffektive, og det er derfor interessant å kartlegge om ineffektiviteten skyldes skalaegenskaper eller om det er ren teknisk ineffektivitet. Tabellen under oppsummerer resultatene fra analysen av RS-nettet:

År		Totaleffektivitet	Teknisk effektivitet	Skalaeffektivitet
2001	Antall effektive enh.	14	25	
	Bransjegjennomsnitt	81,97 %	88,96 %	92,28 %
	TKN	100,00 %	100,00 %	100,00 %
2002	Antall effektive enh.	13	26	
	Bransjegjennomsnitt	83,26 %	91,33 %	91,17 %
	TKN	98,89 %	100,00 %	98,89 %
2003	Antall effektive enh.	12	25	
	Bransjegjennomsnitt	81,17 %	88,74 %	91,74 %
	TKN	79,31 %	94,86 %	83,61 %
2004	Antall effektive enh.	13	22	
	Bransjegjennomsnitt	81,81 %	88,64 %	92,37 %
	TKN	72,92 %	81,36 %	89,63 %

Tabell 51: Gjennomsnittlig totaleffektivitet, teknisk effektivitet og skalaeffektivitet

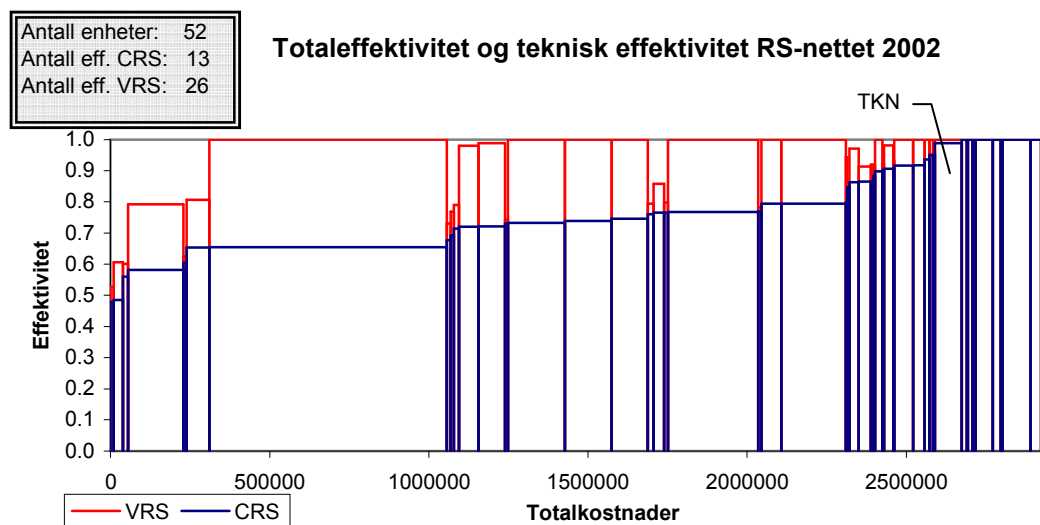
Bransjegjennomsnittet er relativt stabil under begge forutsetningene, både med hensyn til effektivitet og antall effektive enheter. TKN har derimot hatt en betydelig reduksjon både ved bruk av CRS og VRS. I D-nettet ble det påvist at ineffektiviteten til TKN i sin helhet skyldes skalaøkonomi. Dette er ikke tilfelle for RS-nettet. I 2003 og 2004 beror totalineffektiviteten også på ren teknisk ineffektivitet. Det vil si ineffektivitet som ikke kan bortforklares med nettets størrelse.

Diagrammene i figur 29 - 32 fremstiller effektiviteten til alle RS-nett i perioden 2001 til 2004. Den blå linjen viser effektiviteten under forutsetning av CRS, slik reguleringsmodellen bygger på, mens den røde linjen viser effektiviteten ved VRS. Rammen øverst i venstre hjørne viser antall effektive enheter ved bruk av CRS og VRS.



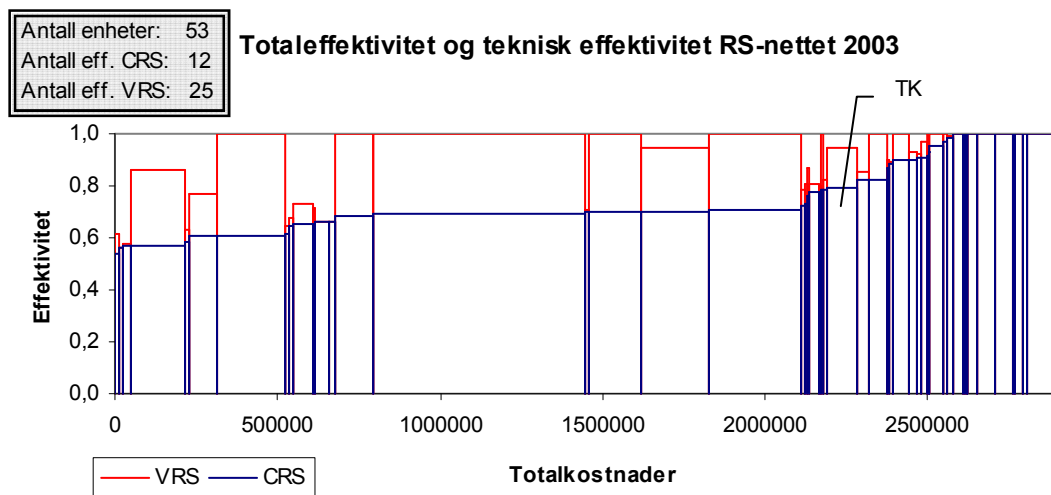
Figur 29: Salterdiagram – TE_{CRS} og TE_{VRS} 2001

I 2001 er nesten 50 % av enhetene teknisk effektiv når vi antar VRS. Stort sett alle de relativt store DMU'ene blir effektive, mens nesten ingen av de relativt små blir effektive. Ineffektiviteten til de store enhetene, som er påvist tidligere, skyldes dermed skalaegenskaper. Siden TKN er effektiv under begge forutsetningene, er skalaeffektiviteten lik 100 %.



Figur 30: Salterdiagram – TE_{CRS} og TE_{VRS} 2002

Også i 2002 ser vi at de store DMU'ene blir effektive når man antar VRS. RS-nettet til TKN blir effektiv når de sammenlignes med andre av samme størrelse. Skalaeffektivitet til TKN er dermed 98,89 %, noe som innebærer at det marginale forbedringspotensialet ligger i å utnytte skalaen bedre.

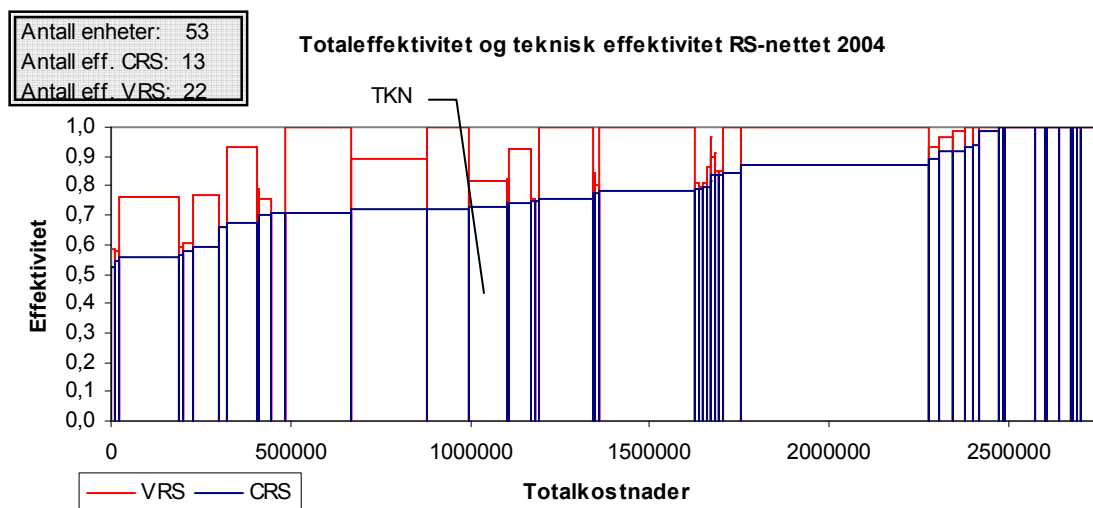


Figur 31: Salterdiagram – TE_{CRS} og TE_{VRS} 2003

I 2003 er ikke TKN effektiv når man forutsetter VRS slik de var i 2002. Skalaeffektiviteten til TKN er 83,61 %:

$$SE^{TKN} = \frac{TE_{CRS}^{TKN}}{TE_{VRS}^{TKN}} = \frac{79,31\%}{94,86\%} = 83,61\%$$

TKN kan redusere dagens totalkostnader med 20,69 %, dvs. kr 19 870 000. Dette kan gjøres ved å først redusere sløsingen med 5,14 % av dagens forbruk, tilvarende kroner 4 936 000. TKN kan ytterligere redusere totalkostnadene med 16,39 %, kr. 14 931 000, ved å forbedre skalaøkonomien. Den største delen av forbedringspotensialet ligger dermed i skalaegenskaper; oppdeling av nettet. I likhet med foregående år er de største enhetene effektive når VRS antas.



Figur 32: Salterdiagram – TE_{CRS} og TE_{VRS} 2003

I 2004 oppnår TKN en teknisk effektivitet på 81,36 %. Dette er en nedgang på 13,5 % sammenlignet med 2003. Skalaeffektiviteten til TKN er:

$$SE^{TKN} = \frac{TE_{CRS}^{TKN}}{TE_{VRS}^{TKN}} = \frac{72,92\%}{81,36\%} = 89,63\%$$

Skalaeffektiviteten har økt med 6 %, noe som innebærer at CRS-kurven og VRS-kurven ligger nærmere hverandre i 2004 enn i 2003. Det betyr at en mindre andel av ineffektiviteten til TKN kan forklares med selskapets størrelse. TKN har et totalt forbedringspotensial på kr. 29 056 000. Det kan oppnås ved å først redusere sløsing med 18,64 %, 20 millioner kroner. I tillegg kan TKN redusere totalkostnaden ytterligere med 10,37 %, kr. 9 056 000, ved å forbedre skalaøkonomien. I motsetning til 2003 ser vi at mesteparten av ineffektivitet skyldes sløsing og ikke TKN's størrelse.

5.2.3 Analyse av referanseenheter til TKN's RS-nett

Til forskjell fra distribusjonsnett er ikke RS-nettet til TKN effektivt i alle perioder når man anvender VRS. Det vil si at TKN har et forbedringspotensialet i 2003 og 2004 som ikke kan forklares med virksomhetens størrelse. Det kan derfor være nyttig først å analysere referanseenheter på VRS-fronten i 2003 og 2004, og deretter analysere referanseenheter som danner referansepunktet på CRS-fronten. Referanseenheter på VRS-fronten har samme skalaegenskaper som TKN og kan være viktige læremestere i prosessen med å redusere overforbruket som ikke skyldes størrelsen.

Referanseenheter ved VRS skaper referansepunktet på VRS-kurven (tilsvarende A_I^V i figur 5), mens referanseenheter ved CRS skaper referansepunktet på CRS-kurven (tilsvarende A_I^C i figur 5). Referanseenheter til TKN, forutsatt VRS, følger i tabellen under:

DMU	2003	2004
86		0,164
210	0,454	0,414
215	0,093	
219	0,184	0,254
311		0,102
536	0,224	
675	0,045	0,066
SUM λ	1,00	1,00

Tabell 52: λ -verdier for TKN - VRS

DMU₂₁₀ og DMU₂₁₉ er de mest stabile og dominerende referanseenheter til TKN's RS-nett. Disse enhetene er representert i begge periodene med relativt høy λ -verdier, noe som innebære at kostnad/kostnadsdriver-kombinasjonen til TKN er mest lik kombinasjonen til disse enhetene. Begge enhetene er også effektive under antakelse av CRS (og dermed VRS) i hele perioden 2001 til 2004. Dette gjør DMU₂₁₀ og DMU₂₁₉ til stabile og interessante referanseenheter for TKN. En nærmere undersøkelse av disse enhetene kan gi svaret på hvorfor TKN har hatt et overforbruk på 4,9 og 20 millioner kroner i henholdsvis 2003 og 2004.

Referanseenheter under forutsetning av CRS er interessante med hensyn på å forbedre skalaegenskapene, dvs. hvilken størrelse er den optimal for TKN:

DMU	2001	2002	2003	2004
TKN	1			
86			1,739	1,798
93		1,674		
132		1,868		0,255
210		0,407	0,538	0,525
275		0,764	0,030	
625			1,289	0,883
SUM λ	1	4,713	3,596	3,460

Tabell 53: λ -verdier for TKN - CRS

DMU₂₁₀ er den eneste referanseenheter som er representert i alle årene, men med relativt lav kopieringsfaktor (λ -verdi). Som tidligere nevnt er også DMU₂₁₀ en aktuell læremester når man antar VRS. DMU₈₆ og DMU₆₂₅ har størst innvirkning på referansepunktet til TKN de to siste årene. DMU₂₁₀, DMU₈₆ og DMU₆₂₅ er derfor de beste og mest stabile læremestrene for TKN. En grundigere undersøkelse av produksjonsprosessen til disse enhetene er derfor av interesse for TKN.

Summen av λ -verdiene er i perioden 2002 til 2004 over 1, noe som betyr at TKN er for stor i forhold til optimal skala (stordriftsulemper). Summen av λ -verdiene synker fra 4,7 i 2002 til 3,5 i 2004. Dette er en indikasjon på at størrelsen til TKN går sakte i retning av optimal størrelse. Til tross for at optimal skala går i riktig retning, har effektiviteten til TKN falt.

Når man kjenner effektiviteten og λ -verdiene, kan man beregne ”Most Productive Scale Size” (MPSS). MPSS for perioden 2001 til 2004 følger i tabellen 54:

MPSS				
År	2001	2002	2003	2004
Effektivitet	100,00 %	98,89 %	79,31 %	72,92 %
Sum lambda	1,00	4,71	3,60	3,46
<u>Ressursbruk</u>				
Totalkostnad	82 799	17 754	21 182	22 610
<u>Kostnadsdrivere</u>				
Total-kostnader	82 799	17 754	21 182	22 610
Nettut-strekning	17 298	3 472	4 468	4 790
Transportert effekt	536	114	149	155
Grensesnitt	15 700	3 331	4 366	4 537
Sentral-oppgave	11 809	2 505	3 284	3 413
Skog	58	16	49	48

Tabell 54: MPSS RS-nettet 2001 til 2004

Siden TKN er totaleffektiv i 2001 opererer de på optimal skala. I perioden 2002 til 2004 har MPSS økt, både med hensyn til totalkostnaden og kostnadsdriverne.

Konklusjonen blir dermed at RS-nettet til TKN er effektiv i 2001 og tilnærmet effektiv i 2002. De to siste årene falle effektiviteten mye. I 2003 kan den største delen av ineffektiviteten forklares med nettets størrelse, mens i 2004 skyldes ineffektiviteten i hovedsak sløsing av innsatsfaktorer; totalkostnadene er for høye sammenlignet med enheter av samme størrelse. Sammenlignet med D-nettet, hvor ineffektiviteten i sin helhet skyldes størrelsen, har RS-nettet muligheter til å øke effektiviteten uten å endre størrelsen på nettet. Når det gjelder forbedring av skalaegenskapene stiller jeg de samme spørsmålene som under D-nettet; TKN er 3 – 5 ganger større enn MPSS. Er det teknisk mulig å gjennomføre en slik oppdeling uten at effektiviteten reduseres? Er det rettferdig at de store enhetene skal sammenlignes med de små? Hva er det som gjør at de små enhetene opererer på optimal skala?

6 BETYDNING AV GEOGRAFIVARIABLER

Denne delen av oppgaven har som formål å undersøke hvilke betydning geografivariablene har på forskjellene i effektiviteten til de ulike nettvirksomhetene. Undersøkelsen tar utgangspunkt i en totrinns-metode, slik det er redegjort for i kapittel 3.6. Totrinnsanalyse brukes til å finne årsaker til variasjon i effektiviteten. Navnet kommer av at man i første trinn beregner effektivitetsestimaterne ved hjelp av DEA og i andre trinn estimerer en regresjon på mulige forklaringsvariabler. I modellene som er foreslått av NVE, er forklaringsvariablene allerede inkludert. Dette betyr at effektivitetsestimaterne allerede har tatt hensyn til disse forklaringsvariablene. Mitt formål med denne analysen blir derfor å se om geografivariablene kan forklare forskjellen i effektiviteten til de ulike D-nett og RS-nett. I første trinn beregner jeg effektiviteten uten geografivariabler. Deretter bruker jeg differansen mellom dette effektivitetsmålet og effektiviteten med geografivariablene som avhengig variabel i en ordinær regresjon (OLS), der geografivariablene er uavhengige variabler.

6.1 Distribusjonsnett

Alle D-nett fra DEA-analysen inngår i datagrunnlaget i regresjonsanalysen, dvs. 131 distribusjonsnett i fire år = 524 observasjoner. Deskriptiv statistikk over variablene følger i tabellen under:

	Effektivitetsdiff.	Skog	Helning	Vind/kyst
Gjennomsnitt	6,66 %	11 019	6 041	7
Median	2,98 %	4 193	2 875	1
Standardavvik	9,06 %	22 279	9 216	15
Max	46,12 %	126 517	61 218	101
Min	0,00 %	0	184	0

KORRELASJON		Skog	Helning	Vind/kyst
Skog		1		
Helning		0,891	1	
Vind/kyst		0,251	0,369	1

Tabell 55: Deskriptiv statistikk D-nettet

Standardavviket må anses for å være svært høyt i alle variablene, noe som innebærer at variablene har stor spredning rundt gjennomsnittet. Det verdt å merke seg den store spredningen i effektivitetsdifferansen. I gjennomsnitt medfører inkludering av geografivariablene en effektivitetsøkning på ca. 3 %, men virkningen for det enkelte nett er

svært varierende. En annen interessant observasjon er at det er høy korrelasjon mellom skog og helning. Dette innebærer at variablene forklarer den samme variasjonen i datasettet, og bør derfor ikke inngå i samme modell.

Regresjonsmodellen som brukes til å forklare forskjellen i effektiviteten til D-nettet er som følger:

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \beta_3 X_3$$

Hvor: Y – differansen mellom effektivitetsestimater med geografivariabler og effektivitetsestimater uten geografivariabler.

X₁ – observert skog for enhet j

X₂ – observert helning for enhet j

X₃ – observert vind/kyst for enhet j

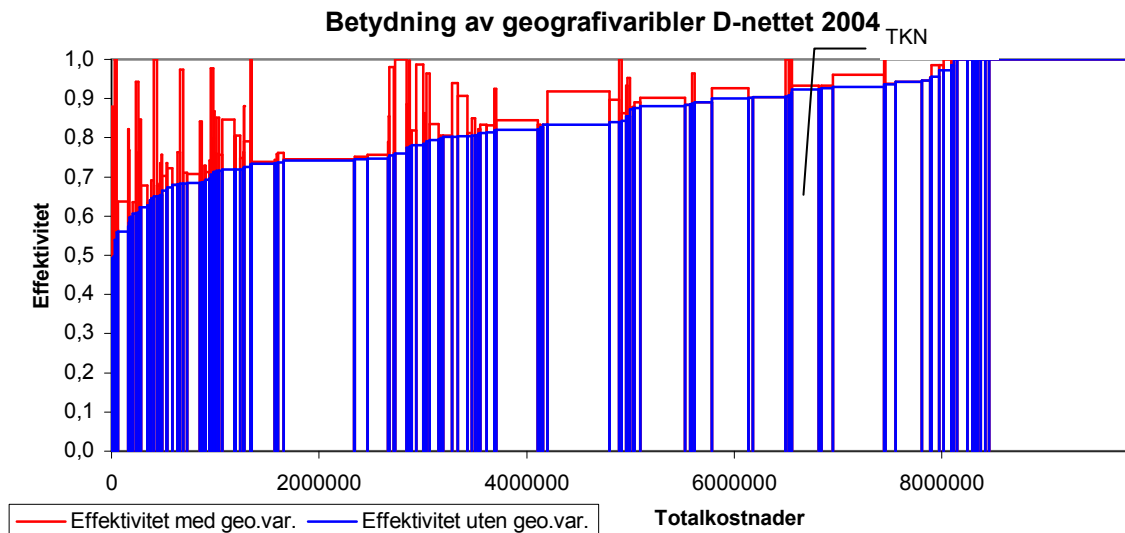
	Koeffisienter	Standardfeil	t-Stat	P-verdi	R-kvadrat	F	Signifikans-F
Skjæringspunkt	6.5694	0.4555	14.4240	0.0000	0.1318	26.3115	0.0000
Skog	0.0001	0.0000	2.2439	0.0253			
Helning	-0.0004	0.0001	-4.3639	0.0000			
Vind/kyst	0.2303	0.0269	8.5728	0.0000			

Tabell 56: Regresjonsanalyse D-nettet

Alle geografivariablene er signifikant forskjellig fra null dersom man forutsetter et signifikansnivå på 5 %. Det betyr at alle variablene har betydning for variasjon i effektiviteten. R² er bare 0,1318 og antyder at 13 %³² av variasjonen i effektivitetsdifferansen er forklart av skog, helning og vind/kyst. F-verdien er høy. Det forteller oss at estimatene ("overall") er signifikant, samtidig som den også sier at R² er signifikant (Signifikans-F er lavere enn signifikansnivået).

Selv om geografivariablene bare forklarer 13 % av variasjonene i effektivitetsdifferansen, har geografivariablene store betydninger for enkelte D-nettet. Figur 33 illustrerer betydningen av geografivariablene i år 2004. De øvrige årene viser i stor grad de samme effektene som 2004.

³² Det har vært forsøkt ulike funksjonelle former på regresjonen, uten at det har gitt betydelige forskjeller.



Figur 33: Salterdiagram – betydningen av geografivariablene D-nettet

Geografivariablene har svært lite betydning for TKN. Det er tidligere avdekket slakk i helningsvariabelen til TKN, noe som innebærer at helning ikke har betydning for effektiviteten; skyggeprisen er lik null. Den lille økningen TKN får ved å inkludere geografivariablene, skyldes dermed skog og vind/kyst.

Det interessante er at de enhetene som er minst effektiv uten geografivariablene tjener mest på at geografivariablene inkluderes. Det mest ekstreme tilfeller er en økning på over 46 %. Denne korrigeringen av effektiviteten betyr at dette distribusjonsnett har kostnader hvor 46 % skyldes geografiske forhold. Vi ser også at det er de relativt små enhetene som har den største økningen, mens geografivariablene har liten innvirkning på de relativt store enhetene. Inkludering av geografivariablene favoriserer dermed relativt små distribusjonsnett.

6.2 Regional-/sentralnett

I likhet med distribusjonsnett inngår alle observasjoner fra DEA-analysen i datagrunnlaget, dvs. 210 observasjoner. I DEA-modellen til RS-nettet inngår kun en geografivariabel. Deskriptiv statistikk over variablene følger i tabellen under:

	Effektivitetsdiff.	Skog
Gjennomsnitt	2,20%	44,36
Median	0,00%	11,99
Standardavvik	6,78%	65,28
Max	47,85%	275,83
Min	0,00%	0,00

Tabell 57: Deskriptiv statistikk RS-nettet

Standardavviket for både den avhengige - og uavhengige variabelen må anses for å være høyt, noe som innebærer stor variasjon rundt gjennomsnittet. Det som er verdt å merke seg er at medianen til den avhengige variabelen er null. Dette er en indikasjon på at skogvariabelen har ingen betydning for de fleste RS-nett.

Regresjonsmodellen er som følger:

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X_1$$

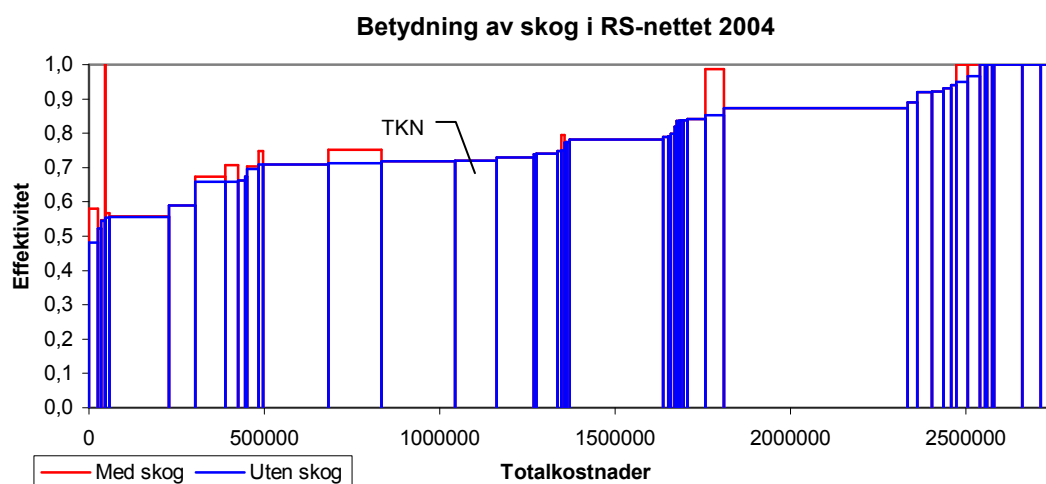
Hvor: Y – differansen mellom effektivitetsestimert med geografivariabler og effektivitetsestimert uten geografivariabler.

X₁ – observert skog for enhet j

	Koeffisienter	Standardfeil	t-Stat	P-verdi	R-kvadrat	F	Signifikans-F
Skjæringspunkt	2.2807	0.5674	4.0198	0.0001	0.0003	0.0598	0.8071
Skog	-0.0018	0.0072	-0.2445	0.8071			

Tabell 58: Regresjonsanalyse RS-nettet

Vi ser at skogvariablene ikke er signifikant forskjellig fra null. R² er veldig lav og ikke signifikant. I diagrammet under ser vi betydningen av skogvariabelen i 2004.



Figur 34: Salterdiagram – betydningen av skogvariabel RS-nettet

Til forskjell fra D-nettet har generelt geografivariabelen lite betydning for det enkelt RS-nettet. Det finnes likevel unntak; for en av de minst effektive enhetene, øker effektiviteten med nesten 50%. Skog har ingen betydning for RS-nettet til TKN (skyggeprisen er null).

7 SVAKHETER MED MODELLEN

Det er rettet en del kritikker mot reguleringsmodellen, både med hensyn på DEA-modellene og elementer som ligger utenfor effektivitetsanalysen. I dette kapittelet blir det kun redegjort for en del av kritikken som har vært rettet mot effektivitetsanalysen.

Et moment som er kommet frem er at DEA-modellene er vanskelig å bruke som verktøy til å fatte beslutninger som skal effektivisere driften. Dette er en kritikk jeg i stor grad vil si meg enig i. Siden ressursbruket er aggregert til en inputvariabel (totalkostnaden) er det vanskelig å forklare hva en eventuell ineffektivitet skyldes, bortsett fra hvor mye totalkostnaden kan reduseres. Den sier ikke noe om hva som gjør totalkostnadene høye. Sagt på en annen måte; Vi vet ikke om dette skyldes høye kapitalkostnader, drifts- og vedlikeholdskostnader, personalkostnader osv. På en annen side har modellen den fordelen at eventuelle feilføringer av kostnader ikke påvirker effektiviteten til det enkelte nettselskapet, da alle postene samles i samme sekk. Dette gjør modellen mer robust, men samtidig svekker den et viktig insentiv med modellen; hvordan skal nettselskapene bli mer effektiv.

Enkelte nettvirksomheter, blant annet BKK Nett AS (Skår, 2006), foreslår å skille oppgavene fra hverandre og etablere normkostnad for hver deloppgave. Etter min mening tror jeg dette styrker forklarbarheten i forbindelse ved eventuell ineffektivitet, men vil trolig bli svært krevende å håndtere.

Jeg mener også det er en svakhet at ressursbruken måles i økonomisk verdi ($x_i \cdot w_i$) istedenfor faktorverdi (x_i). Dette gjør det i tillegg vanskelig å avdekke om ineffektiviteten skyldes overforbruk av innsatsfaktorer eller om det er faktorprisen som er høy.

En annen svakhet med den foreslåtte DEA-modell er, etter min mening, at den ikke tar hensyn til selskapenes størrelse. Bransjen er preget av et stort antall nettvirksomheter, hvor mange er svært små. I NVE-dokument 4/2004, "*Prinsipper for regulering av nettvirksomhetens inntekter*" (Karlsen, 2004), antyder man at deler av effektivitetspotensialet i bransjen trolig vil kunne realiseres gjennom stordriftsfordeler. Derimot viser resultatene som er presentert i kapittel 5 at det generelt sett ikke er fordelaktig å være stor (stordriftsulemper). Dette innebærer at enten er antydningene i overnevnte dokument feilslått eller så må man stille seg

spørsmålet om modellen virkelig viser reell effektivitet. Hvis det siste alternativet er gjeldende, medfører det at reguleringen motvirker muligheter til å oppnå stordriftsfordeler gjennom sammenslåinger og fusjoner. En forutsetning for at reguleringen skal gi størst mulig samfunnsøkonomisk gevinst (og lavere nettleie), er at reguleringstilpasningen er et effektivt punkt ("nest best"-tilpasning, jfr. kapittel 2.1).

8 OPPSUMMERING OG KONKLUSJON

I dette kapitlet oppsummeres formålet med oppgaven og resultatene fra analysen av distribusjonsnett og regional-/sentralnett til Troms Kraft Nett AS (TKN).

8.1 Oppsummering

Innledningsvis ble det redegjort for formålet med oppgaven:

- ✓ Beregne effektiviteten og forbedringspotensialet til Troms Kraft Nett AS basert på foreslått reguleringsmodell, samt effektivitetsutviklingen i perioden 2001 til 2004.
- ✓ Kartlegge hvor stor del av ineffektiviteten til Troms Kraft Nett AS som skyldes skalaegenskaper.
- ✓ Finne referanseenheter til Troms Kraft Nett AS og undersøke stabiliteten til disse over tid.
- ✓ Undersøke geografivariablenes betydning på effektiviteten i bransjen og Troms Kraft Nett AS.

Distribusjonsnett til Troms Kraft Nett AS har hatt en positiv effektivitetsutvikling; totaleffektiviteten har økt fra 89 % i 2001 til 93 % i 2004. Effektivitetsforbedringen skyldes både at TKN har hatt ei relativ effektivitetsforbedring på ca. 2 %, samtidig som referanseenheter har hatt en relativ effektivitetsreduksjon på ca. 2 %. Distribusjonsnett til TKN har i 2001 et forbedringspotensial på nesten 29 millioner kroner, mens det er redusert til ca. 18 millioner kroner i 2004. En nærmere undersøkelse viser at ineffektiviteten i sin helhet skyldes distribusjonsnettets størrelse, dvs. skalaegenskaper. TKN er altså 100 % effektiv i hele perioden når man forutsetter variabelt skalautbytte. Distribusjonsnett til TKN er 6-8 ganger større enn de som opererer på optimal skala. Dette innebærer at dersom TKN skal øke effektiviteten, må dette gjøres ved å endre distribusjonsnettets størrelse.

Til forskjell fra distribusjonsnett har regional-/sentralnett til TKN hatt ei negativ effektivitetsutvikling; fra 100 % effektiv i 2001 til 73 % i 2004. Hovedårsaken til den negative utviklingen er at totalkostnadene har økt med 30 % i løpet av fireårsperioden, mens kostnadsdriverne har holdt seg stabile. I likhet med distribusjonsnett skyldes ineffektiviteten i 2002 i sin helhet skalaegenskapene til TKN. Dette er ikke tilfelle i de to siste årene. I 2003

er det totale forbedringspotensialet nesten 20 millioner kroner, hvor 5 millioner kroner ikke kan forklares med nettets størrelse. I 2004 er det totale forbedringspotensialet på ca. 29 millioner kroner, hvor hele 20 millioner kroner skyldes ren ineffektivitet. Regional-/sentralnett til TKN er i perioden 2002 til 2003, 3-5 ganger større enn de som opererer på optimal skala (MPSS), noe som betyr at de har avtagende skalautbyttet (stordriftsulemper). Skal TKN kunne realisere det totale forbedringspotensialet må det gjøres ved å dele nettet opp i mindre enheter.

Eidefoss AS (DMU₃₇) og Notodden Energi AS (DMU₃₄₉) er de mest stabile og dominerende referanseenheter til TKN's distribusjonsnett. Disse referanseenheterne er representert med høy kopieringsfaktor (λ -verdi) i alle årene, noe som indikerer at produktivitetsindeksen er relativt lik kombinasjonene til TKN. Siden ineffektiviteten i distribusjonsnett i sin helhet skyldes skalaegenskaper, er disse enheterne læremestere for å oppnå optimal skala, dvs. fra VRS-fronten til CRS-fronten.

Til forskjell fra distribusjonsnett er ikke regional-/sentralnett til TKN totaleffektiv i 2003 og 2004. Dette betyr at vi har to sett med referanseenheter; ett på VRS-fronten og ett på CRS-fronten. Sunnhordland Kraftlag AS (DMU₂₁₀) og Tafjord Kraftnett AS (DMU₂₁₉) er de viktigste og mest stabile referanseenheterne på VRS-fronten. Disse enheterne er representert i begge de to siste årene med relativt høye kopieringsfaktor (λ -verdi). En nærmere undersøkelse av disse enheterne kan gi svaret på hvorfor TKN har et overforbruk i 2003 og 2004 på henholdsvis 4,9 og 20 millioner kroner.

De mest stabile referanseenheterne på CRS-fronten er Sunnhordland Kraftlag AS (DMU₂₁₀), Istad Kraftnett AS (DMU₈₆) og Voss Energi AS (DMU₆₂₅). Referanseenheterne opererer på optimal skala, men er vesentlig mindre enn TKN. Som nevnt ovenfor er Sunnhordland Kraftlag AS (DMU₂₁₀) også referanseenhet på VRS-fronten. Dette gjør den til den mest interessante læremesteren.

Geografiske forhold har ulik betydning i de to DEA-modellene. I distribusjonsnett har geografivariablene skog, helning og vind/kyst betydning for variasjonen i totaleffektiviteten; geografivariablene er signifikant forskjellig fra null. Bare 13 % av variasjonen i effektivitetsdifferansen er forklart av geografiske forhold. Likevel viser det seg at geografivariablene har stor betydning for det enkelte distribusjonsnett. Geografiske forhold

synes å ha størst betydning for de enhetene som er minst totaleffektiv når vi ikke tar hensyn til geografiske forhold; dvs. mange av de enhetene som har lavest totaleffektivitet i modellen uten geografivariabler, blir svært effektiv når geografivariablene inkluderes i DEA-modellen. I tillegg viser det seg at de relativt små enhetene tjener mest på å inkludere geografivariablene i reguleringsmodellen. I flere tilfeller øker effektiviteten med over 30 %, og i det mest ekstreme tilfellet øker effektiviteten med over 46 %. Siden geografivariablene skal korrigere for de relative kostnadsforskjellen, kan dette tolkes som at 46 % av totalkostnaden skyldes geografiske forhold. Jeg stiller et spørsmål om dette er reelt. Geografivariablene har svært liten betydning for totaleffektiviteten til TKN. Siden TKN har slakk i helningsvariabelen i hele perioden, beror den marginale effektivitetsendringen på skog og helning.

I DEA-modellen som brukes til å estimere totaleffektiviteten i regional-/sentralnett, er kun skogvariablene inkludert. Skogvariabelen er ikke signifikant, og har ingen forklaringskraft i dette nettnivået. Til forskjell fra distribusjonsnett har geografiske forhold liten betydning for de enkelte regional-/sentralnett. Likevel finnes de ett tilfelle hvor effektiviteten øker med over 40 %. Skog variabelen har ingen betydning for effektiviteten til TKN.

8.2 Konklusjon

Ut fra DEA-modellen og forutsetningene som NVE legger til grunn, ligger det største forbedringspotensialet til TKN å forbedre skalaøkonomien. For at TKN skal kunne realiserer forbedringspotensialet som ligger i skalaegenskapene, må distribusjons- og regional-/sentralnett deles opp i mindre enheter. Generelt er dette noe som kjennetegner de fleste store enhetene; de store enhetene er ineffektive på grunn av stordriftsulemper.

Jeg har store vanskeligheter med å trekke en konklusjon som innebærer at TKN (og andre store enheter) skal øke effektiviteten gjennom oppdeling av nettet. For det første er det i følge TKN er generell oppfatning i kraftmarkedet om at eventuelle effektiviseringer må skje gjennom utnyttelse av stordriftsfordeler. Effektivitetsanalysen basert på foreslåtte reguleringsmodell gir derimot incentiver til det motsatte. For det andre stiller jeg meg tvilende til at det er teknisk mulig å gjennomføre slike radikale tiltak uten at det skal gå utover kostnadseffektiviteten til de store enheten. For det tredje er det uklart om de store og små nettvirkosomhetene er sammenlignbar. Dette begrunnes i at det er påfallende mange små enheter som er referanseenheter for de store enheten, og det i hovedsak er størrelsen som gjør

de store enhetene ineffektiv. Spørsmålene blir dermed: Hva kjennetegner de små enhetene og hva er det som gjør dem så effektive sammenlignet med de store? Hvis svaret på spørsmålet skyldes faktorer som ikke er tatt hensyn til i reguleringsmodellen mener jeg at store og små enheter ikke er sammenlignbar. Jeg har tatt opp disse spørsmålene med TKN, men de har ingen klar oppfatning på hva som gjør de små enhetene effektive. I tillegg viser det seg at geografiske forhold har, etter min mening, unormalt stor betydning for de små enhetene i distribusjonsnett. Hvis det skulle vise seg at geografiske forhold overvurderes, og dette medfører at små enheter ende opp som læremestere, er det ikke riktig å sammenligne seg mot disse læremesterne.

Basert på drøftelsen ovenfor konkluderer jeg med at forbedringspotensialet som skyldes skalegenskapene ikke lar seg gjennomføre på en praktisk måte. Dette innebærer at forbedringspotensialet til TKN i sin helhet er å redusere overforbruket i regional-/sentralnett. Sunnhordland Kraftlag AS (DMU₂₁₀) og Tafjord Kraftnett AS (DMU₂₁₉) bli dermed de viktige læremestere i prosessen med å redusere overforbruket. Den viktigste ”læremesteren” er derimot, etter min mening, dem selv. Jeg tror det er viktig å finne forklaringen på hvorfor totalkostnadene har økt så mye de siste årene.

Selv om jeg konkluderer med at det trolig ikke er finnes forbedringspotensial i distribusjonsnett, og til dels i regional-/sentralnett, er det likevel viktig å fokusere på å holde kostnadene nede. Det vil derfor være nyttig å utvikle en alternativ modell, hvor man legger til grunn andre variabler og forutsetninger enn det reguleringsmodellen bygger på. For eksempel ved å dele totalkostnaden opp i flere inputvariabler (gjerne målt i faktorverdi istedenfor økonomisk verdi), og hvor outputvariablene representerer produkter som for eksempel levert energi, antall abonnenter og lignende. En slik alternativ modell vil gi bedre informasjon om hvor et eventuelt forbedringspotensial ligger. Ved å realisere et eventuelt forbedringspotensial fra en slik modell, vil igjen kunne gi innvirkninger på reguleringsmodellen; reduserer man ressursbruken i den alternative modellen, vil man trolig også redusere totalkostnaden.

REFERANSELISTE

- Andersen, P., Petersen, N. C. (1993). "A Procedure of Ranking Efficient Units in Data Envelopment Analysis". *Management Science*, Vol. 39, nr. 10, s. 1261-1264.
- Banker, R. D. (1984). "Estimating Most Productive Scale Size Using Data Envelopment Analysis". *European Journal of Operating Research*, Vol. 17, s. 35-44.
- Banker, R. D., Charnes, A. & Cooper, W. W. (1984). "Some Models for Estimating Technical and Scale Inefficiencies in Data Envelopment Analysis". *Management Science*, Vol. 30, nr. 9, s. 1078-1092.
- Charnes, A., Cooper, W. W. & Rhodes, E. (1978). "Measuring the Efficiency of Decision Making Units". *European Journal of Operating Research*, Vol. 2, s. 429-444.
- Coelli, T., Prasada Rao, D.S. & Battese, G. E. (1998). "An Introduction to Efficiency and Productivity Analysis". USA: Boston.
- Coelli, T., Prasada Rao, D.S., O'Donnell, C. & Battese, G. E. (2005). "An Introduction to Efficiency and Productivity Analysis" (2th ed.). USA: Boston.
- Cooper, W. W., Lawrence, L. M. & Zhu, J. (2004). "Handbook on Data Envelopment Analysis". USA: Boston
- Edvardsen, D. F. (2004). "Climbing the Efficiency Stepladder: Robustness of Efficiency Score in DEA". Four Essays on Measurement of Productivity Efficiency. Göteborg Universitet.
- Farrel, M. J. (1957). "The measurement of Productive Efficiency". *Journal of the Royal Statistical Society*, Vol. 120, s. 253-281.
- Gujarati, D. N.(2003). "Basic Econometrics" (4th ed.). McGraw-Hill/Irwin, USA: New York
- Hope, E. (1994). "Optimal regulering av nettmonopoler i kraftomsetningen". Stiftelse for samfunns- og næringslivsforskning (SNF). SNF-rapport 52/94. Oslo.
- Johnsen, T. (2006). "Referanserente for norske nettvirksomheter". Lokalisert september 2006 på Energibedriftenes landsforening sin hjemmeside, på Verdensveven:
www.ebl.no/files/EBL_forskrift_302_V1_08_06.pdf
- Karlsen, E. N. Redaktør (2004). "Prinsipper for regulering av nettvirksomhetens inntekter". NVE-rapport 4/2004. Oslo
- Karlsen, E. N. Redaktør (2005). "Den økonomiske reguleringen av nettvirksomhetene". Høringsdokument 1.juli 2005. NVE-dokument 9/2005. Oslo
- Karlsen, E. N. Redaktør (2006). "Den økonomiske reguleringen av nettvirksomheten - Forslag til endring vedrørende KILE, referanserente, justering for investeringer, mv." Høringsdokument 5. mai 2006. NVE-dokument 3/2006. Oslo

Kittelsen, S. A. C. & Førsum, F. R. (2001). *"Empiriske forskningsresultater om effektivitet i offentlig tjenesteproduksjon"*. Økonomisk Forum, nr. 6, s. 22-29.

Kittelsen, S. A. C. (1993). *"Stepwise DEA; Choosing Variables for Measuring Technical Efficiency in Norwegian Electricity Distribution"*. Stiftelse for samfunns- og næringslivsforskning (SNF). SNF-rapport 55/93. Oslo.

Kjæserud, G. G. (2000). *"Inkludering av pasienters vurderinger i en effektivitetsanalyse av norske allmennpraktikere; Korrigering av feil i variable i DEA"*. Stiftelsen Frischsenteret for samfunnsøkonomisk forskning, Skriftserie 10/2000. Oslo.

Langset, T. Redaktør.(2006). *"Modell for fastsettelse av kostnadsnorm – økonomisk regulering av nettselskapene fra 2007"*. Utkast per 06.06.2006 (foreløpig ikke trykket). Oslo

Pindyck, R. S. & Rubinfeld, D. L. (2001). *"Microeconomics"* (5th ed.). USA: New Jersey.

Ray, S. C. (2004). *"Data Envelopment Analysis – Theory and Techniques og Economics and Operating Research"*. USA: Cambridge.

Roseng, E. H. (2003). *"En effektivitetsanalyse av privatpraktiserende fysioterapeuter i Asker og Bærum"*. Økonomisk institutt og Frischsenteret. Skriftserie 2003:14.

Sandbakken, S. (2006). *"Konsekvenser av NVEs reguleringsforslag"*. Lokalisert september 2006 på ECgroup AS sin hjemmeside, på Verdensveven: www.ks.no/upload/ECgroup.ppt

Skår, J. (2006). *"Kraftalliansens normkostnadsprosjekt"*. Lokaliser på oktober 2006 på KS Bedrift, Samfunnsansvarlig forretningsdrift sin hjemmeside, på Verdensveven: www.ks.no/templates/page.aspx?id=36277

Vassdal, T. (1990). *"En oversikt over en del DEA-modeller – et forelesningsnotat"*. Upublisert. Norges Fiskerihøgskole, Universitetet i Tromsø, Tromsø.

von der Fehr, N-H. M., Hagen, K. P. & Hope, E. (2002). *"Nettregulering"*. Stiftelse for samfunns- og næringslivsforskning (SNF). SNF-rapport 1/02. Bergen.

Webreferansen:

www.bellona.no

www.ebl.no

www.konrad.no

www.nve.no

VEDLEGG

Vedlegg 1: Beregning av referanserenten med WACC og CAPM

Beregningen av referanserenten baserer seg på Johnsen (2006), Karlsen (2005) og Karlsen (2005). For mer utdypende informasjon om beregning av referanserenten henvises til overnevnte rapporter.

Egenkapitalkravet (k_e) etter skatt, CAPM:

$$k_e = r_f + \beta_e \cdot MP$$

Hvor r_f er risikofri avkastning, β_e er ikke-diversifiserbar risiko og MP er markedspremie (markedsporteføljens meravkastning over risikofri rente). Avkastningskravet (WACC) for selskapets investerte kapital er definert som:

$$WACC = EK_{Andel} \cdot k_e + Gjeld_{Andel} (1-s) \cdot R_g$$

Hvor EK_{Andel} og $Gjeld_{Andel}$ er selskapets egenkapital og rentebærende gjeld, R_g er marginal lånerente (hva det koster å refinansierer gjelden) og s er skattesats. Setter vi CAPM-formelen inn i WACC, får vi en direkte CAPM-versjon for WACC:

$$WACC = r_f + \beta_T \cdot MP + Gjeld_{Andel} \cdot [(1-s)R_g - r_f]$$

Hvor $\beta_T = EK_{Andel} \cdot \beta_e$; forretningsbeta - representerer systematiske betarisiko for selskapets investerte kapital

CAPM brukes normalt for å bestemme avkastningskravet for selskapets egenkapital etter selskapsskatt. I dette tilfellet er et før-skatt avkastningskrav for sysselsatt kapital mer relevant. WACC-kravet før skatt kan beregnes direkte ved den modifiserte CAPM-formelen:

$$WACC = r_f + \beta_T \cdot MP / (1-s) + Gjeld_{Andel} [R_g - r_f] + EK_{Andel} \cdot s \cdot r_f / (1-s) \cdot \beta_e$$

Parametrene for fastsettelse av referanserenten er³³:

Skattesats:	28 %
Markedspremie (MP):	4 %
EK-andel:	40 %
Forretningsbeta (β_T):	0,3 (dvs. $\beta_e = 0,75$)
Tapspremie ($R_g - r_f$):	0,75 %

³³ 29.09.2006 ble det vedtatt at risikopåslaget skulle økes i forhold til utkast 06.06.2006: dette gjøres ved å endre forretningsbeta fra 0,3 til 0,35. Sette vi ny betaverdi i formelen over finner vi ny referanserente: $R_{nve} = 1,14r + 2,39\%$. Jeg har ikke tatt hensyn til det nye vedtaket i oppgaven.

$$WACC = r_f + \beta_T \cdot MP / (1 - s) + Gjeld_{Andel} [R_g - r_f] + EK_{Andel} \cdot s \cdot r_f / (1 - s) \cdot \beta_e$$

$$r_{NVE} = r_f + 0,35 \cdot 4\% / (1 - 0,28) + 0,6 \cdot 0,75\% + 0,4 \cdot 0,28 \cdot r_f / (1 - 0,28) \cdot 0,75$$

$$r_{NVE} = 1,12r_f + 2,12\%$$

Vedlegg 2: Vektsystemet

Vektsystemet bygger på forholdet mellom årlig totalkostnad for de ulike anleggene. Totalkostnaden består av kapitalkostnad og drifts- og vedlikeholdskostnader. Kapitalkostnaden finner man ved å beregne annuiteten av nyverdien til de ulike anleggstypene. Det legges til grunn en rente (r) på 5,2 % og avskrivningstid (T) på 40 år for linjer og kabler, 25 år for brytere og 35 år for transformatorer og kompenseringsanlegg.

$$\text{Kapitalkostnad} = NV \cdot A_{r=5,2\%;T}^{\rightarrow}$$

For eksempel blir kapitalkostnaden for jordkabel 66 kV:

$$\text{Kapitalkostnad}_{\text{Jordkabel 66kV}} = 586 \cdot A_{r=5,2\%;T=40}^{\rightarrow}$$

$$\text{Kapitalkostnad}_{\text{Jordkabel 66kV}} = 34,01$$

Drifts- og vedlikeholdskostnader finner man ved å ta en fastsatt skjønnsmessig andel³⁴ av totalkostnaden for hver anleggstype. Totalkostnaden blir dermed:

$$\text{Totalkostnad} = \frac{\text{Kapitalkostnad}}{1 - \text{Andel}_{\text{Drifts- og vedl. hold}}}$$

Den skjønnsmessige andelen for jordkabel 66 kV er fastsatt til 14 % og totalkostnaden blir dermed:

$$\text{Totalkostnad} = \frac{34,01}{1 - 0,14} = 39,54$$

Totalkostnaden beregnes for hver anleggstype på forskjellige spenningsnivåer, dvs. 37 ulike totalkostnader. Standardiseringen av totalkostnaden gjøres ved divideres alle totalkostnadene med et referanseanlegg. Referanseanlegget som brukes er effektbryter på 132 kV og har en totalkostnad på 196,9. Referanseanlegget får vekten 100. Vekten for jordkabel 66 kV blir dermed:

$$\text{Vekt}_{\text{Jordkabel 66kV}} = 39,54 \cdot \frac{100}{196,9} = 20,1$$

Vektene for samtlige anleggskomponenter følger i tabellen under:

³⁴ Disse andelenene ligger i intervallet 14-30 %.

Effektivitetsanalyse av distribusjonsnett og regional-/sentralnettet til Troms Kraft Nett AS

Nr	Anlegg	kV	Type	Enhet	Nyverdi	Avskr.tid	Kapital kostn.	DV andel	Total-kostn.	Vekt
1	Luftlinjer	0,23 - 1,0	Traselengde	km	109	40	6,5	17 %	7,8	4,0
2	Luftlinjer	5 - 24	Traselengde	km	308	40	18,4	17 %	22,2	11,3
3	Luftlinjer	66	Traselengde	km	517	40	31	14 %	36,0	18,3
4	Luftlinjer	132	Traselengde	km	796	40	47,7	14 %	55,5	28,2
5	Luftlinjer	300	Traselengde	km	2418	40	144,8	14 %	168,4	85,5
6	Jordkabler	0,23 - 1,0	Traselengde	km	222	40	13,3	14 %	15,5	7,9
7	Jordkabler	5 - 24	Traselengde	km	568	40	34	14 %	39,5	20,1
8	Jordkabler	66	Traselengde	km	2884	40	172,7	14 %	200,8	102,0
9	Jordkabler	132	Traselengde	km	3716	40	222,5	14 %	258,7	131,4
10	Jordkabler	300	Traselengde	km	18752	40	1122,9	14 %	1305,7	663,2
11	Sjøkabler	0,23 - 1,0	Traselengde	km	682	40	40,8	14 %	47,4	24,1
12	Sjøkabler	5 - 24	Traselengde	km	736	40	44,1	14 %	51,3	26,0
13	Sjøkabler	66	Traselengde	km	5481	40	328,2	14 %	381,6	193,9
14	Sjøkabler	132	Traselengde	km	12220	40	731,7	14 %	850,8	432,2
15	Sjøkabler	300	Traselengde	km	33952	40	2033,2	14 %	2364,2	1200,8
16	Avgang	5	Effektbryter	stk	314	25	22,7	25 %	30,3	15,4
17	Avgang	12	Effektbryter	stk	314	25	22,7	25 %	30,3	15,4
18	Avgang	24	Effektbryter	stk	314	25	22,7	25 %	30,3	15,4
19	Avgang	66	Effektbryter	stk	1046	25	75,7	25 %	100,9	51,3
20	Avgang	132	Effektbryter	stk	2040	25	147,7	25 %	196,9	100,0
21	Avgang	300	Effektbryter	stk	3978	25	287,9	25 %	383,9	195,0
22	Avgang	420	Effektbryter	stk	3978	25	287,8	25 %	383,7	195,0
23	Transf.	5	Kraft	stk	0	35	0	30 %	0,0	0,0
24	Transf.	12	Kraft	stk	0	35	0	30 %	0,0	0,0
25	Transf.	24	Kraft	stk	0	35	0	30 %	0,0	0,0
26	Transf.	66	Kraft	stk	1593	35	99,8	30 %	142,6	72,4
27	Transf.	132	Kraft	stk	2802	35	175,5	30 %	250,7	127,3
28	Transf.	300	Kraft	stk	4794	35	300,2	30 %	428,9	217,8
29	Transf.	420	Kraft	stk	8304	35	520	30 %	742,9	377,3
30	Transf.	Maks effekt	Sum for transformatorene	MW	63	35	3,9	25 %	5,2	2,9
31	Komp.	1	Kondensatorbatteri	MVAr	29	35	1,8	25 %	2,4	1,2
32	Komp.	5 - 24	Kondensatorbatteri	MVAr	29	35	1,8	25 %	2,4	1,2
33	Komp.	66 - 420	Kondensatorbatteri, Statisk	MVAr	28	35	1,8	25 %	2,4	1,2
34	Komp.	66 - 420	Shuntkond.batteri, Statisk ureg.	MVAr	82	35	5,1	25 %	6,8	3,5
35	Komp.	66 - 420	Shuntreaktor, Fast, bryterkople	MVAr	103	35	6,4	25 %	8,5	4,4
36	Komp.	66 - 420	Shuntreaktor, Tyristorregulert	MVAr	163	35	10,2	25 %	13,6	6,9
37	Komp.	66 - 420	Statisk kompensering, T.	MVAr	299	35	18,7	25 %	24,9	12,7

Vedlegg 3: Resultat distribusjonsnettet 2001:

DMU	Selskap	Totaleff.	Justert mht. supereff	Rangering	Teknisk effektivitet	Skalaeff.
7	Alta Kraftlag AL	88.06%	88.06%	72	90.01%	97.83%
9	Andøy Energi AS	88.45%	88.45%	70	90.28%	97.97%
14	Askøy Energi AS	100.00%	100.00%	16	100.00%	100.00%
16	Austevoll Kraftlag BA	92.47%	92.47%	48	92.81%	99.63%
18	Ballangen Energi AS	80.59%	80.59%	94	83.15%	96.92%
22	Bindal Kraftlag AL	98.72%	98.72%	22	100.00%	98.72%
32	Fredrikstad Energi Nett AS	100.00%	100.02%	15	100.00%	100.00%
34	Dragefossen Kraftanlegg AS	74.13%	74.13%	109	76.49%	96.92%
35	Drangedal Everk	88.72%	88.72%	69	88.76%	99.96%
37	Eidefoss AS	100.00%	103.08%	10	100.00%	100.00%
41	Etne Elektrisitetslag	89.45%	89.45%	60	94.88%	94.28%
42	Fauske Lysverk AS	78.99%	78.99%	100	79.93%	98.83%
43	Finnås Kraftlag	90.55%	90.55%	54	90.71%	99.83%
45	Fitjar Kraftlag PL	70.65%	70.65%	115	74.09%	95.36%
46	Fjelberg Kraftlag PL	100.00%	105.22%	7	100.00%	100.00%
52	Forsand Elverk	89.34%	89.34%	61	99.03%	90.22%
53	Fosen Komm. Kraftlag	70.59%	70.59%	116	71.23%	99.10%
55	Fusa Kraftlag	100.00%	101.37%	13	100.00%	100.00%
56	Sunnfjord Energi AS	91.62%	91.62%	51	100.00%	91.62%
62	Hadeland Energinett AS	100.00%	100.00%	16	100.00%	100.00%
63	Hadsel Energiverk AS	100.00%	107.55%	2	100.00%	100.00%
65	Hammerfest Elektrisitetsverk DA	82.83%	82.83%	85	83.02%	99.78%
71	HelgelandsKraft AS	68.82%	68.82%	119	100.00%	68.82%
72	Hemne kraftlag AL	76.52%	76.52%	105	76.72%	99.74%
82	Hurum Energiverk AS	79.54%	79.54%	98	79.76%	99.72%
84	Høland og Setskog Elverk	80.50%	80.50%	95	81.75%	98.48%
86	Istad Kraftnett AS	86.22%	86.22%	77	100.00%	86.22%
87	Jondal energiverk	66.95%	66.95%	122	81.79%	81.85%
88	Jæren Everk	93.95%	93.95%	38	94.32%	99.61%
91	Klepp Energi AS	100.00%	105.69%	6	100.00%	100.00%
93	Kragerø Energi AS	79.55%	79.55%	97	82.10%	96.89%
95	Krødsherad Everk	100.00%	100.00%	16	100.00%	100.00%
96	Kvam Kraftverk AS	93.16%	93.16%	45	100.00%	93.16%
97	Kvinnherad Energi AS	90.96%	90.96%	53	96.84%	93.93%
102	Lier Everk AS	98.26%	98.26%	25	99.97%	98.29%
103	Luostejok Kraftlag AL	81.64%	81.64%	91	82.42%	99.05%
104	Luster Energiverk AS	100.00%	106.47%	5	100.00%	100.00%
106	Lærdal Energiverk AS	93.63%	93.63%	41	98.94%	94.63%
111	Malvik Everk	76.88%	76.88%	104	79.11%	97.19%
116	Meløy Energi AS	100.00%	108.87%	1	100.00%	100.00%
119	Gauldal Energi AS	87.04%	87.04%	74	87.29%	99.71%
121	Modalen Kraftlag BA	82.18%	82.18%	90	100.00%	82.18%
132	Nord-Salten Kraftlag AL	100.00%	100.69%	14	100.00%	100.00%
133	Nord Troms Kraftlag AS	86.43%	86.43%	76	97.38%	88.75%
134	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	88.90%	88.90%	67	100.00%	88.90%
135	Nord-Østerdal Kraftlag AL	96.57%	96.57%	31	100.00%	96.57%
136	Norddal Elverk AS	83.46%	83.46%	84	87.54%	95.34%
138	Nordkyn Kraftlag AL	83.90%	83.90%	83	89.30%	93.95%
146	Odda Energi AS	82.31%	82.31%	89	82.73%	99.48%

Effektivitetsanalyse av distribusjonsnett og regional-/sentralnett til Troms Kraft Nett AS

DMU	Selskap	Totaleff.	Justert mht. supereff	Rangering	Teknisk effektivitet	Skalaeff.
147	Evenes Kraftforsyning AS	66.78%	66.78%	123	73.93%	90.33%
149	Oppdal Everk AS	95.66%	95.66%	33	97.63%	97.98%
153	Orkdal Energi AS	86.02%	86.02%	78	86.51%	99.43%
157	Rakkestad Energiverk AS	91.94%	91.94%	49	93.44%	98.39%
161	Rauland Kraftforsyningslag	93.32%	93.32%	43	93.85%	99.43%
162	Rauma Energi AS	90.38%	90.38%	55	96.00%	94.14%
163	Kvikne-Rennebu Kraftlag AL	100.00%	100.00%	16	100.00%	100.00%
164	Repvåg Kraftlag AL	55.89%	55.89%	130	56.41%	99.09%
165	Ringeriks-Kraft AS	92.89%	92.89%	46	100.00%	92.89%
166	Rissa Kraftlag BA	79.64%	79.64%	96	84.12%	94.67%
168	Rollag Elektrisitetsverk LL	92.71%	92.71%	47	100.00%	92.71%
171	Rødøy-Lurøy Kraftverk AS	100.00%	105.16%	8	100.00%	100.00%
173	Røros Elektrisitetsverk AS	93.65%	93.65%	40	95.35%	98.21%
181	Sandøy Energi AS	60.69%	60.69%	126	81.09%	74.85%
183	Hjartdal Elverk	60.69%	60.69%	127	65.39%	92.80%
184	Selbu Energiverk AS	71.42%	71.42%	114	74.76%	95.52%
188	Sjøfossen Energi AS	74.41%	74.41%	108	74.95%	99.27%
193	Skjerstad Kraftlag AL	70.42%	70.42%	117	80.57%	87.40%
194	Skjåk Energi AS	60.96%	60.96%	125	67.17%	90.76%
196	Skånevik Ølen Kraftlag	93.42%	93.42%	42	93.49%	99.92%
197	Sognekraft AS	94.77%	94.77%	35	99.01%	95.72%
204	Stranda Energiverk AS	79.40%	79.40%	99	80.21%	98.99%
205	Stryn Energi AS	93.73%	93.73%	39	95.82%	97.82%
206	Suldal Elverk	100.00%	103.30%	9	100.00%	100.00%
213	Sykkylven Energi AS	68.11%	68.11%	120	69.17%	98.47%
214	Sør Aurdal Energi	78.26%	78.26%	102	81.35%	96.21%
215	TrønderEnergi Nett AS	59.20%	59.20%	128	72.02%	82.20%
218	Sørfold Kraftlag AL	97.63%	97.63%	29	100.00%	97.63%
219	Tafjord Kraftnett AS	98.19%	98.19%	27	100.00%	98.19%
223	Tinn Energi AS	85.41%	85.41%	80	87.22%	97.92%
227	Troms Kraft Nett AS	89.03%	89.03%	64	100.00%	89.03%
231	Trøgstad Elverk AS	98.23%	98.23%	26	99.85%	98.38%
233	Tydal Komm. Energiverk	88.16%	88.16%	71	96.64%	91.22%
234	Tysnes Kraftlag PL	100.00%	103.03%	11	100.00%	100.00%
238	Indre Hardanger Kraftlag DA	91.84%	91.84%	50	93.18%	98.56%
242	Uvdal Kraftforsyning AL	86.97%	86.97%	75	95.38%	91.18%
248	Vang Energiverk	53.94%	53.94%	131	58.27%	92.57%
249	Varanger Kraft AS	75.65%	75.65%	106	81.90%	92.37%
251	Vest-Telemark Kraftlag	94.67%	94.67%	36	100.00%	94.67%
257	Dalane Energi AS	73.36%	73.36%	111	78.75%	93.16%
262	Ørskog Interkommunale Kraftlag	100.00%	107.31%	3	100.00%	100.00%
264	Øvre Eiker Nett AS	85.78%	85.78%	79	85.91%	99.84%
267	Årdal Kommunale Energiverk	68.88%	68.88%	118	70.54%	97.65%
269	SFE Nett AS	88.95%	88.95%	66	100.00%	88.95%
274	Svorka Energiverk AS	87.83%	87.83%	73	88.14%	99.65%
275	Hallingdal Kraftnett AS	93.21%	93.21%	44	100.00%	93.21%
295	Gudbrandsdal Energi AS	88.87%	88.87%	68	97.05%	91.57%
306	Valdres Energiverk AS	73.96%	73.96%	110	79.14%	93.46%
311	Nordmøre Energiverk AS	89.24%	89.24%	63	100.00%	89.24%
343	Hemsedal Energi	100.00%	106.51%	4	100.00%	100.00%

Effektivitetsanalyse av distribusjonsnett og regional-/sentralnett til Troms Kraft Nett AS

DMU	Selskap	Totaleff.	Justert mht. supereff	Rangering	Teknisk effektivitet	Skalaeff.
348	Bodø Energi AS	95.43%	95.43%	34	96.45%	98.94%
349	Notodden Energi AS	100.00%	101.73%	12	100.00%	100.00%
354	Lofotkraft AS	64.85%	64.85%	124	92.80%	69.89%
373	Nore Energi KB	84.61%	84.61%	81	89.25%	94.80%
418	Aurland Energiverk AS	72.27%	72.27%	113	75.99%	95.11%
433	Hålogaland Kraft AS	89.87%	89.87%	57	100.00%	89.87%
460	Tussa Nett AS	73.03%	73.03%	112	80.98%	90.18%
464	Vesterålskraft Nett AS	90.03%	90.03%	56	94.05%	95.72%
495	Elverum Energiverk Nett AS	89.72%	89.72%	59	92.61%	96.88%
503	Haugaland Kraft AS	58.44%	58.44%	129	69.23%	84.41%
511	Lyse Nett AS	99.02%	99.02%	21	100.00%	99.02%
536	Trondheim Energiverk Nett AS	98.48%	98.48%	24	100.00%	98.48%
542	VOKKS AS	81.08%	81.08%	92	98.68%	82.17%
549	Østfold Energi Nett AS	89.27%	89.27%	62	100.00%	89.27%
566	BKK Nett AS	95.71%	95.71%	32	100.00%	95.71%
567	BKK Stord AS	77.29%	77.29%	103	77.52%	99.70%
574	Eidsiva Energinett AS	80.65%	80.65%	93	100.00%	80.65%
578	Flesberg Elektrisitetsverk AS	83.92%	83.92%	82	84.42%	99.42%
591	Midt Nett Buskerud AS	82.71%	82.71%	88	93.13%	88.81%
593	Nesset Kraft AS	100.00%	100.00%	16	100.00%	100.00%
599	Sunndal Energi KF	89.84%	89.84%	58	90.15%	99.65%
605	Mjøskraft AS	98.60%	98.60%	23	100.00%	98.60%
611	Skagerak Nett AS	75.40%	75.40%	107	86.75%	86.92%
613	Nordvest Nett AS	94.42%	94.42%	37	100.00%	94.42%
614	Energi 1 Follo/Røyken AS	68.05%	68.05%	121	73.52%	92.56%
615	Buskerud Kraftnett AS	89.02%	89.02%	65	91.17%	97.63%
624	Agder Energi Nett AS	82.79%	82.79%	87	100.00%	82.79%
625	Voss Energi AS	82.79%	82.79%	86	100.00%	82.79%
637	Narvik Energinett AS	91.15%	91.15%	52	91.50%	99.61%
659	Midt-Telemark Energi AS	78.62%	78.62%	101	82.32%	95.51%
669	Stange Energi Nett AS	97.74%	97.74%	28	98.72%	99.01%
675	Hafslund Nett AS	96.82%	96.82%	30	100.00%	96.82%
Antall enheter		131			131	131
Antall effektive enheter		20			48	20
Gjennomsnitt		86.25%	86.75%		90.81%	94.97%
Median		88.95%	88.95%		94.88%	97.63%
Stadardavvik		11.63%	12.33%		10.62%	6.16%
Max		100.00%	108.87%		100.00%	100.00%
Min		53.94%	53.94%		56.41%	68.82%

Vedlegg 4: Resultat distribusjonsnettet 2002:

DMU	Selskap	Totaleff.	Justert mht. supereff	Rangering	Teknisk effektivitet	Skalaeff.
7	Alta Kraftlag AL	83.39%	83.39%	68	86.55%	96.35%
9	Andøy Energi AS	98.18%	98.18%	22	100.00%	98.18%
14	Askøy Energi AS	100.00%	109.04%	2	100.00%	100.00%
16	Austevoll Kraftlag BA	97.44%	97.44%	24	97.74%	99.69%
18	Ballangen Energi AS	72.59%	72.59%	98	75.75%	95.84%
22	Bindal Kraftlag AL	95.56%	95.56%	29	100.00%	95.56%
32	Fredrikstad Energi Nett AS	100.00%	102.43%	4	100.00%	100.00%
34	Dragefossen Kraftanlegg AS	69.71%	69.71%	113	71.39%	97.65%
35	Drangedal Everk	82.60%	82.60%	72	83.57%	98.85%
37	Eidefoss AS	100.00%	100.00%	7	100.00%	100.00%
41	Etne Elektrisitetslag	77.90%	77.90%	85	84.16%	92.56%
42	Fauske Lysverk AS	73.52%	73.52%	96	73.99%	99.37%
43	Finnås Kraftlag	87.47%	87.47%	54	87.53%	99.93%
45	Fitjar Kraftlag PL	63.89%	63.89%	123	69.56%	91.85%
46	Fjelberg Kraftlag PL	91.85%	91.85%	39	100.00%	91.85%
52	Forsand Elverk	83.77%	83.77%	65	98.26%	85.25%
53	Fosen Komm. Kraftlag	83.45%	83.45%	67	84.04%	99.29%
55	Fusa Kraftlag	100.00%	100.00%	7	100.00%	100.00%
56	Sunnfjord Energi AS	100.00%	100.00%	7	100.00%	100.00%
62	Hadeland Energinett AS	89.68%	89.68%	46	98.92%	90.67%
63	Hadsel Energiverk AS	100.00%	100.00%	7	100.00%	100.00%
65	Hammerfest Elektrisitetsverk DA	70.76%	70.76%	110	70.85%	99.87%
71	HelgelandsKraft AS	68.82%	68.82%	117	100.00%	68.82%
72	Hemne kraftlag AL	71.92%	71.92%	103	72.60%	99.06%
82	Hurum Energiverk AS	78.61%	78.61%	81	79.63%	98.73%
84	Høland og Setskog Elverk	74.97%	74.97%	95	75.25%	99.63%
86	Istad Kraftnett AS	90.63%	90.63%	44	100.00%	90.63%
87	Jondal energiverk	72.47%	72.47%	99	92.16%	78.63%
88	Jæren Everk	97.27%	97.27%	25	97.96%	99.30%
91	Klepp Energi AS	100.00%	100.00%	7	100.00%	100.00%
93	Kragerø Energi AS	76.84%	76.84%	88	84.80%	90.61%
95	Krødsherad Everk	100.00%	110.36%	1	100.00%	100.00%
96	Kvam Kraftverk AS	96.31%	96.31%	26	100.00%	96.31%
97	Kvinnherad Energi AS	95.79%	95.79%	28	97.28%	98.47%
102	Lier Everk AS	94.80%	94.80%	31	95.70%	99.06%
103	Luostejok Kraftlag AL	75.26%	75.26%	93	76.29%	98.66%
104	Luster Energiverk AS	100.00%	100.00%	7	100.00%	100.00%
106	Lærdal Energiverk AS	75.32%	75.32%	92	80.76%	93.27%
111	Malvik Everk	66.13%	66.13%	120	68.64%	96.33%
116	Meløy Energi AS	100.00%	100.00%	7	100.00%	100.00%
119	Gauldal Energi AS	76.26%	76.26%	90	76.27%	99.99%
121	Modalen Kraftlag BA	69.25%	69.25%	116	100.00%	69.25%
132	Nord-Salten Kraftlag AL	100.00%	100.32%	6	100.00%	100.00%
133	Nord Troms Kraftlag AS	83.30%	83.30%	69	95.20%	87.50%
134	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	78.58%	78.58%	83	100.00%	78.58%
135	Nord-Østerdal Kraftlag AL	99.38%	99.38%	20	100.00%	99.38%
136	Norddal Elverk AS	80.17%	80.17%	74	86.03%	93.19%
138	Nordkyn Kraftlag AL	78.80%	78.80%	78	85.41%	92.26%
146	Odda Energi AS	83.26%	83.26%	70	83.55%	99.65%

Effektivitetsanalyse av distribusjonsnettet og regional-/sentralnettet til Troms Kraft Nett AS

DMU	Selskap	Totaleff.	Justert mht. supereff	Rangering	Teknisk effektivitet	Skalaeff.
147	Evenes Kraftforsyning AS	63.95%	63.95%	122	73.98%	86.44%
149	Oppdal Everk AS	85.43%	85.43%	59	94.18%	90.71%
153	Orkdal Energi AS	81.71%	81.71%	73	81.74%	99.96%
157	Rakkestad Energiverk AS	85.59%	85.59%	57	86.34%	99.14%
161	Rauland Kraftforsyningslag	76.92%	76.92%	87	77.13%	99.72%
162	Rauma Energi AS	89.48%	89.48%	48	93.12%	96.09%
163	Kvikne-Rennebu Kraftlag AL	96.23%	96.23%	27	99.57%	96.65%
164	Repvåg Kraftlag AL	54.16%	54.16%	129	55.08%	98.34%
165	Ringeriks-Kraft AS	88.49%	88.49%	51	100.00%	88.49%
166	Rissa Kraftlag BA	70.55%	70.55%	111	75.26%	93.73%
168	Rollag Elektrisitetsverk LL	69.51%	69.51%	114	74.39%	93.43%
171	Rødøy-Lurøy Kraftverk AS	100.00%	100.00%	7	100.00%	100.00%
173	Røros Elektrisitetsverk AS	76.79%	76.79%	89	77.26%	99.39%
181	Sandøy Energi AS	63.07%	63.07%	124	87.48%	72.10%
183	Hjartdal Elverk	55.79%	55.79%	128	60.90%	91.62%
184	Selbu Energiverk AS	69.99%	69.99%	112	73.50%	95.22%
188	Sjøfossen Energi AS	70.82%	70.82%	109	71.72%	98.75%
193	Skjerstad Kraftlag AL	62.65%	62.65%	125	72.90%	85.94%
194	Skjåk Energi AS	59.04%	59.04%	127	65.08%	90.71%
196	Skånøvik Ølen Kraftlag	92.25%	92.25%	37	92.26%	99.99%
197	Sognekraft AS	85.42%	85.42%	60	85.51%	99.90%
204	Stranda Energiverk AS	75.05%	75.05%	94	76.03%	98.71%
205	Stryn Energi AS	93.01%	93.01%	36	94.59%	98.33%
206	Suldal Elverk	100.00%	100.00%	7	100.00%	100.00%
213	Sykkylven Energi AS	71.34%	71.34%	107	72.03%	99.05%
214	Sør Aurdal Energi	69.29%	69.29%	115	72.62%	95.42%
215	TrønderEnergi Nett AS	61.37%	61.37%	126	75.63%	81.14%
218	Sørfold Kraftlag AL	97.78%	97.78%	23	100.00%	97.78%
219	Tafjord Kraftnett AS	100.00%	100.00%	7	100.00%	100.00%
223	Tinn Energi AS	80.14%	80.14%	75	84.36%	95.00%
227	Troms Kraft Nett AS	87.26%	87.26%	55	100.00%	87.26%
231	Trøgstad Elverk AS	95.13%	95.13%	30	97.12%	97.95%
233	Tydal Komm. Energiverk	83.46%	83.46%	66	94.74%	88.09%
234	Tysnes Kraftlag PL	100.00%	100.00%	7	100.00%	100.00%
238	Indre Hardanger Kraftlag DA	84.13%	84.13%	63	88.69%	94.86%
242	Uvdal Kraftforsyning AL	77.20%	77.20%	86	83.43%	92.53%
248	Vang Energiverk	53.84%	53.84%	131	57.71%	93.29%
249	Varanger Kraft AS	72.10%	72.10%	101	80.33%	89.76%
251	Vest-Telemark Kraftlag	94.53%	94.53%	32	100.00%	94.53%
257	Dalane Energi AS	71.64%	71.64%	104	76.10%	94.14%
262	Ørskog Interkommunale Kraftlag	100.00%	100.00%	7	100.00%	100.00%
264	Øvre Eiker Nett AS	78.75%	78.75%	79	79.49%	99.07%
267	Årdal Kommunale Energiverk	71.51%	71.51%	106	74.75%	95.66%
269	SFE Nett AS	94.49%	94.49%	33	100.00%	94.49%
274	Svorka Energiverk AS	100.00%	105.69%	3	100.00%	100.00%
275	Hallingdal Kraftnett AS	79.68%	79.68%	76	100.00%	79.68%
295	Gudbrandsdal Energi AS	88.74%	88.74%	50	100.00%	88.74%
306	Valdres Energiverk AS	73.18%	73.18%	97	87.64%	83.51%
311	Nordmøre Energiverk AS	88.29%	88.29%	52	100.00%	88.29%
343	Hemsedal Energi	94.22%	94.22%	34	100.00%	94.22%

Effektivitetsanalyse av distribusjonsnett og regional-/sentralnett til Troms Kraft Nett AS

DMU	Selskap	Totaleff.	Justert mht. supereff	Rangering	Teknisk effektivitet	Skalaeff.
348	Bodø Energi AS	90.82%	90.82%	43	94.17%	96.44%
349	Notodden Energi AS	100.00%	102.26%	5	100.00%	100.00%
354	Lofotkraft AS	66.76%	66.76%	119	90.98%	73.38%
373	Nore Energi KB	79.06%	79.06%	77	82.55%	95.77%
418	Aurland Energiverk AS	67.66%	67.66%	118	70.07%	96.55%
433	Hålogaland Kraft AS	98.80%	98.80%	21	100.00%	98.80%
460	Tussa Nett AS	70.99%	70.99%	108	79.02%	89.83%
464	Vesterålskraft Nett AS	78.66%	78.66%	80	81.08%	97.03%
495	Elverum Energiverk Nett AS	78.58%	78.58%	82	85.81%	91.58%
503	Haugaland Kraft AS	54.11%	54.11%	130	63.89%	84.68%
511	Lyse Nett AS	92.06%	92.06%	38	100.00%	92.06%
536	Trondheim Energiverk Nett AS	83.09%	83.09%	71	93.85%	88.54%
542	VOKKS AS	72.18%	72.18%	100	91.40%	78.97%
549	Østfold Energi Nett AS	84.12%	84.12%	64	100.00%	84.12%
566	BKK Nett AS	91.83%	91.83%	41	100.00%	91.83%
567	BKK Stord AS	84.36%	84.36%	62	85.44%	98.73%
574	Eidsiva Energinett AS	85.46%	85.46%	58	100.00%	85.46%
578	Flesberg Elektrisitetsverk AS	71.62%	71.62%	105	71.72%	99.87%
591	Midt Nett Buskerud AS	76.18%	76.18%	91	89.50%	85.11%
593	Nesset Kraft AS	85.11%	85.11%	61	85.24%	99.85%
599	Sunndal Energi KF	89.85%	89.85%	45	91.00%	98.73%
605	Mjøskraft AS	100.00%	100.00%	7	100.00%	100.00%
611	Skagerak Nett AS	72.10%	72.10%	102	83.72%	86.12%
613	Nordvest Nett AS	89.49%	89.49%	47	97.03%	92.23%
614	Energi 1 Follo/Røyken AS	91.73%	91.73%	42	98.63%	93.00%
615	Buskerud Kraftnett AS	86.67%	86.67%	56	91.15%	95.09%
624	Agder Energi Nett AS	87.60%	87.60%	53	100.00%	87.60%
625	Voss Energi AS	88.94%	88.94%	49	97.47%	91.25%
637	Narvik Energinett AS	64.65%	64.65%	121	64.74%	99.87%
659	Midt-Telemark Energi AS	78.53%	78.53%	84	85.63%	91.70%
669	Stange Energi Nett AS	91.84%	91.84%	40	97.81%	93.89%
675	Hafslund Nett AS	93.09%	93.09%	35	100.00%	93.09%
Antall enheter		131			131	131
Antall effektive enheter		19			44	19
Gjennomsnitt		83.10%	83.33%		88.51%	93.96%
Median		83.46%	83.46%		91.40%	95.84%
Stadardavvik		12.46%	12.84%		11.87%	6.86%
Max		100.00%	110.36%		100.00%	100.00%
Min		53.84%	53.84%		55.08%	68.82%

Vedlegg 5: Resultat distribusjonsnettet 2003:

DMU	Selskap	Totaleff.	Justert mht. supereff	Rangering	Teknisk effektivitet	Skalaeff.
7	Alta Kraftlag AL	89.88%	89.88%	43	91.05%	98.71%
9	Andøy Energi AS	87.89%	87.89%	50	89.81%	97.86%
14	Askøy Energi AS	100.00%	103.72%	6	100.00%	100.00%
16	Austevoll Kraftlag BA	96.08%	96.08%	29	97.01%	99.04%
18	Ballangen Energi AS	78.16%	78.16%	86	80.06%	97.63%
22	Bindal Kraftlag AL	100.00%	101.46%	12	100.00%	100.00%
32	Fredrikstad Energi Nett AS	100.00%	100.00%	17	100.00%	100.00%
34	Dragefossen Kraftanlegg AS	81.27%	81.27%	75	82.28%	98.76%
35	Drangedal Everk	81.28%	81.28%	74	81.70%	99.49%
37	Eidefoss AS	100.00%	104.22%	4	100.00%	100.00%
41	Etne Elektrisitetslag	85.33%	85.33%	61	89.01%	95.86%
42	Fauske Lysverk AS	77.90%	77.90%	88	78.56%	99.16%
43	Finnås Kraftlag	84.79%	84.79%	63	85.01%	99.75%
45	Fitjar Kraftlag PL	72.79%	72.79%	104	77.20%	94.28%
46	Fjelberg Kraftlag PL	90.79%	90.79%	40	99.70%	91.06%
52	Forsand Elverk	87.47%	87.47%	51	93.28%	93.77%
53	Fosen Komm. Kraftlag	80.32%	80.32%	79	80.89%	99.29%
55	Fusa Kraftlag	100.00%	106.26%	2	100.00%	100.00%
56	Sunnfjord Energi AS	93.89%	93.89%	36	100.00%	93.89%
62	Hadeland Energinett AS	87.38%	87.38%	52	97.20%	89.90%
63	Hadsel Energiverk AS	100.00%	101.01%	15	100.00%	100.00%
65	Hammerfest Elektrisitetsverk DA	76.30%	76.30%	92	76.47%	99.78%
71	HelgelandsKraft AS	69.59%	69.59%	114	100.00%	69.59%
72	Hemne kraftlag AL	79.30%	79.30%	85	80.50%	98.50%
82	Hurum Energiverk AS	75.53%	75.53%	94	76.23%	99.09%
84	Høland og Setskog Elverk	68.26%	68.26%	118	68.79%	99.22%
86	Istad Kraftnett AS	85.41%	85.41%	60	100.00%	85.41%
87	Jondal energiverk	70.19%	70.19%	111	81.39%	86.24%
88	Jæren Everk	97.24%	97.24%	25	97.72%	99.51%
91	Klepp Energi AS	100.00%	104.01%	5	100.00%	100.00%
93	Kragerø Energi AS	80.16%	80.16%	81	83.61%	95.87%
95	Krødsherad Everk	100.00%	100.00%	17	100.00%	100.00%
96	Kvam Kraftverk AS	91.68%	91.68%	38	99.49%	92.15%
97	Kvinnherad Energi AS	91.50%	91.50%	39	95.89%	95.43%
102	Lier Everk AS	94.40%	94.40%	35	94.47%	99.92%
103	Luostejok Kraftlag AL	81.63%	81.63%	72	82.30%	99.19%
104	Luster Energiverk AS	100.00%	101.31%	13	100.00%	100.00%
106	Lærdal Energiverk AS	85.79%	85.79%	59	86.65%	99.01%
111	Malvik Everk	59.91%	59.91%	127	61.73%	97.05%
116	Meløy Energi AS	98.07%	98.07%	24	99.31%	98.75%
119	Gauldal Energi AS	76.89%	76.89%	90	77.09%	99.75%
121	Modalen Kraftlag BA	87.07%	87.07%	53	100.00%	87.07%
132	Nord-Salten Kraftlag AL	100.00%	100.00%	17	100.00%	100.00%
133	Nord Troms Kraftlag AS	81.55%	81.55%	73	89.58%	91.04%
134	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	82.87%	82.87%	68	100.00%	82.87%
135	Nord-Østerdal Kraftlag AL	99.58%	99.58%	22	100.00%	99.58%
136	Norddal Elverk AS	75.37%	75.37%	95	76.64%	98.34%
138	Nordkyn Kraftlag AL	68.95%	68.95%	116	72.41%	95.22%
146	Odda Energi AS	100.00%	101.79%	9	100.00%	100.00%

DMU	Selskap	Totaleff.	Justert mht. supereff	Rangering	Teknisk effektivitet	Skalaeff.
147	Evenes Kraftforsyning AS	60.68%	60.68%	126	66.61%	91.10%
149	Oppdal Everk AS	81.93%	81.93%	71	82.78%	98.98%
153	Orkdal Energi AS	81.24%	81.24%	76	81.57%	99.60%
157	Rakkestad Energiverk AS	87.90%	87.90%	48	89.43%	98.29%
161	Rauland Kraftforsyningslag	80.22%	80.22%	80	80.25%	99.96%
162	Rauma Energi AS	89.12%	89.12%	44	93.46%	95.35%
163	Kvikne-Rennebu Kraftlag AL	90.66%	90.66%	41	94.35%	96.09%
164	Repvåg Kraftlag AL	55.60%	55.60%	130	56.20%	98.94%
165	Ringeriks-Kraft AS	84.67%	84.67%	64	96.59%	87.66%
166	Rissa Kraftlag BA	74.13%	74.13%	100	76.89%	96.40%
168	Rollag Elektrisitetsverk LL	68.34%	68.34%	117	71.00%	96.25%
171	Rødøy-Lurøy Kraftverk AS	100.00%	101.57%	10	100.00%	100.00%
173	Røros Elektrisitetsverk AS	73.70%	73.70%	102	74.66%	98.71%
181	Sandøy Energi AS	66.31%	66.31%	120	84.33%	78.63%
183	Hjartdal Elverk	54.92%	54.92%	131	58.45%	93.96%
184	Selbu Energiverk AS	75.21%	75.21%	96	77.29%	97.31%
188	Sjøfossen Energi AS	67.18%	67.18%	119	67.25%	99.90%
193	Skjerstad Kraftlag AL	63.98%	63.98%	121	70.95%	90.18%
194	Skjåk Energi AS	56.38%	56.38%	129	61.29%	91.99%
196	Skånevik Ølen Kraftlag	82.04%	82.04%	70	82.05%	99.99%
197	Sognekraft AS	96.87%	96.87%	26	99.47%	97.38%
204	Stranda Energiverk AS	69.85%	69.85%	112	69.95%	99.86%
205	Stryn Energi AS	94.54%	94.54%	34	96.57%	97.90%
206	Suldal Elverk	100.00%	101.47%	11	100.00%	100.00%
213	Sykkylven Energi AS	71.29%	71.29%	110	72.21%	98.73%
214	Sør Aurdal Energi	75.12%	75.12%	98	77.80%	96.56%
215	TrønderEnergi Nett AS	63.41%	63.41%	123	75.06%	84.48%
218	Sørfold Kraftlag AL	95.14%	95.14%	32	96.62%	98.47%
219	Tafjord Kraftnett AS	100.00%	107.52%	1	100.00%	100.00%
223	Tinn Energi AS	71.38%	71.38%	109	72.12%	98.98%
227	Troms Kraft Nett AS	93.76%	93.76%	37	100.00%	93.76%
231	Trøgstad Elverk AS	88.56%	88.56%	47	90.23%	98.15%
233	Tydal Komm. Energiverk	80.01%	80.01%	84	86.40%	92.60%
234	Tysnes Kraftlag PL	100.00%	100.52%	16	100.00%	100.00%
238	Indre Hardanger Kraftlag DA	100.00%	103.30%	7	100.00%	100.00%
242	Uvdal Kraftforsyning AL	77.25%	77.25%	89	82.30%	93.86%
248	Vang Energiverk	60.95%	60.95%	125	64.19%	94.96%
249	Varanger Kraft AS	71.83%	71.83%	107	75.49%	95.14%
251	Vest-Telemark Kraftlag	83.89%	83.89%	65	100.00%	83.89%
257	Dalane Energi AS	73.88%	73.88%	101	77.44%	95.41%
262	Ørskog Interkommunale Kraftlag	100.00%	101.93%	8	100.00%	100.00%
264	Øvre Eiker Nett AS	80.32%	80.32%	78	80.74%	99.48%
267	Årdal Kommunale Energiverk	80.12%	80.12%	82	81.84%	97.90%
269	SFE Nett AS	83.28%	83.28%	66	100.00%	83.28%
274	Svorka Energiverk AS	86.11%	86.11%	58	86.20%	99.89%
275	Hallingdal Kraftnett AS	95.19%	95.19%	31	100.00%	95.19%
295	Gudbrandsdal Energi AS	86.71%	86.71%	55	94.33%	91.92%
306	Valdres Energiverk AS	76.84%	76.84%	91	83.27%	92.27%
311	Nordmøre Energiverk AS	90.31%	90.31%	42	100.00%	90.31%
343	Hemsedal Energi	96.25%	96.25%	28	100.00%	96.25%

Effektivitetsanalyse av distribusjonsnettet og regional-/sentralnettet til Troms Kraft Nett AS

DMU	Selskap	Totaleff.	Justert mht. supereff	Rangering	Teknisk effektivitet	Skalaeff.
348	Bodø Energi AS	82.99%	82.99%	67	83.22%	99.73%
349	Notodden Energi AS	100.00%	100.00%	17	100.00%	100.00%
354	Lofotkraft AS	63.76%	63.76%	122	81.67%	78.07%
373	Nore Energi KB	72.87%	72.87%	103	73.30%	99.43%
418	Aurland Energiverk AS	74.83%	74.83%	99	74.99%	99.78%
433	Hålogaland Kraft AS	100.00%	100.00%	17	100.00%	100.00%
460	Tussa Nett AS	69.49%	69.49%	115	73.41%	94.66%
464	Vesterålskraft Nett AS	72.50%	72.50%	105	74.55%	97.25%
495	Elverum Energiverk Nett AS	85.01%	85.01%	62	86.02%	98.82%
503	Haugaland Kraft AS	71.40%	71.40%	108	78.20%	91.30%
511	Lyse Nett AS	86.43%	86.43%	56	100.00%	86.43%
536	Trondheim Energiverk Nett AS	98.31%	98.31%	23	100.00%	98.31%
542	VOKKS AS	77.94%	77.94%	87	98.92%	78.79%
549	Østfold Energi Nett AS	76.04%	76.04%	93	100.00%	76.04%
566	BKK Nett AS	96.48%	96.48%	27	100.00%	96.48%
567	BKK Stord AS	86.39%	86.39%	57	86.50%	99.87%
574	Eidsiva Energinett AS	75.21%	75.21%	97	100.00%	75.21%
578	Flesberg Elektrisitetsverk AS	56.82%	56.82%	128	57.07%	99.56%
591	Midt Nett Buskerud AS	72.49%	72.49%	106	83.80%	86.50%
593	Nesset Kraft AS	87.89%	87.89%	49	88.95%	98.81%
599	Sunndal Energi KF	87.02%	87.02%	54	87.26%	99.72%
605	Mjøskraft AS	100.00%	101.04%	14	100.00%	100.00%
611	Skagerak Nett AS	69.72%	69.72%	113	74.39%	93.73%
613	Nordvest Nett AS	95.79%	95.79%	30	100.00%	95.79%
614	Energi 1 Follo/Røyken AS	88.74%	88.74%	45	91.81%	96.65%
615	Buskerud Kraftnett AS	88.68%	88.68%	46	90.73%	97.74%
624	Agder Energi Nett AS	94.60%	94.60%	33	100.00%	94.60%
625	Voss Energi AS	82.36%	82.36%	69	92.57%	88.97%
637	Narvik Energinett AS	62.15%	62.15%	124	62.37%	99.66%
659	Midt-Telemark Energi AS	80.09%	80.09%	83	85.62%	93.54%
669	Stange Energi Nett AS	80.65%	80.65%	77	85.63%	94.19%
675	Hafslund Nett AS	100.00%	105.96%	3	100.00%	100.00%
Antall enheter		131			131	131
Antall effektive enheter		21			40	21
Gjennomsnitt		83.41%	83.77%		87.49%	95.44%
Median		83.28%	83.28%		89.01%	97.90%
Stadardavvik		12.25%	12.78%		12.11%	6.05%
Max		100.00%	107.52%		100.00%	100.00%
Min		54.92%	54.92%		56.20%	69.59%

Vedlegg 6: Resultat distribusjonsnettet 2004:

DMU	Selskap	Totaleff.	Justert mht. supereff	Rangering	Teknisk effektivitet	Skalaeff.
7	Alta Kraftlag AL	89.09%	89.09%	52	89.43%	99.62%
9	Andøy Energi AS	86.31%	86.31%	61	87.89%	98.20%
14	Askøy Energi AS	100.00%	100.00%	11	100.00%	100.00%
16	Austevoll Kraftlag BA	87.85%	87.85%	58	88.72%	99.01%
18	Ballangen Energi AS	79.29%	79.29%	88	80.68%	98.28%
22	Bindal Kraftlag AL	100.00%	100.00%	11	100.00%	100.00%
32	Fredrikstad Energi Nett AS	100.00%	102.71%	4	100.00%	100.00%
34	Dragefossen Kraftanlegg AS	75.91%	75.91%	98	76.93%	98.67%
35	Drangedal Everk	82.22%	82.22%	76	82.65%	99.48%
37	Eidefoss AS	100.00%	100.00%	11	100.00%	100.00%
41	Etne Elektrisitetslag	78.98%	78.98%	90	81.67%	96.71%
42	Fauske Lysverk AS	80.53%	80.53%	84	81.26%	99.10%
43	Finnås Kraftlag	85.17%	85.17%	64	85.35%	99.79%
45	Fitjar Kraftlag PL	72.40%	72.40%	113	76.46%	94.70%
46	Fjelberg Kraftlag PL	82.20%	82.20%	77	90.51%	90.82%
52	Forsand Elverk	85.53%	85.53%	63	90.02%	95.01%
53	Fosen Komm. Kraftlag	84.93%	84.93%	65	85.47%	99.37%
55	Fusa Kraftlag	100.00%	100.00%	11	100.00%	100.00%
56	Sunnfjord Energi AS	98.68%	98.68%	22	100.00%	98.68%
62	Hadeland Energinett AS	83.20%	83.20%	74	87.49%	95.09%
63	Hadsel Energiverk AS	100.00%	100.00%	11	100.00%	100.00%
65	Hammerfest Elektrisitetsverk DA	81.84%	81.84%	78	82.94%	98.68%
71	HelgelandsKraft AS	73.90%	73.90%	109	100.00%	73.90%
72	Hemne kraftlag AL	76.24%	76.24%	95	79.16%	96.32%
82	Hurum Energiverk AS	80.61%	80.61%	82	80.74%	99.84%
84	Høland og Setskog Elverk	69.06%	69.06%	120	69.10%	99.93%
86	Istad Kraftnett AS	89.70%	89.70%	50	100.00%	89.70%
87	Jondal energiverk	73.50%	73.50%	111	81.73%	89.93%
88	Jæren Everk	99.16%	99.16%	21	99.32%	99.84%
91	Klepp Energi AS	100.00%	102.02%	7	100.00%	100.00%
93	Kragerø Energi AS	71.13%	71.13%	116	74.57%	95.39%
95	Krødsherad Everk	100.00%	107.20%	1	100.00%	100.00%
96	Kvam Kraftverk AS	96.49%	96.49%	28	100.00%	96.49%
97	Kvinnherad Energi AS	96.48%	96.48%	29	100.00%	96.48%
102	Lier Everk AS	98.54%	98.54%	24	99.30%	99.23%
103	Luostejok Kraftlag AL	92.52%	92.52%	42	93.64%	98.80%
104	Luster Energiverk AS	100.00%	101.91%	9	100.00%	100.00%
106	Lærdal Energiverk AS	75.64%	75.64%	100	76.61%	98.73%
111	Malvik Everk	63.38%	63.38%	128	64.61%	98.09%
116	Meløy Energi AS	97.65%	97.65%	26	98.87%	98.76%
119	Gauldal Energi AS	74.81%	74.81%	104	75.10%	99.61%
121	Modalen Kraftlag BA	88.06%	88.06%	56	100.00%	88.06%
132	Nord-Salten Kraftlag AL	100.00%	100.00%	11	100.00%	100.00%
133	Nord Troms Kraftlag AS	88.42%	88.42%	55	95.27%	92.81%
134	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	92.66%	92.66%	41	100.00%	92.66%
135	Nord-Østerdal Kraftlag AL	100.00%	100.00%	11	100.00%	100.00%
136	Norddal Elverk AS	86.77%	86.77%	60	87.65%	99.00%
138	Nordkyn Kraftlag AL	76.10%	76.10%	96	79.57%	95.64%
146	Odda Energi AS	95.27%	95.27%	32	95.41%	99.85%

Effektivitetsanalyse av distribusjonsnettet og regional-/sentralnettet til Troms Kraft Nett AS

DMU	Selskap	Totaleff.	Justert mht. supereff	Rangering	Teknisk effektivitet	Skalaeff.
147	Evenes Kraftforsyning AS	68.29%	68.29%	121	73.98%	92.32%
149	Oppdal Everk AS	82.70%	82.70%	75	84.67%	97.67%
153	Orkdal Energi AS	83.25%	83.25%	73	83.55%	99.65%
157	Rakkestad Energiverk AS	90.88%	90.88%	45	91.79%	99.00%
161	Rauland Kraftforsyningslag	77.73%	77.73%	91	79.07%	98.31%
162	Rauma Energi AS	88.54%	88.54%	54	91.95%	96.30%
163	Kvikne-Rennebu Kraftlag AL	95.39%	95.39%	31	98.56%	96.78%
164	Repvåg Kraftlag AL	63.60%	63.60%	127	64.09%	99.22%
165	Ringeriks-Kraft AS	98.57%	98.57%	23	100.00%	98.57%
166	Rissa Kraftlag BA	75.81%	75.81%	99	78.10%	97.07%
168	Rollag Elektrisitetsverk LL	76.25%	76.25%	94	79.01%	96.50%
171	Rødøy-Lurøy Kraftverk AS	100.00%	101.95%	8	100.00%	100.00%
173	Røros Elektrisitetsverk AS	88.61%	88.61%	53	88.95%	99.62%
181	Sandøy Energi AS	76.85%	76.85%	92	98.11%	78.33%
183	Hjartdal Elverk	56.46%	56.46%	131	58.70%	96.18%
184	Selbu Energiverk AS	74.24%	74.24%	108	76.03%	97.64%
188	Sjøfossen Energi AS	67.77%	67.77%	124	67.80%	99.95%
193	Skjerstad Kraftlag AL	79.84%	79.84%	86	85.29%	93.61%
194	Skjåk Energi AS	59.68%	59.68%	130	63.21%	94.42%
196	Skånevik Ølen Kraftlag	84.22%	84.22%	69	84.69%	99.44%
197	Sognekraft AS	98.09%	98.09%	25	100.00%	98.09%
204	Stranda Energiverk AS	80.44%	80.44%	85	80.65%	99.73%
205	Stryn Energi AS	92.45%	92.45%	43	93.60%	98.76%
206	Suldal Elverk	94.21%	94.21%	35	96.10%	98.03%
213	Sykkylven Energi AS	69.13%	69.13%	119	69.73%	99.14%
214	Sør Aurdal Energi	74.31%	74.31%	106	76.01%	97.77%
215	TrønderEnergi Nett AS	75.11%	75.11%	103	88.01%	85.34%
218	Sørfold Kraftlag AL	99.71%	99.71%	20	100.00%	99.71%
219	Tafjord Kraftnett AS	100.00%	100.00%	11	100.00%	100.00%
223	Tinn Energi AS	70.19%	70.19%	118	71.06%	98.77%
227	Troms Kraft Nett AS	93.24%	93.24%	40	100.00%	93.24%
231	Trøgstad Elverk AS	87.98%	87.98%	57	88.28%	99.66%
233	Tydal Komm. Energiverk	74.30%	74.30%	107	79.72%	93.20%
234	Tysnes Kraftlag PL	100.00%	100.00%	11	100.00%	100.00%
238	Indre Hardanger Kraftlag DA	97.42%	97.42%	27	100.00%	97.42%
242	Uvdal Kraftforsyning AL	80.75%	80.75%	80	84.41%	95.66%
248	Vang Energiverk	59.80%	59.80%	129	62.83%	95.18%
249	Varanger Kraft AS	80.58%	80.58%	83	84.09%	95.82%
251	Vest-Telemark Kraftlag	93.91%	93.91%	36	100.00%	93.91%
257	Dalane Energi AS	79.01%	79.01%	89	80.98%	97.56%
262	Ørskog Interkommunale Kraftlag	100.00%	105.41%	2	100.00%	100.00%
264	Øvre Eiker Nett AS	87.83%	87.83%	59	88.15%	99.63%
267	Årdal Kommunale Energiverk	72.92%	72.92%	112	74.35%	98.08%
269	SFE Nett AS	84.60%	84.60%	66	100.00%	84.60%
274	Svorka Energiverk AS	71.29%	71.29%	115	71.38%	99.88%
275	Hallingdal Kraftnett AS	94.59%	94.59%	33	100.00%	94.59%
295	Gudbrandsdal Energi AS	83.36%	83.36%	71	89.24%	93.41%
306	Valdres Energiverk AS	90.21%	90.21%	49	97.74%	92.29%
311	Nordmøre Energiverk AS	90.66%	90.66%	46	100.00%	90.66%
343	Hemsedal Energi	79.54%	79.54%	87	85.51%	93.02%

Effektivitetsanalyse av distribusjonsnettet og regional-/sentralnettet til Troms Kraft Nett AS

DMU	Selskap	Totaleff.	Justert mht. supereff	Rangering	Teknisk effektivitet	Skalaeff.
348	Bodø Energi AS	83.55%	83.55%	70	83.69%	99.84%
349	Notodden Energi AS	100.00%	103.32%	3	100.00%	100.00%
354	Lofotkraft AS	63.66%	63.66%	126	83.60%	76.15%
373	Nore Energi KB	73.59%	73.59%	110	73.78%	99.73%
418	Aurland Energiverk AS	76.37%	76.37%	93	76.69%	99.59%
433	Hålogaland Kraft AS	100.00%	102.68%	5	100.00%	100.00%
460	Tussa Nett AS	70.68%	70.68%	117	72.96%	96.87%
464	Vesterålskraft Nett AS	67.87%	67.87%	123	68.15%	99.59%
495	Elverum Energiverk Nett AS	83.35%	83.35%	72	86.72%	96.12%
503	Haugaland Kraft AS	75.60%	75.60%	101	84.11%	89.89%
511	Lyse Nett AS	84.47%	84.47%	68	100.00%	84.47%
536	Trondheim Energiverk Nett AS	94.35%	94.35%	34	94.79%	99.54%
542	VOKKS AS	76.08%	76.08%	97	95.91%	79.33%
549	Østfold Energi Nett AS	90.38%	90.38%	47	100.00%	90.38%
566	BKK Nett AS	91.77%	91.77%	44	100.00%	91.77%
567	BKK Stord AS	75.58%	75.58%	102	75.75%	99.78%
574	Eidsiva Energinett AS	90.26%	90.26%	48	100.00%	90.26%
578	Flesberg Elektrisitetsverk AS	64.01%	64.01%	125	64.78%	98.81%
591	Midt Nett Buskerud AS	67.98%	67.98%	122	77.50%	87.72%
593	Neset Kraft AS	84.60%	84.60%	67	85.35%	99.12%
599	Sunndal Energi KF	93.36%	93.36%	39	93.48%	99.87%
605	Mjøskraft AS	93.36%	93.36%	38	98.77%	94.53%
611	Skagerak Nett AS	74.49%	74.49%	105	78.07%	95.41%
613	Nordvest Nett AS	100.00%	100.54%	10	100.00%	100.00%
614	Energi 1 Follo/Røyken AS	93.81%	93.81%	37	96.62%	97.09%
615	Buskerud Kraftnett AS	89.10%	89.10%	51	89.90%	99.11%
624	Agder Energi Nett AS	96.16%	96.16%	30	100.00%	96.16%
625	Voss Energi AS	80.61%	80.61%	81	86.94%	92.71%
637	Narvik Energinett AS	72.25%	72.25%	114	72.57%	99.57%
659	Midt-Telemark Energi AS	81.16%	81.16%	79	84.51%	96.04%
669	Stange Energi Nett AS	86.21%	86.21%	62	87.06%	99.02%
675	Hafslund Nett AS	100.00%	102.52%	6	100.00%	100.00%
Antall enheter		131			131	131
Antall effektive enheter		19			40	19
Gjennomsnitt		84.80%	85.03%		88.09%	96.35%
Median		84.60%	84.60%		88.28%	98.31%
Stadardavvik		11.31%	11.66%		11.26%	4.97%
Max		100.00%	107.20%		100.00%	100.00%
Min		56.46%	56.46%		58.70%	73.90%

Vedlegg 7: Effektivitet regional-/sentralnettet 2001:

DMU	Selskap	Totaleff.	Justert mht. supereff	Rangering	Teknisk effektivitet	Skalaeff.
7	Alta Kraftlag AL	86,45 %	86,45 %	22	88,79 %	97,37 %
9	Andøy Energi AS	81,73 %	81,73 %	29	83,88 %	97,44 %
14	Askøy Energi AS	75,69 %	75,69 %	34	90,32 %	83,80 %
37	Eidefoss AS	71,95 %	71,95 %	38	74,34 %	96,79 %
56	Sunnfjord Energi AS	74,57 %	74,57 %	35	80,32 %	92,84 %
62	Hadeland Energinett AS	96,15 %	96,15 %	16	100,00 %	96,15 %
65	Hammerfest Elektrisitetsverk DA	93,75 %	93,75 %	17	100,00 %	93,75 %
71	HelgelandsKraft AS	89,05 %	89,05 %	21	89,68 %	99,30 %
86	Istad Kraftnett AS	100,00 %	100,00 %	5	100,00 %	100,00 %
88	Jæren Everk	85,93 %	85,93 %	23	93,96 %	91,46 %
93	Kragerø Energi AS	100,00 %	100,00 %	5	100,00 %	100,00 %
103	Luostejok Kraftlag AL	100,00 %	101,32 %	4	100,00 %	100,00 %
132	Nord-Salten Kraftlag AL	100,00 %	100,00 %	5	100,00 %	100,00 %
133	Nord Troms Kraftlag AS	84,40 %	84,40 %	26	86,71 %	97,34 %
134	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	71,42 %	71,42 %	39	94,28 %	75,76 %
138	Nordkyn Kraftlag AL	100,00 %	100,00 %	5	100,00 %	100,00 %
152	Opplandskraft KL	100,00 %	100,00 %	5	100,00 %	100,00 %
161	Rauland Kraftforsyningslag	100,00 %	100,00 %	5	100,00 %	100,00 %
164	Repvåg Kraftlag AL	89,52 %	89,52 %	19	95,36 %	93,87 %
176	Salten Kraftsamband AS	62,63 %	62,63 %	47	71,35 %	87,77 %
197	Sognekraft AS	72,11 %	72,11 %	37	73,46 %	98,17 %
210	Sunnhordland Kraftlag AS	100,00 %	100,00 %	5	100,00 %	100,00 %
215	TrønderEnergi Nett AS	70,33 %	70,33 %	41	84,69 %	83,05 %
219	Tafjord Kraftnett AS	100,00 %	102,98 %	2	100,00 %	100,00 %
227	Troms Kraft Nett AS	100,00 %	100,00 %	5	100,00 %	100,00 %
235	Tyssefaldene Aktieselskabet	100,00 %	106,03 %	1	100,00 %	100,00 %
249	Varanger Kraft AS	89,25 %	89,25 %	20	92,18 %	96,81 %
251	Vest-Telemark Kraftlag	66,56 %	66,56 %	45	67,24 %	98,99 %
257	Dalane Energi AS	52,26 %	52,26 %	49	54,36 %	96,14 %
269	SFE Nett AS	85,51 %	85,51 %	25	100,00 %	85,51 %
275	Hallingdal Kraftnett AS	99,67 %	99,67 %	15	100,00 %	99,67 %
277	Nordkraft AS	77,36 %	77,36 %	32	87,07 %	88,85 %
295	Gudbrandsdal Energi AS	67,50 %	67,50 %	43	69,17 %	97,58 %
311	Nordmøre Energiverk AS	100,00 %	100,00 %	5	100,00 %	100,00 %
354	Lofotkraft AS	91,29 %	91,29 %	18	97,14 %	93,98 %
433	Hålogaland Kraft AS	76,37 %	76,37 %	33	76,53 %	99,79 %
460	Tussa Nett AS	78,54 %	78,54 %	31	84,44 %	93,01 %
464	Vesterålskraft Nett AS	53,26 %	53,26 %	48	54,14 %	98,37 %
511	Lyse Nett AS	85,64 %	85,64 %	24	100,00 %	85,64 %
521	Oppland Energi Nett AS	80,38 %	80,38 %	30	83,89 %	95,81 %
524	Otra Kraft DA	100,00 %	100,00 %	5	100,00 %	100,00 %
536	Trondheim Energiverk Nett AS	82,16 %	82,16 %	27	100,00 %	82,16 %
566	BKK Nett AS	74,23 %	74,23 %	36	100,00 %	74,23 %
574	Eidsiva Energinett AS	70,72 %	70,72 %	40	100,00 %	70,72 %
591	Midt Nett Buskerud AS	68,84 %	68,84 %	42	75,32 %	91,39 %
605	Mjøskraft AS	48,47 %	48,47 %	51	56,48 %	85,82 %
611	Skagerak Nett AS	65,19 %	65,19 %	46	100,00 %	65,19 %
615	Buskerud Kraftnett AS	81,92 %	81,92 %	28	100,00 %	81,92 %
624	Agder Energi Nett AS	51,26 %	51,26 %	50	76,99 %	66,58 %
625	Voss Energi AS	100,00 %	102,71 %	3	100,00 %	100,00 %
637	Narvik Energinett AS	43,43 %	43,43 %	52	44,01 %	98,67 %
675	Hafslund Nett AS	66,77 %	66,77 %	44	100,00 %	66,77 %
Antall enheter		52			52	52
Antall effektive enheter		14			25	14
Gjennomsnitt		81,97 %	82,22 %		88,96 %	92,28 %
Median		83,28 %	83,28 %		96,25 %	96,80 %
Stadardavvik		16,01 %	16,33 %		14,68 %	9,89 %
Max		100,00 %	106,03 %		100,00 %	100,00 %
Min		43,43 %	43,43 %		44,01 %	65,19 %

Vedlegg 8: Effektivitet regional-/sentralnettet 2002:

DMU	Selskap	Totaleff.	Justert mht. supereff	Rangering	Teknisk effektivitet	Skalaeff.
7	Alta Kraftlag AL	84.68%	84.68%	28	84.92%	99.71%
9	Andøy Energi AS	86.56%	86.56%	25	91.92%	94.17%
14	Askøy Energi AS	79.86%	79.86%	29	94.28%	84.70%
37	Eidefoss AS	71.43%	71.43%	43	79.02%	90.40%
56	Sunnfjord Energi AS	48.48%	48.48%	51	60.64%	79.94%
62	Hadeland Energinett AS	94.98%	94.98%	15	95.93%	99.01%
65	Hammerfest Elektrisitetsverk DA	94.96%	94.96%	16	100.00%	94.96%
71	HelgelandsKraft AS	86.25%	86.25%	27	97.04%	88.88%
86	Istad Kraftnett AS	100.00%	100.00%	7	100.00%	100.00%
88	Jæren Everk	88.33%	88.33%	24	91.31%	96.74%
93	Kragerø Energi AS	100.00%	104.64%	2	100.00%	100.00%
103	Luostejok Kraftlag AL	100.00%	100.00%	7	100.00%	100.00%
132	Nord-Salten Kraftlag AL	100.00%	100.00%	7	100.00%	100.00%
133	Nord Troms Kraftlag AS	76.55%	76.55%	34	79.85%	95.87%
134	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	72.14%	72.14%	41	98.83%	72.99%
138	Nordkyn Kraftlag AL	100.00%	102.51%	4	100.00%	100.00%
152	Opplandskraft KL	100.00%	100.00%	7	100.00%	100.00%
161	Rauland Kraftforsyningslag	90.64%	90.64%	20	93.07%	97.39%
164	Repvåg Kraftlag AL	93.58%	93.58%	17	100.00%	93.58%
176	Salten Kraftsamband AS	65.38%	65.38%	47	80.59%	81.13%
197	Sognekraft AS	67.73%	67.73%	45	73.07%	92.68%
210	Sunnhordland Kraftlag AS	100.00%	100.49%	6	100.00%	100.00%
215	TrønderEnergi Nett AS	79.36%	79.36%	31	100.00%	79.36%
219	Tafjord Kraftnett AS	100.00%	100.00%	7	100.00%	100.00%
227	Troms Kraft Nett AS	98.89%	98.89%	14	100.00%	98.89%
235	Tyssefaldene Aktieselskabet	100.00%	100.00%	7	100.00%	100.00%
249	Varanger Kraft AS	100.00%	134.43%	1	100.00%	100.00%
251	Vest-Telemark Kraftlag	86.53%	86.53%	26	91.30%	94.77%
257	Dalane Energi AS	69.24%	69.24%	44	76.84%	90.10%
269	SFE Nett AS	60.43%	60.43%	48	62.47%	96.73%
275	Hallingdal Kraftnett AS	91.55%	91.55%	19	100.00%	91.55%
277	Nordkraft AS	100.00%	103.81%	3	100.00%	100.00%
295	Gudbrandsdal Energi AS	100.00%	100.00%	7	100.00%	100.00%
311	Nordmøre Energiverk AS	76.95%	76.95%	32	78.24%	98.36%
354	Lofotkraft AS	91.72%	91.72%	18	100.00%	91.72%
433	Hålogaland Kraft AS	89.79%	89.79%	23	100.00%	89.79%
460	Tussa Nett AS	76.02%	76.02%	36	79.42%	95.72%
464	Vesterålskraft Nett AS	76.50%	76.50%	35	85.80%	89.16%
511	Lyse Nett AS	73.04%	73.04%	40	74.44%	98.12%
521	Oppland Energi Nett AS	79.37%	79.37%	30	100.00%	79.37%
524	Otra Kraft DA	90.62%	90.62%	21	98.08%	92.39%
536	Trondheim Energiverk Nett AS	100.00%	100.84%	5	100.00%	100.00%
566	BKK Nett AS	72.03%	72.03%	42	97.91%	73.57%
574	Eidsiva Energinett AS	76.69%	76.69%	33	100.00%	76.69%
591	Midt Nett Buskerud AS	73.92%	73.92%	38	100.00%	73.92%
605	Mjøskraft AS	90.14%	90.14%	22	92.31%	97.66%
611	Skagerak Nett AS	47.89%	47.89%	52	52.71%	90.85%
615	Buskerud Kraftnett AS	73.24%	73.24%	39	100.00%	73.24%
624	Agder Energi Nett AS	74.60%	74.60%	37	100.00%	74.60%
625	Voss Energi AS	58.17%	58.17%	49	79.17%	73.47%
637	Narvik Energinett AS	56.04%	56.04%	50	60.16%	93.15%
675	Hafslund Nett AS	65.42%	65.42%	46	100.00%	65.42%
Antall enheter		52			52	52
Antall effektive enheter		13			26	13
Gjennomsnitt		83.26%	84.16%		91.33%	91.17%
Median		86.39%	86.39%		99.41%	94.47%
Stadardavvik		14.77%	16.49%		12.65%	9.73%
Max		100.00%	134.43%		100.00%	100.00%
Min		47.89%	47.89%		52.71%	65.42%

Vedlegg 9: Effektivitet regional-/sentralnettet 2003:

DMU	Selskap	Totaleff.	Justert mht. supereff	Rangering	Teknisk effektivitet	Skalaeff.
7	Alta Kraftlag AL	76.26%	76.26%	32	87.10%	87.55%
9	Andøy Energi AS	88.79%	88.79%	23	89.36%	99.36%
14	Askøy Energi AS	91.21%	91.21%	18	100.00%	91.21%
37	Eidefoss AS	69.74%	69.74%	38	70.43%	99.03%
56	Sunnfjord Energi AS	56.75%	56.75%	51	57.36%	98.93%
62	Hadeland Energinett AS	72.39%	72.39%	34	78.11%	92.68%
65	Hammerfest Elektrisitetsverk DA	100.00%	111.64%	4	100.00%	100.00%
71	HelgelandsKraft AS	65.83%	65.83%	42	66.28%	99.33%
86	Istad Kraftnett AS	100.00%	124.64%	1	100.00%	100.00%
88	Jæren Everk	65.62%	65.62%	43	71.64%	91.60%
93	Kragerø Energi AS	100.00%	100.00%	9	100.00%	100.00%
103	Luostejok Kraftlag AL	78.31%	78.31%	29	100.00%	78.31%
132	Nord-Salten Kraftlag AL	98.16%	98.16%	14	99.18%	98.97%
133	Nord Troms Kraftlag AS	78.06%	78.06%	30	79.88%	97.71%
134	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	60.74%	60.74%	48	76.65%	79.24%
138	Nordkyn Kraftlag AL	100.00%	100.00%	9	100.00%	100.00%
152	Opplandskraft KL	86.78%	86.78%	24	90.27%	96.12%
161	Rauland Kraftforsyningslag	100.00%	100.00%	9	100.00%	100.00%
164	Repvåg Kraftlag AL	97.11%	97.11%	15	100.00%	97.11%
176	Salten Kraftsamband AS	65.45%	65.45%	44	72.72%	90.00%
197	Sognekraft AS	90.66%	90.66%	20	92.40%	98.12%
210	Sunnhordland Kraftlag AS	100.00%	112.35%	3	100.00%	100.00%
215	TrønderEnergi Nett AS	90.20%	90.20%	22	100.00%	90.20%
219	Tafjord Kraftnett AS	100.00%	100.07%	8	100.00%	100.00%
227	Troms Kraft Nett AS	79.31%	79.31%	27	94.86%	83.61%
235	Tyssefaldene Aktieselskabet	100.00%	110.97%	5	100.00%	100.00%
249	Varanger Kraft AS	82.05%	82.05%	26	85.03%	96.50%
251	Vest-Telemark Kraftlag	61.63%	61.63%	46	64.38%	95.73%
257	Dalane Energi AS	58.81%	58.81%	49	62.69%	93.80%
269	SFE Nett AS	100.00%	101.20%	7	100.00%	100.00%
275	Hallingdal Kraftnett AS	100.00%	106.31%	6	100.00%	100.00%
277	Nordkraft AS	93.25%	93.25%	17	100.00%	93.25%
295	Gudbrandsdal Energi AS	78.69%	78.69%	28	82.14%	95.80%
311	Nordmøre Energiverk AS	99.82%	99.82%	13	100.00%	99.82%
354	Lofotkraft AS	90.88%	90.88%	19	96.75%	93.93%
433	Hålogaland Kraft AS	66.41%	66.41%	41	66.47%	99.91%
460	Tussa Nett AS	77.36%	77.36%	31	80.72%	95.83%
464	Vesterålskraft Nett AS	64.72%	64.72%	45	67.41%	96.00%
503	Haugaland Kraft AS	95.30%	95.30%	16	100.00%	95.30%
511	Lyse Nett AS	70.21%	70.21%	36	94.82%	74.05%
521	Oppland Energi Nett AS	90.27%	90.27%	21	92.73%	97.35%
524	Otra Kraft DA	100.00%	100.00%	9	100.00%	100.00%
536	Trondheim Energiverk Nett AS	82.15%	82.15%	25	100.00%	82.15%
566	BKK Nett AS	71.09%	71.09%	35	100.00%	71.09%
574	Eidsiva Energinett AS	70.12%	70.12%	37	100.00%	70.12%
591	Midt Nett Buskerud AS	72.77%	72.77%	33	80.48%	90.43%
605	Mjøskraft AS	53.83%	53.83%	53	61.74%	87.19%
611	Skagerak Nett AS	60.96%	60.96%	47	100.00%	60.96%
615	Buskerud Kraftnett AS	68.21%	68.21%	40	100.00%	68.21%
624	Agder Energi Nett AS	57.08%	57.08%	50	85.84%	66.49%
625	Voss Energi AS	100.00%	118.39%	2	100.00%	100.00%
637	Narvik Energinett AS	55.78%	55.78%	52	55.87%	99.83%
675	Hafslund Nett AS	69.41%	69.41%	39	100.00%	69.41%
Antall enheter		53			53	53
Antall effektive enheter		12			25	12
Gjennomsnitt		81.17%	82.79%		88.74%	91.74%
Median		79.31%	79.31%		96.75%	96.00%
Stadardavvik		15.51%	18.08%		14.14%	10.69%
Max		100.00%	124.64%		100.00%	100.00%
Min		53.83%	53.83%		55.87%	60.96%

Vedlegg 10: Effektivitet regional-/sentralnett 2004:

DMU	Selskap	Totaleff.	Justert mht. supereff	Rangering	Teknisk effektivitet	Skalaeff.
7	Alta Kraftlag AL	73.95%	73.95%	38	82.13%	90.04%
9	Andøy Energi AS	83.69%	83.69%	23	85.13%	98.32%
14	Askøy Energi AS	81.87%	81.87%	26	96.88%	84.50%
37	Eidefoss AS	78.95%	78.95%	30	80.94%	97.54%
56	Sunnfjord Energi AS	58.11%	58.11%	49	60.22%	96.50%
62	Hadeland Energinett AS	83.52%	83.52%	25	89.64%	93.17%
65	Hammerfest Elektrisitetsverk DA	79.78%	79.78%	27	86.12%	92.64%
71	HelgelandsKraft AS	70.65%	70.65%	43	70.65%	100.00%
86	Istad Kraftnett AS	100.00%	100.00%	6	100.00%	100.00%
88	Jæren Everk	83.53%	83.53%	24	91.22%	91.57%
93	Kragerø Energi AS	100.00%	100.00%	6	100.00%	100.00%
103	Luostejok Kraftlag AL	67.38%	67.38%	45	78.81%	85.50%
132	Nord-Salten Kraftlag AL	100.00%	100.57%	4	100.00%	100.00%
133	Nord Troms Kraftlag AS	83.76%	83.76%	22	84.91%	98.64%
134	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	67.28%	67.28%	46	93.14%	72.24%
138	Nordkyn Kraftlag AL	100.00%	104.42%	2	100.00%	100.00%
152	Opplandskraft KL	74.77%	74.77%	36	75.75%	98.70%
161	Rauland Kraftforsyningslag	100.00%	107.51%	1	100.00%	100.00%
164	Repvåg Kraftlag AL	93.96%	93.96%	15	100.00%	93.96%
176	Salten Kraftsamband AS	73.98%	73.98%	37	92.84%	79.69%
197	Sognekraft AS	79.51%	79.51%	28	80.83%	98.37%
210	Sunnhordland Kraftlag AS	100.00%	100.00%	6	100.00%	100.00%
215	TrønderEnergi Nett AS	58.98%	58.98%	48	77.10%	76.49%
219	Tafjord Kraftnett AS	100.00%	100.73%	3	100.00%	100.00%
227	Troms Kraft Nett AS	72.92%	72.92%	39	81.36%	89.63%
235	Tyssefaldene Aktieselskabet	100.00%	100.00%	6	100.00%	100.00%
249	Varanger Kraft AS	92.12%	92.12%	17	98.63%	93.40%
251	Vest-Telemark Kraftlag	56.80%	56.80%	50	58.96%	96.33%
257	Dalane Energi AS	54.60%	54.60%	52	57.57%	94.84%
269	SFE Nett AS	98.66%	98.66%	14	100.00%	98.66%
275	Hallingdal Kraftnett AS	100.00%	100.05%	5	100.00%	100.00%
277	Nordkraft AS	100.00%	100.00%	6	100.00%	100.00%
295	Gudbrandsdal Energi AS	77.50%	77.50%	32	80.23%	96.60%
311	Nordmøre Energiverk AS	100.00%	100.00%	6	100.00%	100.00%
354	Lofotkraft AS	93.08%	93.08%	16	100.00%	93.08%
433	Hålogaland Kraft AS	66.21%	66.21%	47	66.29%	99.88%
460	Tussa Nett AS	70.26%	70.26%	44	75.44%	93.13%
464	Vesterålskraft Nett AS	79.18%	79.18%	29	79.43%	99.69%
503	Haugaland Kraft AS	91.92%	91.92%	18	96.82%	94.93%
511	Lyse Nett AS	71.79%	71.79%	41	89.24%	80.45%
521	Oppland Energi Nett AS	88.96%	88.96%	19	93.47%	95.17%
524	Otra Kraft DA	100.00%	100.00%	6	100.00%	100.00%
536	Trondheim Energiverk Nett AS	84.12%	84.12%	21	100.00%	84.12%
566	BKK Nett AS	78.24%	78.24%	31	100.00%	78.24%
574	Eidsiva Energinett AS	75.26%	75.26%	34	100.00%	75.26%
591	Midt Nett Buskerud AS	77.46%	77.46%	33	84.29%	91.90%
605	Mjøskraft AS	52.19%	52.19%	53	58.49%	89.23%
611	Skagerak Nett AS	70.97%	70.97%	42	100.00%	70.97%
615	Buskerud Kraftnett AS	71.95%	71.95%	40	100.00%	71.95%
624	Agder Energi Nett AS	55.76%	55.76%	51	76.14%	73.22%
625	Voss Energi AS	100.00%	100.00%	6	100.00%	100.00%
637	Narvik Energinett AS	74.78%	74.78%	35	75.16%	99.49%
675	Hafslund Nett AS	87.28%	87.28%	20	100.00%	87.28%
Antall enheter		53			53	53
Antall effektive enheter		13			22	13
Gjennomsnitt		81.81%	82.06%		88.64%	92.37%
Median		79.78%	79.78%		93.14%	95.17%
Stadardavvik		14.43%	14.80%		13.05%	8.98%
Max		100.00%	107.51%		100.00%	100.00%
Min		52.19%	52.19%		57.57%	70.97%