

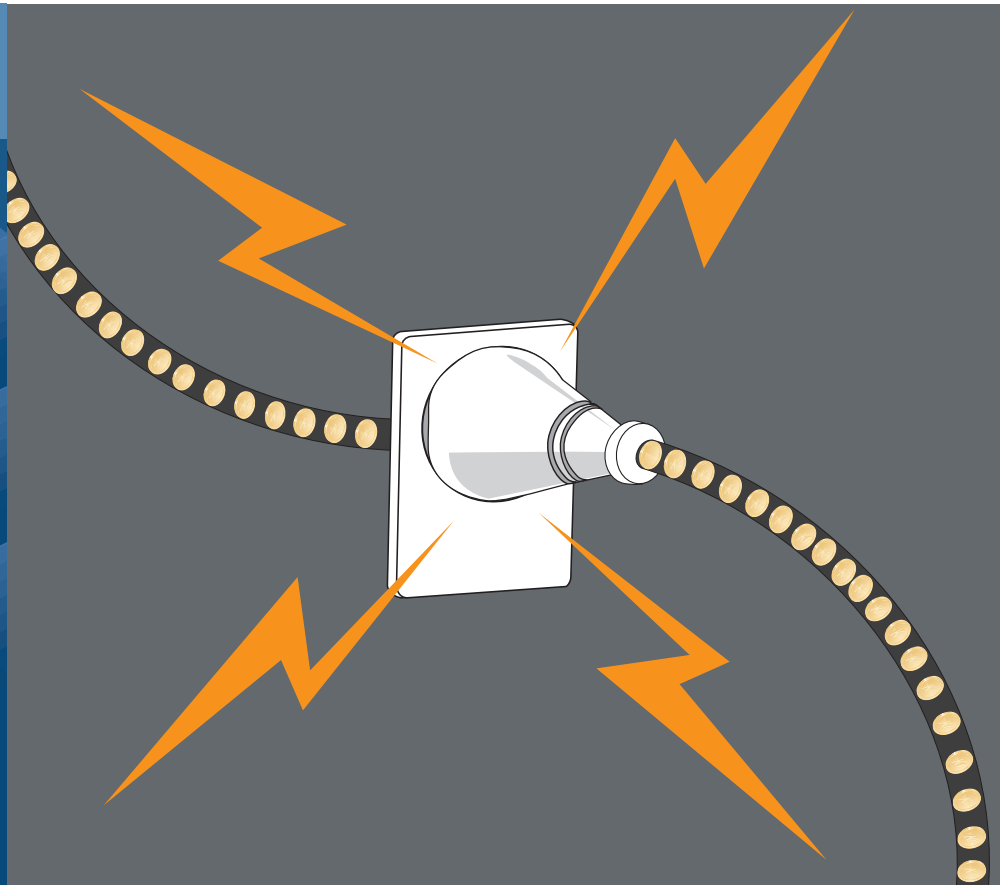


Kostnadseffektivitet i distribusjonsnett

En studie av nettselskaper med lavt DEA-resultat

61
2012

R
A
P
P
O
R
T



Kostnadseffektivitet i distribusjonsnettet

En studie av nettselskaper med lavt DEA-resultat

Rapport nr 61

Kostnadseffektivitet i distribusjonsnett

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør:

Forfattere: Jakob Kristiansen, Mi Lagergren, Kjersti Vøllestad

Trykk: NVEs hustrykkeri

Opplag:

Forsidefoto:

ISSN: 978-82-410-0835-1

ISBN: 1501-2832

Emneord: Kostnadseffektivitet, DEA-analyse, distribusjonsnett

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no

Januar 2013

Innhold

Forord	4
Sammendrag	5
1 Innledning	6
2 Den økonomiske reguleringen	7
3 Selskap med lavt DEA-resultat	9
4 Metode	11
5 Utvalgte selskap, deres referenter og bransjesnittet	13
5.1 Utvalgte selskap	13
5.2 Referentene	21
5.3 Utvalgte selskap og deres referenter	24
6 Gjennomgang av hvert selskap	26
6.1 Austevoll Kraftlag SA	26
6.2 Fusa Kraftlag SA	27
6.3 Lofotkraft AS	29
6.4 Narvik Energinett AS	30
6.5 Notodden Energi AS	31
6.6 Rauland Kraftforsyningslag SA	33
6.7 SKL Nett AS	35
6.8 Sørfold Kraftlag SA	37
6.9 Tysnes Kraftlag SA	38
6.10 Uvdal Kraftforsyning SA	39
6.11 Årdal Energi KF	41
7 Oppsummering og videre arbeid	43
8 Referanser	45

Forord

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) har høsten 2012 gjennomført en studie av 11 utvalgte selskapers kostnadsdata. De 11 selskapene er valgt ut fordi de kommer dårligst ut i de sammenlignende analysene som ligger til grunn for kostnadsnormen i inntektsrammefastsettelsen. Formålet med studien var å finne om det er forhold ved kostnadsnormmodellen eller selskapenes egne valg som fører til at akkurat disse selskapene kommer dårlig ut.

Denne rapporten oppsummerer vår gjennomgang og sammenligning av selskapenes kostnadsdata og peker på hva som er årsaken til at hvert av disse kommer dårlig ut i de sammenlignende analysene.

Oslo, januar 2013



Tore Langset
fung. avdelingsdirektør



Siri H. Steinnes
fung. seksjonssjef

Sammendrag

NVE (2012) har utarbeidet en ny modell for å fastsette kostnadsnormen til nettselskapene fra 2013. Den nye modellen skal blant annet redusere skjevheter, bidra til en større grad av stabilitet i kostnadsnormene og gi en mer konsekvent og målrettet korrigerende rammevilkårene selskapene opererer i. Kostnadsnormmodellen er fortsatt basert på DEA-metoden.

NVE har grundig gjennomgått og sammenlignet datagrunnlaget til 11 selskap med distribusjonsnett som har fått lavt DEA-resultat i den nye modellen. Formålet med analysene har vært å finne årsaken til hvorfor enkelte selskap kommer dårlig ut i de sammenlignende analysene. Det kan være forhold ved konstruksjonen av modellen eller forhold hos selskapene som resulterer i lave DEA-resultat. Analysene er basert på sammenligning av nettselskapenes kostnader for perioden 2004-2010. Alle de 11 selskapene er sammenlignet med bransjesnittet og sine referenter fra DEA-analysene. Selskapene er gjort sammenlignbare ved å bruke forholdstall.

Fellestrekk for de fleste selskapene vi så på, er at de er små, med økende drift- og vedlikeholdskostnader. Dessuten har de mange årsverk i forhold til sin oppgave. Seks av selskapene er samvirkelag, mens de resterende fem i majoriteten eies av kommuner i første eller andre ledd. Vi har ikke funnet noen indikasjon på at disse selskapene opererer under spesielle rammevilkår som skulle tilsi at det er behov for et så høyt nivå på drift- og vedlikeholdskostnadene sammenlignet med resten av bransjen. Studiene indikerer at det i all hovedsak er selskapenes egne valg og kostnadsnivå som gjør at de får et lavt DEA-resultat over tid.

Noen av de utvalgte selskapene er mer spesielle enn andre nettselskap; enkelte har en vesentlig større andel bidragsfinansiert nett og andel fritidsboligabonnenter enn normalen, og noen har høye investeringer og svært høy KILE. Det kan være behov for å studere disse og muligens andre enkeltelskaper nærmere for å vurdere om det er signifikante rammevilkår disse opererer i som ikke er fanget opp i modellen.

Våre analyser har avdekket at det i all hovedsak er selskapenes eget kostnadsnivå som er årsaken til at de får et lavt DEA-resultat i distribusjonsnettet. Vi mener at våre funn tilsier at kostnadsnormmodellen basert på DEA-analyser også kan benyttes for disse selskapene.

1 Innledning

I den økonomiske reguleringen av nettselskapene har NVE siden 2007 brukt en kostnadsnormmodell basert på DEA-metoden¹. I 2010 gjennomførte professor von der Fehr en utredning av den økonomiske reguleringen av nettselskaper på oppdrag fra Olje- og energidepartementet (OED). I utredningen peker von der Fehr på at det kan oppstå skjevheter i DEA, og at NVE bør vurdere å fastsette nettselskapenes inntektsramme mer skjønnsmessig. Han påpeker også at det er knyttet utfordringer til slik skjønnsutøvelse (von der Fehr 2010).

NVE (2012) har utarbeidet en ny modell for å fastsette kostnadsnormen til nettselskapene fra 2013. Den nye modellen skal blant annet redusere skjevheter, bidra til en større grad av stabilitet i kostnadsnormene og gi en mer konsekvent og målrettet korrigering for rammevilkårene selskapene opererer i.

NVE har grundig gjennomgått og sammenlignet datagrunnlaget til distribusjonsnettsselskap som har fått lavt DEA-resultat i den nye modellen. Gjennom våre studier ønsker vi å finne årsakene til selskapenes lave DEA-resultat. Vi kan finne at selskapene har feilrapportert kostnader til NVE, eller at selskapet har spesielt høye kostnader i forhold til sammenlignbare selskap. Slike funn vil vise at årsaken til at selskapet får et lavt DEA-resultat ligger hos selskapet selv, og ikke i utformingen av kostnadsnormmodellen. Det kan også være at selskapene står ovenfor kostnadsdrivere som NVE ikke har fanget opp som rammevilkår i modellen. Dersom vår gjennomgang identifiserer at forhold ved metodene vi benytter for å fastsette selskapenes kostnadsnorm er årsak til at flere selskap kommer dårlig ut, ønsker NVE å finne generelle metoder som kan forbedre disse. Denne rapporten oppsummerer vårt arbeid.

I kapittel 2 forklarer vi kort den økonomiske reguleringen av nettselskap og forholdet mellom selskapenes egne kostnader og kostnadsnormen. I kapittel 3 har vi beskrevet hvordan vi har valgt ut selskaper til dette studiet. Kapittel 4 gir en oversikt over metodene vi har brukt for å sammenligne nettselskapene og hvilke nøkkeltall vi har sett på. I kapittel 5 bruker vi nøkkeltallene for å sammenligne alle referentene, de utvalgte selskapene og bransjesnittet, før vi i kapittel 6 går nærmere inn på hvert utvalgte selskap. Til slutt oppsummerer vi våre funn og foreslår videre arbeid i kapittel 7.

¹ DEA – Data Envelopment Analysis. Se NVE (2006) for en nærmere beskrivelse av DEA. NVE har også brukt DEA-metoden før 2007, men da ikke for å fastsette *kostnadsnormer* for selskapene.

2 Den økonomiske reguleringen

Den økonomiske reguleringen av nettvirksomheten gjennomføres ved å fastsette årlige individuelle inntektsrammer for nettselskapene. Inntektsrammene skal fastsettes slik at de over tid dekker kostnadene ved drift og avskrivning av nettet, samt gir en rimelig avkastning på investert kapital under forutsetning av at nettselskapet driver, utnytter og utvikler nettet sitt effektivt. Beregningen av inntektsrammen for det enkelte selskapets nett består av to hovedelementer: Kostnadsgrunnlag (K) og kostnadsnorm (K*). 40 prosent av kostnadsgrunnlaget og 60 prosent av kostnadsnormen skal inngå i beregningen. Inntektsrammen (IR) uttrykkes som:

$$IR = 0,4K + 0,6K^*$$

Nettselskapene rapporterer hvert år inn sine kostnadsdata til NVE i databasen *eRapp*. Dette er detaljert kostnads- og inntektsdata som omfatter alle virksomhetsområder. Innrapporteringen kontrolleres grundig hos NVE før dataene blir benyttet i hvert selskaps kostnadsgrunnlag ved inntektsrammefastsettelsen. Inntektsrammene fastsettes på grunnlag av data fra to år tidligere. Inntektsrammen for 2013 er dermed basert på selskapenes kostnadsdata for 2011.

Kostnadsgrunnlaget følger utviklingen til det enkelte nettselskapets kostnader. Kostnadsnormen skal derimot være frikoblet fra selskapets egne kostnader i størst mulig grad, slik at denne er upåvirket av beslutninger som gjøres av selskapet. Det er denne frikoblingen som bidrar til insentiver til kostnadseffektivitet.

Kostnadsnormen fastsettes årlig for det enkelte nettselskap på bakgrunn av sammenlignende analyser som tar hensyn til relevante forskjeller i selskapenes rammebetingelser. De sammenlignende analysene utføres ved hjelp av en DEA-modell.

I DEA sammenlignes virksomheter ved å se på forholdet mellom kostnader og oppgaver hos hver virksomhet. En ”oppgave” tilsvarer her det som er nødvendig for at nettselskapet skal kunne gjøre sin kjerneoppgave; å transportere strøm fra innmatingspunkter til uttakspunkter. Oppgaven representerer dermed en kostnadsdrivende aktivitet for nettvirksomheten. En oppgave kan for eksempel være å bygge og drive nettstasjoner, en annen å tilknytte og forsyne kunder.

For å rangere virksomhetene identifiserer DEA de virksomhetene som har det mest effektive forholdet mellom kostnad og oppgave. Disse utgjør *referanseselskaper*, som definerer *fronten* som alle virksomheter evalueres mot. DEA identifiserer hvor stor reduksjon i kostnadene som kreves for at et selskap skal ligge på fronten, gitt deres oppgaver. I DEA vil det alltid være slik at resultatene endrer seg når oppgavene som inngår i modellen endrer seg. Når en oppgave erstattes av en annen vil noen selskaper få et bedre resultat mens andre vil få et dårligere. Det er derfor viktig å ha gode kriterier for å velge hvilke oppgaver som skal inngå i modellen.

Første trinn i fastsettelsen av endelig DEA-resultat for hvert selskap er DEA-analysen. I modellen som benyttes fra 2013 er det kun et selskaps kjerneoppgaver som måles i DEA: Antall abonnenter, lengde på høyspentnettet og antall nettstasjoner. I det neste trinnet, trinn 2, korrigeres DEA-resultatet ved hjelp av en regresjonsanalyse. Korreksjonen består av et tillegg eller fratrukk i DEA-resultatet fra trinn 1, basert på om selskapet opererer i

henholdsvis mer eller mindre krevende geografiske og strukturelle rammevilkår² enn sine referenter³. De korrigerede DEA-resultatene benyttes til å beregne kostnadsnormen for hvert selskap på følgende måte:

$$K^* = DEA \times K$$

Før beregning av selskapets faktiske kostnadsnorm foretas det en kalibrering som sikrer at summen av selskapenes kostnadsnormer er lik bransjens samlede kostnadsgrunnlag. Et viktig resultat av dette er at det ikke er kostnadsnivået til referanseselskapene alene som bestemmer kostnadsnormen til et selskap. Kostnadsnormen til det enkelte selskapet settes ut fra hvor mye selskapets kostnader avviker fra et gjennomsnitt basert på bransjens faktiske samlede kostnader. Dermed sørger DEA-modellen for å rangere selskapene i forhold til hverandre, mens nivået på kostnadsnormen bestemmes av hvordan selskapets DEA-resultat er i forhold til gjennomsnittet av alle andre selskapers DEA-resultat.

Dersom det er noen feil i kostnadsdataene eller oppgavene som inngår i DEA-analysen, eller analysene mangler noen relevante rammevilkår, vil det påvirke selskapenes kostnadsnorm, og dermed deres tillatte inntekt. NVE kontrollerer selskapenes kostnadsrapportering og gjennomfører stedlige tilsyn hvert år. Den nye kostnadsnormmodellen tar hensyn til de relevante rammevilkår NVE vet om.

² Rammevilkår som selskapene ikke rår over selv. *Strukturelle* rammevilkår er for eksempel småkraft som mates inn i nettet, *geografiske* rammevilkår er for eksempel vindbelastning, snødybde, skog og kystnærhet.

³ Se NVE (2012b) for ytterligere beskrivelse av trinn 2 og hvilke variabler som inngår.

3 Selskap med lavt DEA-resultat

NVE endret kostnadsnormmodellen vesentlig fra 2013. Et resultat av dette er at en del selskap som kom dårlig ut i DEA-modellen tidligere, nå kommer en god del bedre ut. Samtidig er det flere selskap som har falt i DEA-resultat ved overgangen til den nye modellen. NVE ønsket i utgangspunktet å analysere de selskapene som *historisk* har kommet dårlig ut i modellen. Siden endringene er av så vesentlig karakter for mange selskap, har NVE valgt å heller fokusere på de selskapene som kommer dårligst ut i den nye modellen. Dersom det viser seg at noen selskap kun får et lavt resultat på grunn av ekstraordinære årsaker i et enkelt år, har vi valgt å ikke inkludere disse selskapene i videre analyser. Selskap med lavt DEA-resultat som har hatt en jevn trend i sin kostnadsutvikling i perioden 2005-2011 inkluderes i det videre arbeidet.

I tabell 1 vises de 15 selskapene som med 2011-data har et DEA-resultat etter trinn 2 lavere enn 60 prosent⁴. Disse 15 selskapene er utgangspunktet for utvalget. I tillegg har vi inkludert Rauland Kraftforsyningslag i utvalget, det selskapet som har falt mest i DEA-resultat ved overgangen til ny kostnadsnormmodell.

Selskap	DEAres trinn 1	Rammevilkårs-korrigerings	DEAres trinn 2	Avstand til gj.sn. i bransje trinn 2
Malvik Everk AS	52 %	-3 %	49 %	-24 %
SFE Nett AS	42 %	10 %	51 %	-22 %
Taffjord Kraftnett AS	49 %	3 %	52 %	-21 %
Austevoll Kraftlag BA	44 %	9 %	53 %	-20 %
Tinn Energi AS	54 %	-1 %	53 %	-20 %
Lofotkraft AS	50 %	4 %	54 %	-19 %
Uvdal Kraftforsyning AL	55 %	-1 %	55 %	-18 %
Notodden Energi AS	52 %	4 %	56 %	-17 %
Tussa Nett AS	52 %	5 %	57 %	-16 %
Tysnes Kraftlag SA	52 %	6 %	58 %	-15 %
Fusa Kraftlag SA	48 %	10 %	58 %	-15 %
Sørfold Kraftlag SA	52 %	6 %	58 %	-15 %
Narvik Energinett AS	61 %	-2 %	59 %	-14 %
Årdal Energi KF	53 %	6 %	59 %	-14 %
SKL Nett AS	55 %	6 %	60 %	-13 %
Rauland Kraftforsyningslag SA	62 %	-1 %	61 %	-12 %
Gjennomsnitt i bransjen	69 %	4 %	73 %	-

Tabell 1 Selskap med lavt DEA-resultat.

Malvik Everk er kjøpt opp av TrønderEnergi Nett, og vi ser det derfor ikke som hensiktsmessig å inkludere selskapet i våre studier. SFE Nett, Taffjord Kraftnett og Tussa

⁴ Tallene er hentet fra varsel om inntektsramme for 2013 som ble lagt ut på internett og sendt til alle selskapene i begynnelsen av desember 2012.

Nett har økt kostnadene sine dramatisk fra 2010 til 2011⁵, hovedsakelig på grunn av uværet Dagmar i romjulen 2011. I tillegg hadde både SFE Nett og Tafjord Kraftnett store økninger i pensjonsforpliktelser i 2011. NVE mener derfor at DEA-resultatet til de tre selskapene i 2011 ikke er representativt for fremtiden, og disse selskapene holdes derfor utenfor våre studier. Tinn Energi har hatt en kostnadsøkning på 12 millioner kroner, tilsvarende 24 %, fra 2010 til 2011. 4 millioner er økning i lønn- og pensjonskostnader, mens de resterende 8 millionene skyldes økte nettapkostnader⁶ og andre variable kostnader. Kostnadene til Tinn Energi har vært stabile i årene før 2011. Vi ser derfor ingen grunn til å anta at kostnadsnivået vil bli værende på 2011-nivå i framtiden og har utelatt Tinn Energi fra de videre analysene.

Basert på utvalget og de fem selskapene vi mener ikke behøver en nærmere gjennomgang i denne runden, har vi 11 selskaper som vi ønsker å analysere videre.

⁵ Drift- og vedlikeholdskostnadene (inkl. lønn og pensjoner) er økt med 56 % for Tussa Nett og Tafjord Kraftnett og med 127 % for SFE Nett fra 2010-2011. KILE har økt med henholdsvis 564, 229 og 578 % fra 2010-2011

⁶ Nettapkostnadene har økt dramatisk pga. feilmåling i tidligere år.

4 Metode

Studiene av distribusjonsnettselskap med lavt DEA-resultat innebærer grundige analyser av hvert enkelt av de relevante selskapene. Data benyttet i analysene er hentet fra eRapp og tar hensyn til fusjoner mellom nettselskap. Selskapene er blitt sammenlignet med sine referenter og bransjesnittet der dette har vært naturlig. Per 2010 var det 155 nettselskap, men i våre analyser inkluderes kun selskap som regnes som ordinære nettselskap med distribusjonsnett, i alt ca. 130 selskap. Vi har beregnet et bransjesnitt som inkluderer samtlige av disse selskapene. Bransjesnittet er uvektet⁷.

I analysene har vi fokusert på tidsintervallet 2004-2010. Årsaken til at vi ikke har inkludert 2011 er at 2011-tallene ikke var ferdig kontrollert tidsnok til å inkluderes. Videre medførte uværet Dagmar en del støy i 2011-tallene, slik at disse ikke er representative for et normalt år for noen selskap.

Vi har valgt å fokusere på kostnadsdata som inngår i totalkostnadene ved beregning av DEA-resultatet:

- Kapitalkostnader; summen av årlig avkastning på avkastningsgrunnlaget og årlig avskrivning. Ved beregning av avkastningen er referanserenten for 2010 benyttet for samtlige år. Kapitalkostnadene inkluderer både egen- og bidragsfinansiert kapital
- Drift- og vedlikeholdskostnader (DV-kostnader); blant annet lønn- og andre personalkostnader, fordeling av felleskostnader og andre driftskostnader, herunder kostnader ved utbetaling ved svært langvarige avbrudd.
- Kostnader ved ikke levert energi (KILE)
- Nettapsprosenten; Nettap (MWh) / innmatet energi (MWh)

For å gjøre selskapene sammenlignbare med hverandre har vi benyttet oss av forholdstall. Mange av nøkkeltallene er sett i forhold til km distribusjonsnett og noen i forhold til antall abonnenter og antall årsverk. I antall km nett er både lav- og høyspentnett inkludert. Kvaliteten på teknisk data i lavspennnett er noe lavere enn for høyspentnett i våre databaser, men kvaliteten på innrapporterte lavspennedata er blitt bedre i senere tid. Ved gjennomgang av nettutstrekning per abonnent har vi ikke funnet noen unormale fordelinger mellom lav- og høyspentnettet. Dette tilsier at tilgjengelig lavspennedata kan benyttes for vårt formål. Flere nettselskap setter ut egne driftsoppgaver eksternt, og antall årsverk vil derfor ikke alltid reflektere selskapenes reelle bruk av arbeidskraft.

Vi har videre laget en indikator på nettets alder: Forholdet mellom akkumulerte avskrivninger og historisk kost. Her inkluderes både egen- og bidragsfinansiert nett. Det er noen svakheter ved å bruke en slik aldersindikator; blant annet er den avhengig av hvor flinke nettselskapene er til å ajourholde anleggsregistrene og sørge for å ta ut anlegg som ikke eksisterer lenger og som ikke er ferdig nedskrevet. Videre ble bokført verdi av mange selskapers anlegg oppskrevet på 90-tallet. Noen selskap valgte å foreta disse endringene ved å endre anskaffelseskost til netto bokført verdi og dermed akkumulerte avskrivninger til null. Dette tilsier at nettet i realiteten er eldre enn hva rapporterte tall i eRapp viser. I tillegg er dataene for bidragsfinansiert kapital før 2006 av lavere kvalitet

⁷ Siden gjennomsnittlig DEA-resultat for bransjen ikke er vektet, mener vi det er riktig å ha et uvektet bransjesnitt også når det gjelder kostnadsdata.

enn for egenfinansiert. Vi mener likevel denne aldersindikatoren er god nok for vårt formål, og vil kommentere det i de tilfellene vi ser at aldersindikatoren gir et misvisende bilde. Aldersindikatoren og selskapenes kapitalkostnader gir oss et bilde av hvor i investeringscyklusen selskapene er. For å vurdere investeringsnivået har vi sett på selskapets investeringer i forhold til bokført verdi. Vi har også sett på selskapenes kablingsandel da denne ofte har sammenheng med deres kapitalkostnader og KILE. Andel jordkabler er et av rammevilkårene som tas hensyn til i trinn 2 i ny kostnadsnormmodell.

I studiene har vi sett på selskapenes regnskapsprinsipper, for å finne om for eksempel et selskaps aktiveringspraksis eller behandling av pensjoner har påvirket kostnadsgrunnlaget vesentlig i aktuell periode.

Vi har ønsket å se om vi kan finne indikasjoner på om de lave DEA-resultatene kan skyldes krysssubsidiering. Dersom dekningsbidraget på eventuelle andre virksomhetsområder har skilt seg vesentlig fra dekningsbidraget på distribusjonsnett, har vi undersøkt dette nærmere. Studiene har også inkludert en gjennomgang av selskapenes årsberetninger. En årsberetning kan ofte fortelle noe om et selskaps strategi: For eksempel om selskapet har en generell målsetning om å holde nettariffen på lavest mulig nivå eller om et selskap er samfunnsengasjert og investerer i nærmiljøet. I tillegg har vi sett på selskapenes kostnadsfordeling mellom virksomhetsområder. Mange selskap benytter virksomhetsområdet *felles* for å fordele kostnader, herunder typisk administrasjonskostnader. Det er viktig at selskapene har konsistente og godt begrunnede prinsipper og fordelingsnøkler som anvendes ved fordeling av felleskostnader.

I studienes siste fase har vi hatt en god dialog med aktuelle selskap. Selskapene har vært behjelpelige med å besvare spørsmål vi har hatt ved eventuelle mangler i data eller til utvikling i nøkkeltall.

5 Utvalgte selskap, deres referenter og bransjesnittet

Før vi går nærmere i detalj på hvert enkelt av de 11 selskapene ønsker vi å presentere eventuelle fellestrekk selskapene måtte ha sammenlignet med bransjesnittet innenfor følgende kategorier: Nettets alder, kapitalkostnad per km, DV-kostnad per km, felleskostnaders andel av totale DV-kostnader, KILE per abonnent og nettapsprosenten. Vi presiserer at selskapene ikke måles mot et bransjesnitt i effektivitetsanalysene, men mot sine referenter. Bransjesnittet benyttes her for å gi et bredere sammenligningsgrunnlag.

Etterpå viser vi fellestrekk hos de utvalgte selskapenes referenter sammenlignet med bransjesnittet innenfor de samme kategoriene som nevnt over. Dette for å danne et bilde av hvem referentene er og hva som i grove trekk gjør at de fremstår som mer effektive enn andre selskap.

Avslutningsvis sammenligner vi funnene hos utvalgte selskap med funnene hos deres referenter.

5.1 Utvalgte selskap

De 11 selskapene vi har valgt ut er markert i figur 1 med lyseblå ring rundt sitt konsesjonsområde. Det er ingen åpenbare sammenhenger mellom geografi og DEA-resultat, men selskapene ligger til en viss grad innenfor samme geografiske områder: Fire av selskapene er plassert i Sunnhordland, tre andre ligger i nærheten av hverandre på sørsøstidsiden av Hardangervidda og tre ligger i Nordland.



Figur 1 - Geografisk plassering, utvalgte selskap

Seks av de utvalgte selskapene er samvirkelag⁸ og resten er kommunalt eide aksjeselskap. Kun Notodden Energi AS og Årdal Energi KF eies direkte av en kommune, mens de resterende tre aksjeselskapene har flere eierinteresser i første eller andre ledd. Av de 129

⁸ Et samvirkelag er en sammenslutning med hovedformål å fremme medlemmenes økonomiske interesser, jf. Samvirkeoven § 1 første ledd.

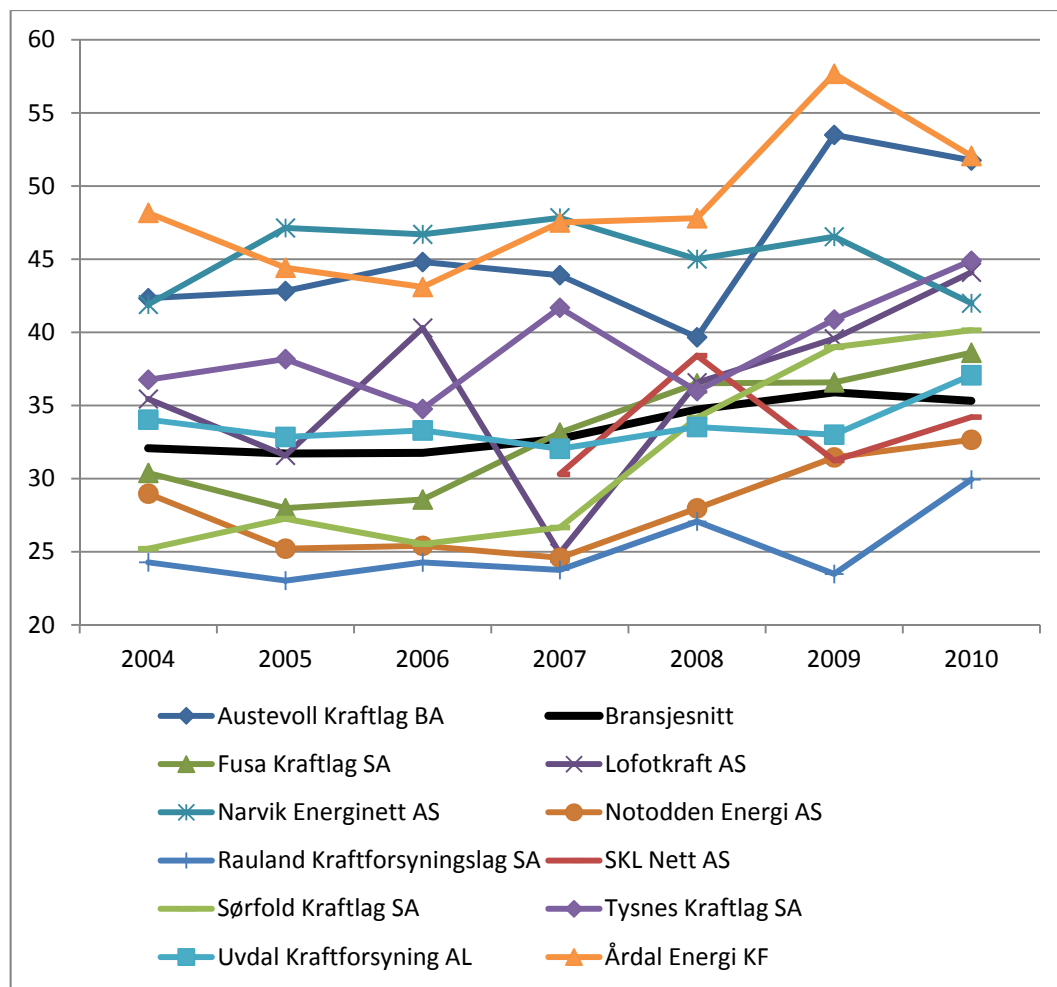
selskapene som inngår i våre analyser, er ca 20 prosent samvirkelag. Andelen samvirkelag av de 11 utvalgte selskapene er dermed en god del større enn andelen blant alle distribusjonsnettselskap.

Tabell 2 gir en oversikt over hvor mange km distribusjonsnett, abonnenter og årsverk hvert av de 11 selskapene og bransjesnittet hadde i 2010. Bortsett fra Lofotkraft har alle selskapene vesentlig kortere nett og færre abonnenter enn bransjesnittet. Forholdstallet abonnenter per km nett viser at de utvalgte selskapene har lengre nett per abonnent enn bransjesnittet. Dette kan bety at avstanden mellom abonnentene i snitt er større blant de utvalgte selskapene, eller at disse selskapenes abonnenter bor tett i enden av et langt nett. Spesielt har Fusa Kraftlag, Notodden Energi, Rauland Kraftforsyningslag og Sørfold Kraftlag langt nett per abonnent. Bortsett fra SKL Nett har alle selskapene mindre enn halvparten så mange abonnenter per årsverk som bransjesnittet. Åtte av selskapene har i tillegg en andel av årsverkene som er registrert på fellesvirksomhet. I 2010 var det i snitt tre ekstra årsverk knyttet til fellesvirksomhet som ble belastet disse selskapenes distribusjonsnett.

Selskap	Km DN	Abon.	Årsverk	Abon /km	Abon./ årsverk	Km/ årsverk
Austevoll Kraftlag BA	507	3 639	13	7	280	39
Fusa Kraftlag SA	635	2 983	13	5	229	49
Lofotkraft AS	2 054	15 772	48	8	329	43
Narvik Energinett AS	1 003	11 299	33	11	342	30
Notodden Energi AS	1 439	7 464	28	5	267	51
Rauland Kraftforsyningslag SA	840	3 516	11	4	320	76
SKL Nett AS	648	8 430	17	13	496	38
Sørfold Kraftlag SA	287	1 227	8	4	153	36
Tysnes Kraftlag SA	520	3 061	12	6	255	43
Uvdal Kraftforsyning AL	354	2 001	7	6	286	51
Årdal Energi KF	365	3 449	9	9	383	41
<i>Gjennomsnitt utvalgte selskap</i>	<i>787</i>	<i>5 713</i>	<i>18</i>	<i>7</i>	<i>304</i>	<i>45</i>
<i>Bransjesnitt</i>	<i>2 300</i>	<i>22 000</i>	<i>28</i>	<i>10</i>	<i>786</i>	<i>82</i>

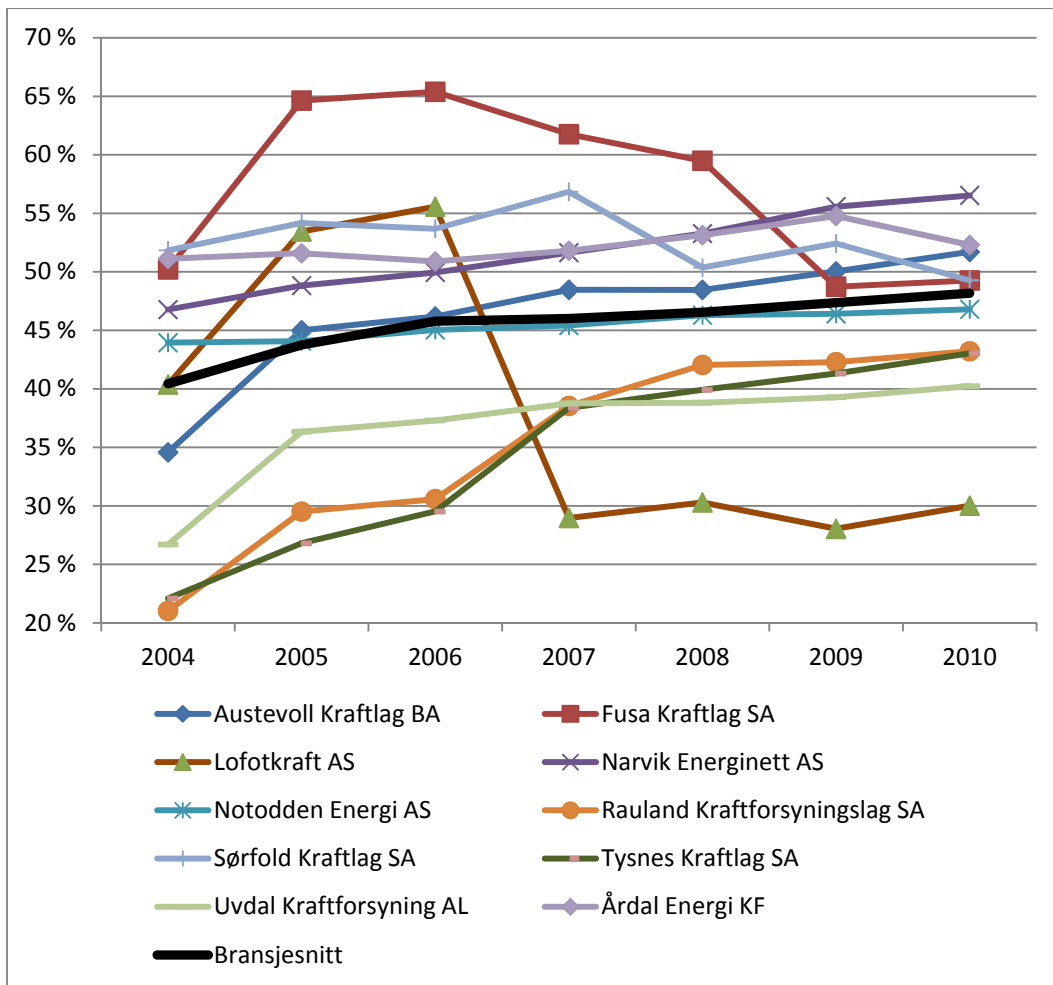
Tabell 2 Nøkkeltall for utvalgte selskap og bransjesnitt (2010)

I DEA-analysen er det selskapenes total kostnad som måles mot tre ulike oppgaver; antall abonnenter, km høyspent nett og antall nettstasjoner. I figur 2 vises de utvalgte selskapenes total kostnad i forhold til summen av km høy- og lavspennet nett. Bransjesnittet ligger på ca. 33 tusen kroner per km i perioden 2004-2010. De 11 selskapene lå i snitt 8-15 prosent høyere enn bransjesnittet i perioden. Mens bransjesnittets total kostnad per km kun økte med 10 prosent fra 2004-2010, har selskapenes total kostnad i snitt økt med 17 prosent i samme periode. Årdal Energi, Austevoll Kraftlag og Narvik Energinett ligger høyest i utvalget, med mer enn 30 prosent høyere total kostnad per km enn bransjesnittet i alle år. Rauland Kraftforsyningslag og Notodden Energi hadde i perioden en mye lavere total kostnad per km, på nesten 20 prosent.



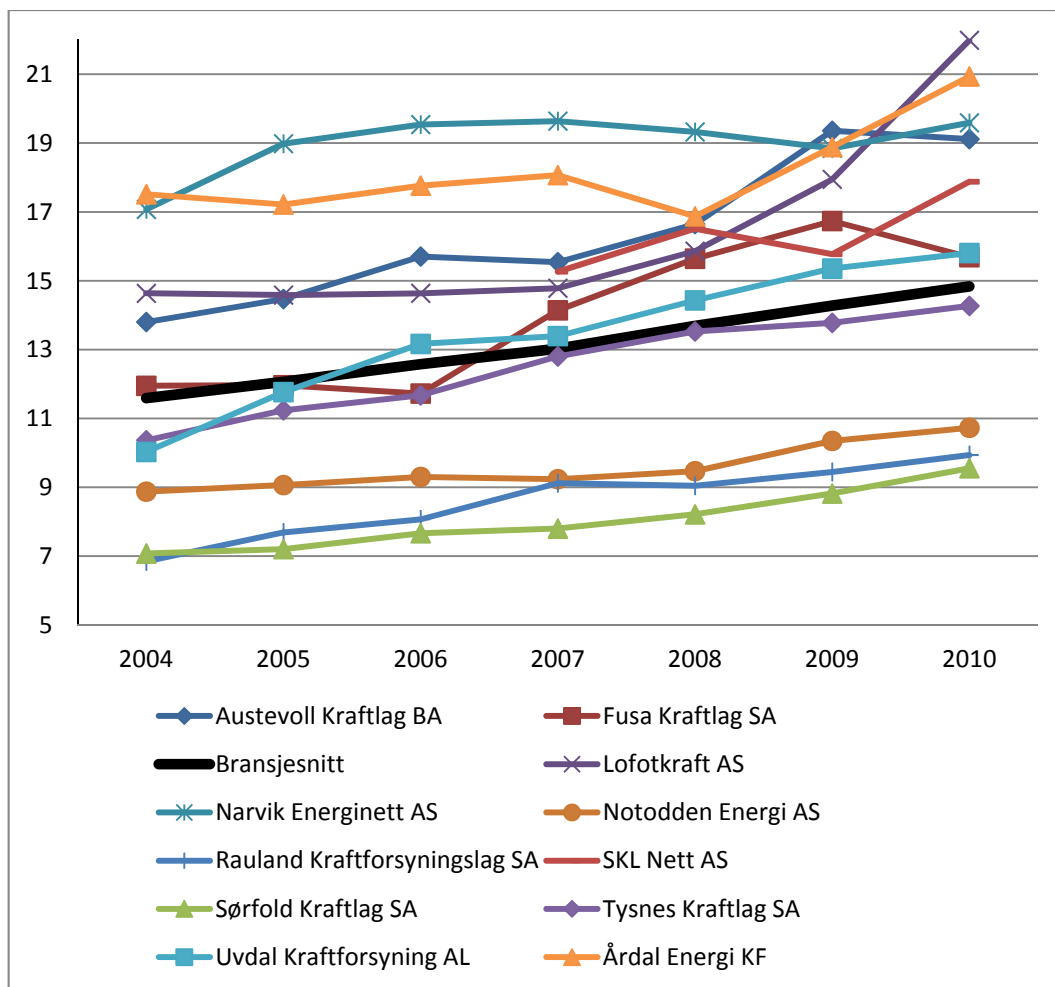
Figur 2 Totalkostnad som inngår i DEA-analysen per km, utvalgte selskap (tusen kr)

Figur 3 viser en indikasjon på alderen til selskapenes distribusjonsnett. SKL Nett er fjernet fra denne analysen da selskapet etter utfisjneringen fra Sunnhordland Kraftlag i 2007 rapporterte inn netto bokførte verdier som anskaffelseskost per 1.1.2007 i eRapp, fremfor brutto anskaffelseskost og brutto akkumulerte avskrivninger. Dette medfører at selskapet fremstår med et helt nytt nett i 2007, noe som ikke er tilfelle. I 2010 var de 10 andre selskapenes distribusjonsnett i snitt 46 prosent ferdig avskrevet, mot bransjesnittets 48 prosent. Lofotkraft har det nyeste nettet der kun 30 prosent er ferdig avskrevet i 2010; endringen fra 2006 til 2007 skyldes at dataen i eRapp ble korrigert til å stemme med faktiske forhold. Tysnes Kraftlag, Rauland Kraftforsyningslag og Uvdal Kraftforsyning hadde alle et svært nytt nett fram til 2007, men nettet har foreldet seg raskt slik at disse selskapenes nett ligger rundt 40 prosent ferdig avskrevet i 2010. Aldersindikatoren for 2010 sammenlignet med 2004 indikerer at distribusjonsnettet blir eldre, både hos utvalgte selskap og bransjesnittet.



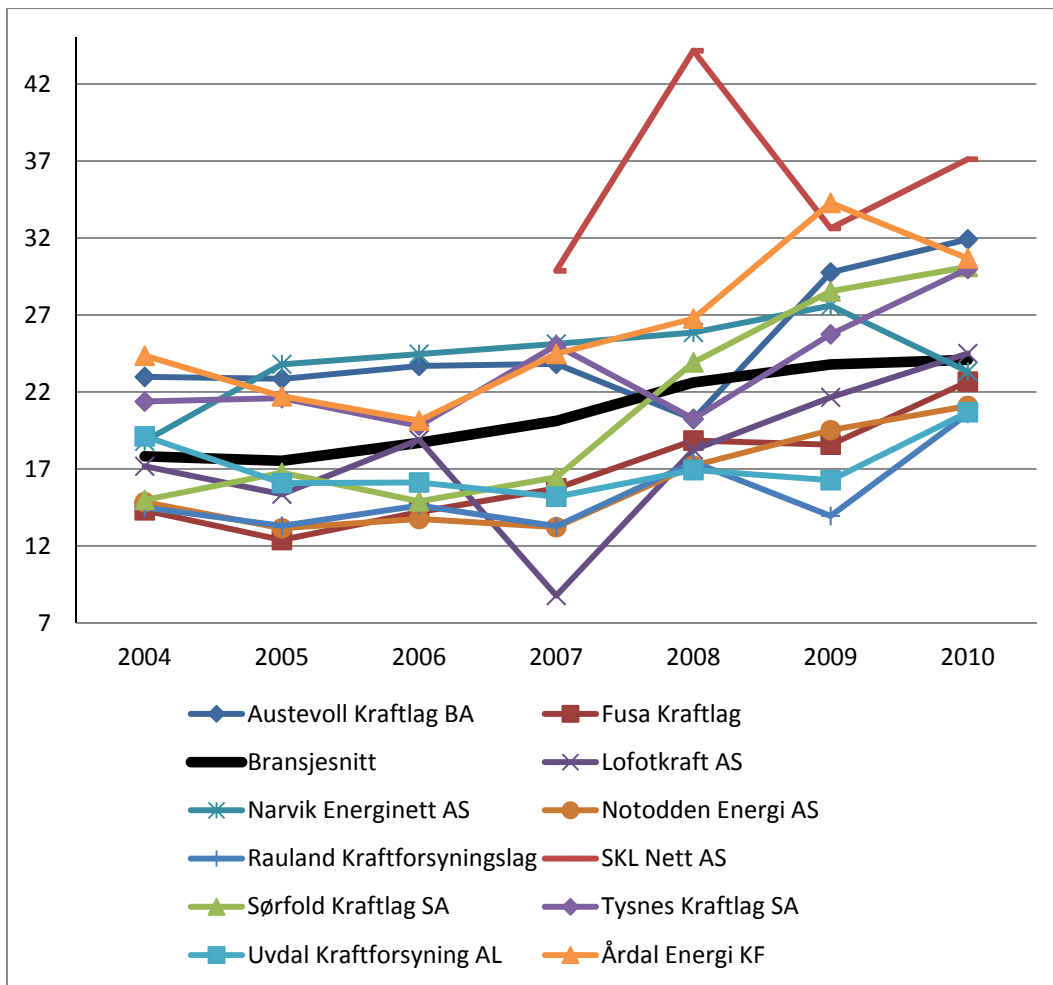
Figur 3 Alder distribusjonsnett: Andelen av historisk anskaffelseskost som er avskrevet, utvalgte selskap

Selskapenes kapitalkostnader per kilometer har i snitt ligget 2-8 prosent høyere enn bransjesnittet i perioden 2004-2010. Selskapenes kapitalkostnader per km har økt med 35 prosent i perioden, mot bransjesnittets 28 prosent. Høyest kapitalkostnad har Narvik Energinett og Årdal Energi hatt, på tross av at nettene deres er de eldste i utvalget. Lavest kapitalkostnad per kilometer har Notodden Energi, Rauland Kraftforsyningslag og Sørfold Kraftlag hatt.



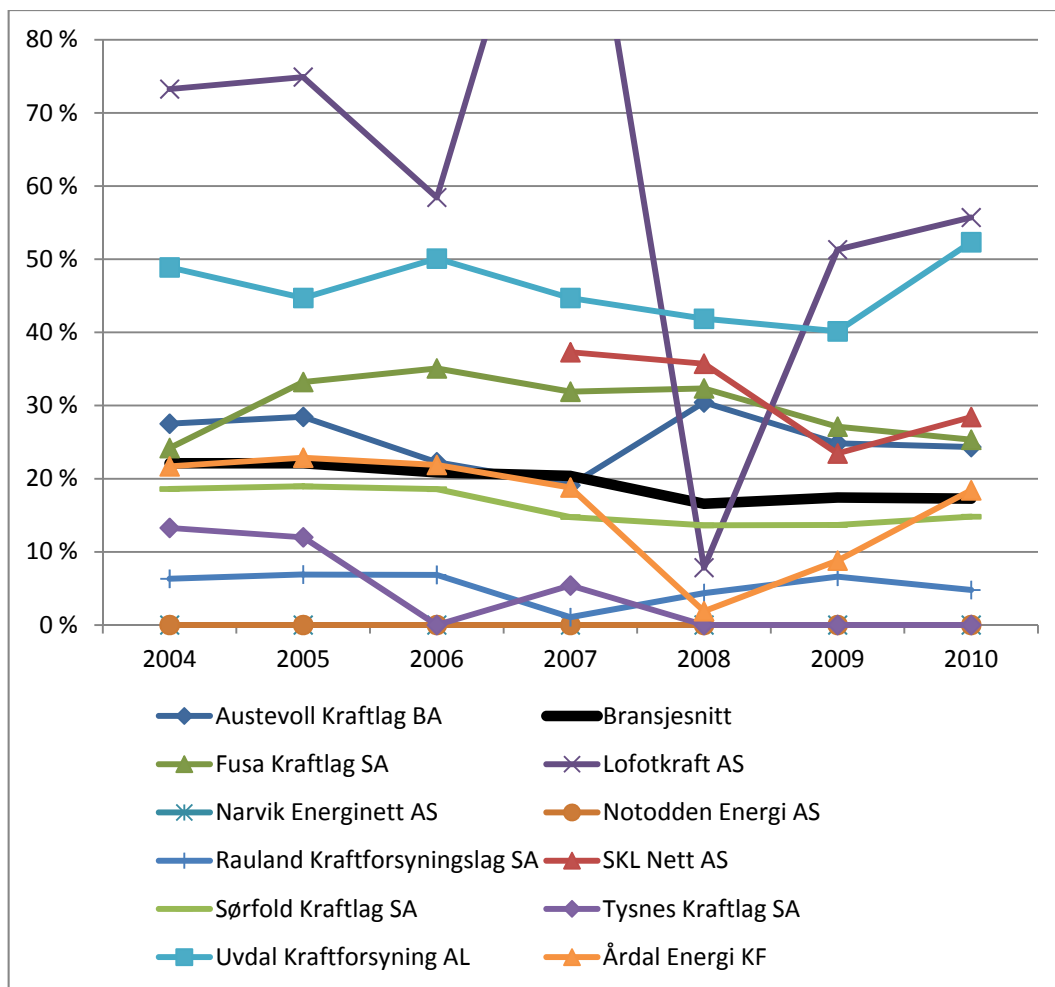
Figur 4 Kapitalkostnader per km, utvalgte selskap (tusen kr)

I perioden 2004-2009 har selskapene i snitt hatt en DV-kostnad per km på samme nivå som bransjesnittet, se figur 5. Fra 2009-2010 økte imidlertid DV-kostnadene til de 11 selskapene mye mer enn bransjesnittet, slik at disse i snitt var 10 prosent høyere. Høyest kostnader har SKL Nett, Årdal Energi og Austevoll Kraftlag hatt, med respektive snitt på 36, 26 og 25 tusen kr per km i perioden, mot bransjesnittets 21 tusen kr. Rauland Kraftforsyningslag og Notodden Energi har ligget lavest på respektive 15 og 16 tusen kr per km.



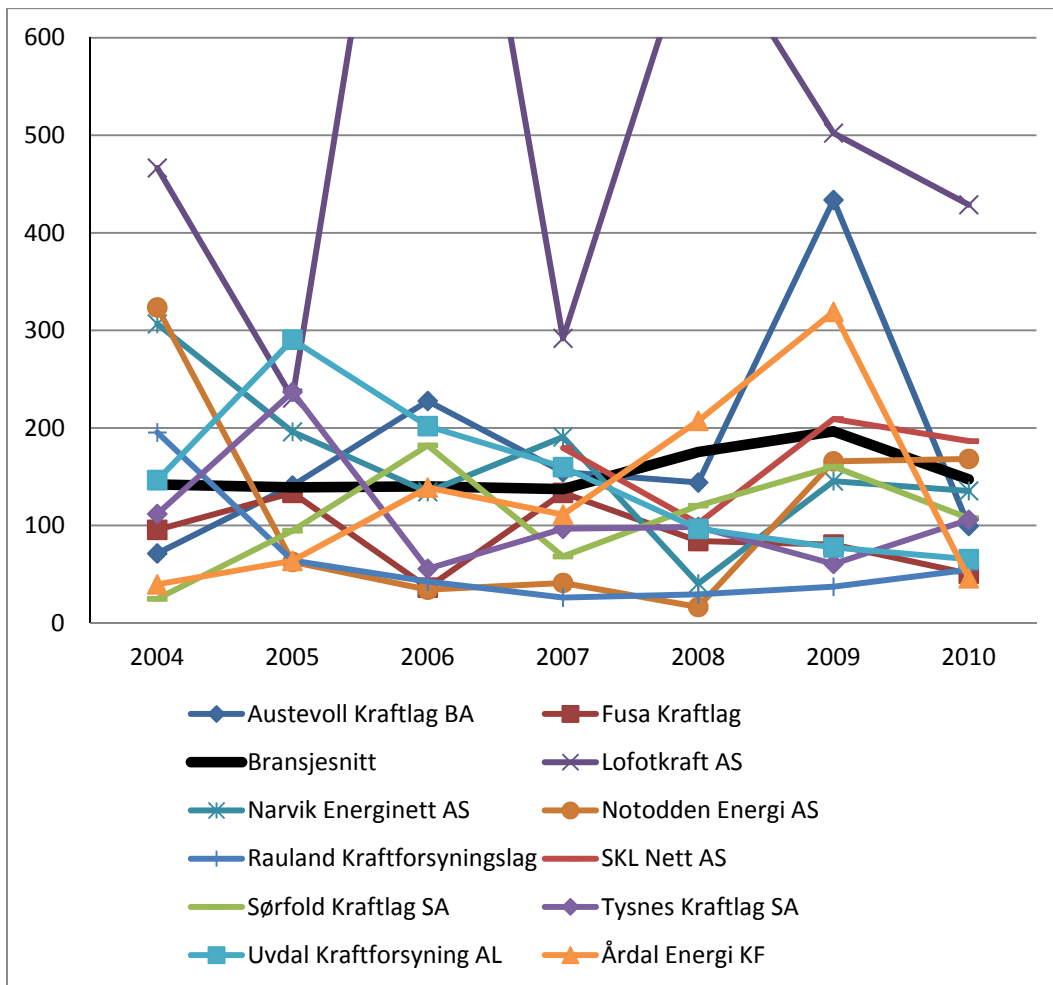
Figur 5 DV-kostnad per km, utvalgte selskap (tusen kr)

Omtrent 60 prosent av bransjen benyttet seg av fordeling av felleskostnader i 2010. Bortsett fra Narvik Energinett, Notodden Energi og Tysnes Kraftlag benyttet de resterende selskapene i vårt utvalg seg av fellesføring. Snittet av felleskostnaders andel av DV-kostnader for disse selskapene har ligget på ca. 30 prosent i perioden 2004-2010 mot bransjens ca. 20 prosent, se figur 6. Trenden har vært nedadgående. Lofotkraft har hatt store variasjoner i felleskostnadenes andel av DV-kostnader. I 2007 var andelen på 119 prosent, dvs. felleskostnader var større enn netto DV-kostnader. Ellers har SKL Nett, Uvdal Kraftforsyning og Fusa Kraftlag høy andel felleskostnader. De store endringene i andel av totale DV-kostnader hos flere av selskapene kan tyde på at fordelingsnøkklene ikke benyttes konsekvent ved fordeling av felleskostnader til distribusjonsnettet.



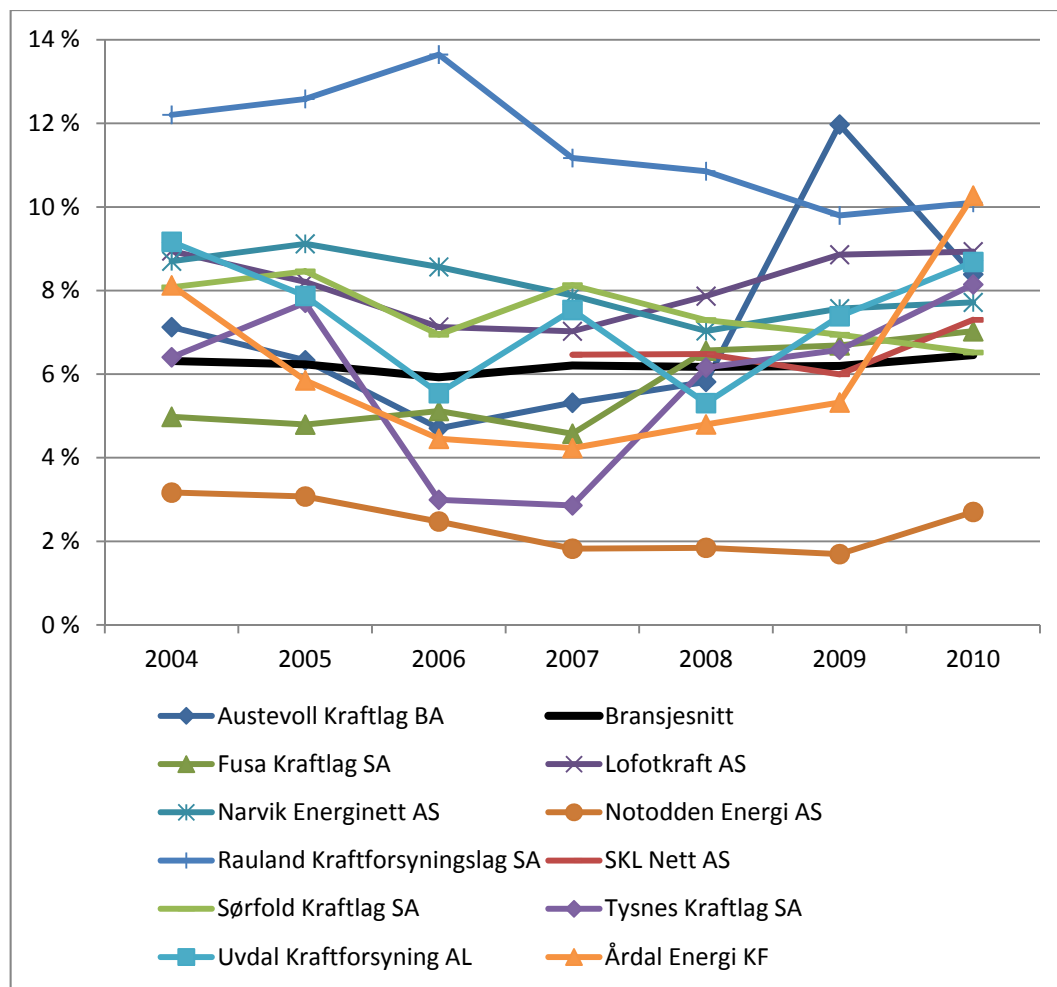
Figur 6 Felleskostnaders andel av total DV-kostnad, utvalgte selskap

I perioden 2004-2010 har selskapene i snitt hatt en noe høyere KILE per abonnent enn bransjesnittet. På tross av relativt nytt nett har Lofotkraft hatt høyest og størst variasjon i sin KILE. Dersom Lofotkraft fjernes fra samlet snitt har de resterende 10 selskapene et snitt på 130 kr per abonnent, lavere enn bransjesnittets 154 kr. Bortsett fra i 2004 har Rauland Kraftforsyningslag hatt jevnest og lavest KILE med et snitt for hele perioden på ca. 60 kr per abonnent.



Figur 7 KILE per abonnent, utvalgte selskap (kr)

Nettapsprosenten til selskapene har gjennomsnittlig i perioden 2004 til 2010 ligget noe høyere enn snittet for bransjen. Rauland Kraftforsyningslag, som har hatt lavest og jevnest KILE per abonnent, har ligget absolutt høyest i perioden med et snitt på 11. Notodden Energi skiller seg ut andre veien med en lav og jevn nettapsprosent på 2-3 i hele perioden.



Figur 8 Nettapsprosent, utvalgte selskap

5.2 Referentene

I den nye modellen er det seks referenter – i motsetning til tidligere, da det var rundt 30. De 11 selskapene i våre studier har følgende referenter:

- Askøy Energi AS (totalt 43 % referent for de 11 selskapene)
- Nord-Salten Kraft AS (31 %)
- AS Eidefoss (totalt 20 %)
- NTE Nett AS (6 %)

Tabell 3 gir en oversikt over hvor mange km distribusjonsnett, abonnenter og årsverk hver av de fire relevante referentene samt bransjesnittet hadde i 2010. Askøy Energi, som betyr mest for de 11 utvalgte selskapene i våre studier, opererer innenfor et lite geografisk område, og har flest abonnenter per km og per årsverk. Selskapet setter ut det meste av driftsoppgaver til andre konsernselskap, herunder montøroppgaver, kundeadministrasjon og flere andre administrative funksjoner. I konsernet inngår nettselskapene Fredrikstad Energi AS og Energi 1 Follo Røyken AS, som også gjør det bra i de sammenlignende analysene. Konsernet har et eget entreprenørselskap og et eget selskap som håndterer all kundeadministrasjon. Dvs. at Askøy Energi sine fire årsverk på distribusjonsnettet ikke reflekterer selskapets reelle bruk av arbeidskraft på dette området. Selskapet selv hevder

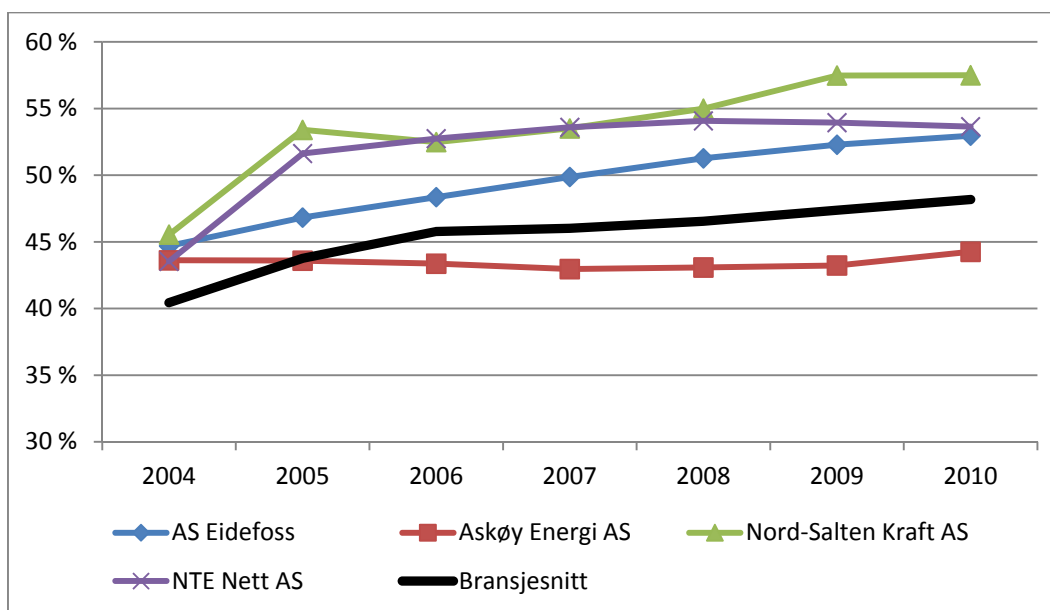
den gode uttellingen i effektivitetsanalysene for de tre nettselskapene i konsernet nettopp skyldes måten de har valgt å organisere oppgaver i konsernet på. NVE er ikke kjent med at de tre andre referentene har organisert seg på tilsvarende måte. Antall årsverk bør derfor gi et godt bilde av de tre øvrige selskapers reelle bruk av arbeidskraft. Askøy Energi og AS Eidefoss benytter ikke bokføring på fellesvirksomhet, mens distribusjonsnettet til de to andre referentene i tillegg til sine egne årsverk hadde ca. fire av årsverkene registrert på felles virksomhet.

Selskap	Km DN	Abon	Årsverk	Abon/ km	Abon/ årsverk	Km/ årsverk
AS Eidefoss	2 816	13 661	46	5	297	61
Askøy Energi	1 015	12 198	4	12	3 050	254
Nord-Salten Kraft	1 628	6 386	22	4	290	74
NTE Nett	12 377	81 405	65	7	1 252	190
<i>Bransjesnitt</i>	<i>2 300</i>	<i>22 000</i>	<i>28</i>	<i>10</i>	<i>786</i>	<i>82</i>

Tabell 3 Nøkkeltall for referenter og bransjesnitt (2010)

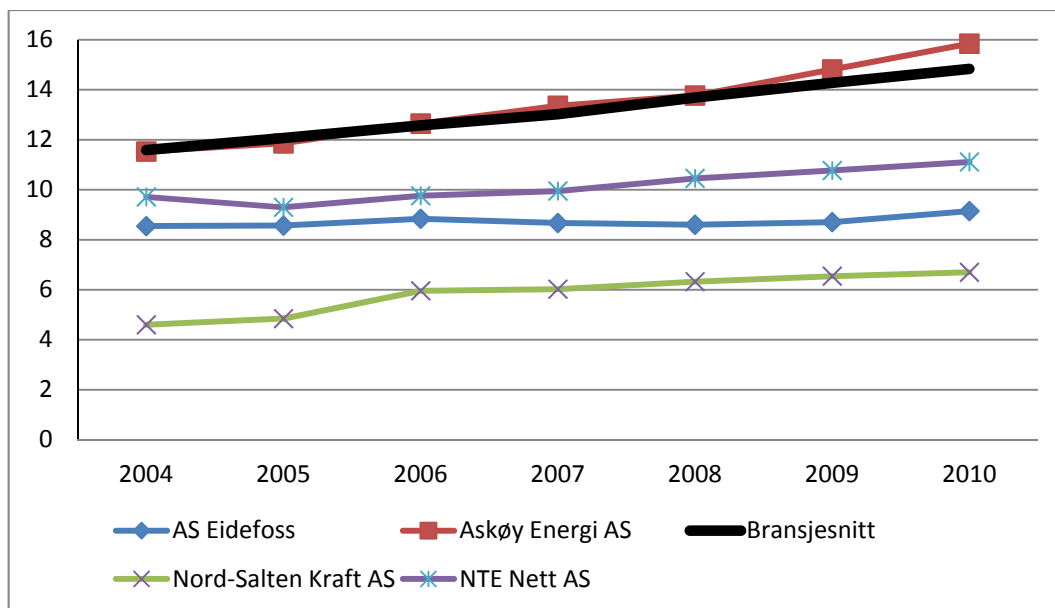
Referentene er i majoriteten kommunalt eide aksjeselskap; AS Eidefoss og Nord-Salten Kraft har flere eiere, mens de to andre selskapene har en eier hver.

Bortsett fra Askøy Energi har alle eldre nett enn bransjesnittet, se figur 9.



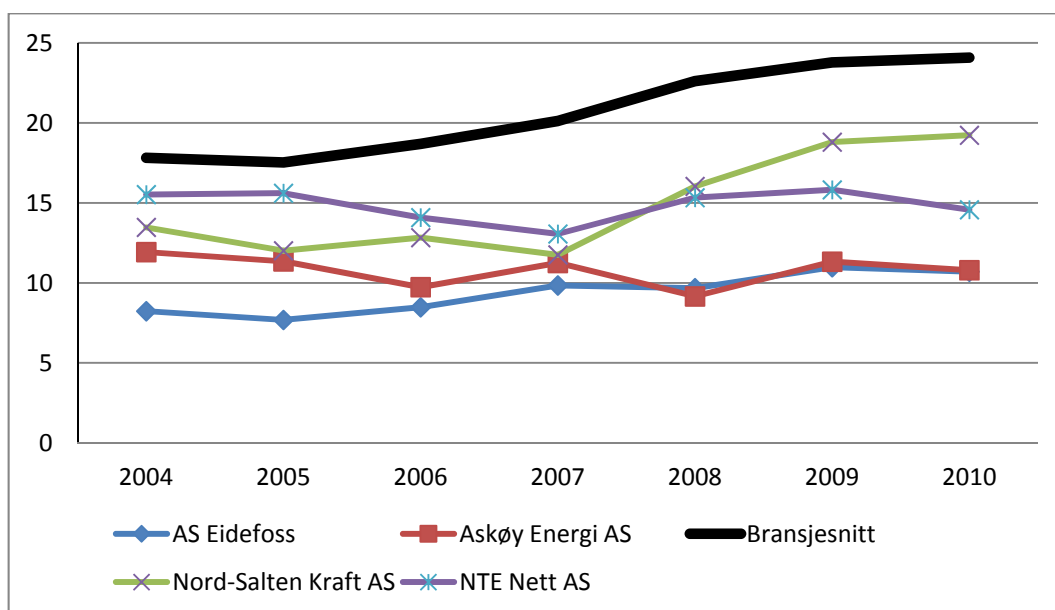
Figur 9: Alder distribusjonsnett: Andelen av historisk anskaffelseskost som er avskrevet, referenter

Nettets alder gjenspeiles i selskapers kapitalkostnader, se figur 10. Askøy Energi med yngst nett av de fire referentene har hatt tilsvarende eller noe høyere kapitalkostnad per km som bransjesnittet. Nord-Salten Kraft med eldst nett har hatt desidert lavest kapitalkostnad per km i hele perioden. Kapitalkostnadene per km har i perioden økt med ca. 30 prosent for bransjesnittet og ca. 25 prosent i snitt for referentene.



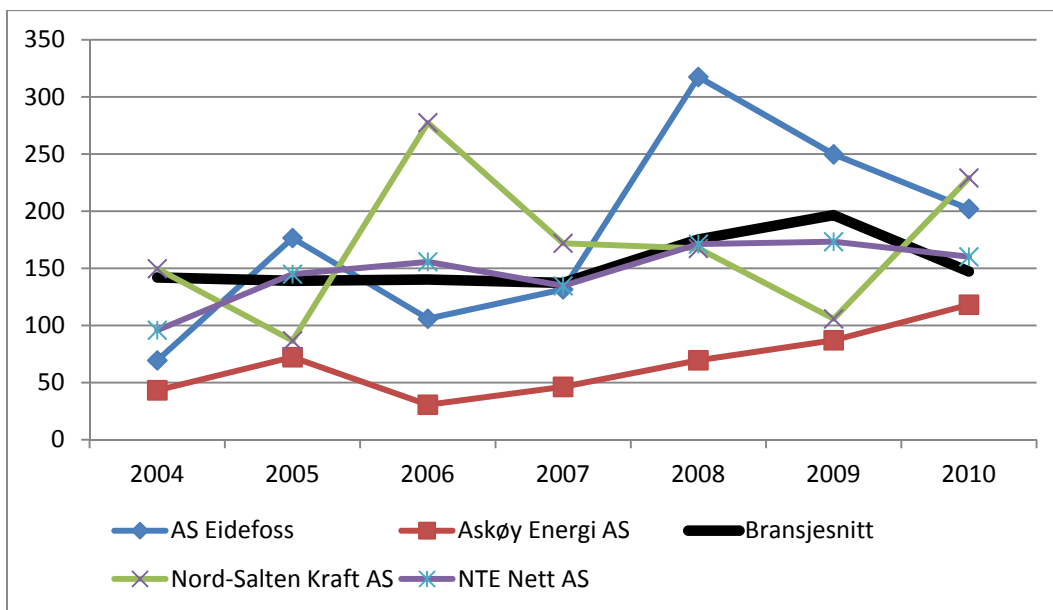
Figur 10 Kapitalkostnad per km, referenter (tusen kr)

De fire referentene har alle lavere DV-kostnad per km nett enn bransjesnittet i hele perioden 2004-2010, se figur 11. De to sterkeste referentene har siden 2006 ligget minimum 40 prosent under bransjesnittets DV-kostnad per km. Mens bransjesnittet har økt sine DV-kostnader med 35 prosent i perioden har de fire referentenes DV-kostnad i snitt økt med 13 prosent. Kostnadene til både Askøy Energi og NTE Netts har ligget stabilt eller minket noe i perioden.



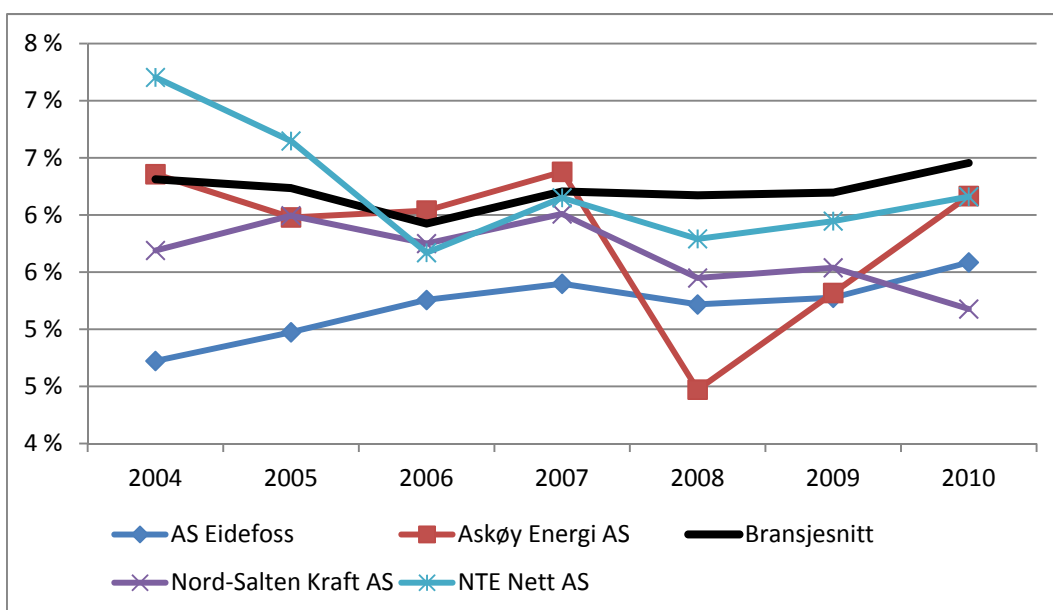
Figur 11 DV-kostnad per km, referenter (tusen kr)

Selv om KILE varierer en del fra år til år for to av referentene har de fire referentene i snitt noe lavere KILE per abonnent enn bransjesnittet. Askøy Energi har desidert lavest KILE med et snitt på 67 kr i perioden 2004-2010 mot bransjesnittets 154 kr.



Figur 12 KILE per abonnent, referenter (kr)

Nettapsprosenten til alle fire referentene ligger i snitt på i underkant av seks prosent per år i perioden 2004-2010, et halvt prosentpoeng lavere enn bransjesnittet i samme periode.



Figur 13 Nettap i forhold til levert energi, referenter

5.3 Utvalgte selskap og deres referenter

Bortsett fra Lofotkraft har alle selskap i vårt utvalg vesentlig kortere nett og færre abonnenter enn bransjesnittet, men relativt sett flere årsverk. Bildet er mer fragmentert når vi sammenligner de fire referentene med bransjesnittet. Nettets alder er i snitt noe yngre hos de 11 selskapene enn hos både bransjesnittet og tre av referentene. Dette reflekteres i høyere kapitalkostnader per km enn hos referentene. Selskapenes kapitalkostnader per km har i snitt økt med ca. 35 prosent fra 2004-2010 mot en økning i bransjen på 30 prosent og en økning hos de fire referentene på 25 prosent. Som referent

skiller Askøy Energi seg ut med nyere nett og høyere kapitalkostnader per km enn bransjesnittet. I perioden 2004-2010 har selskapene i snitt like høye DV-kostnader per km som bransjesnittet, men høyere enn referentenes. I samme periode har selskapenes kostnader i snitt økt med i overkant av 40 prosent mot en økning i bransjen på 35 prosent og hos de fire referentene på 13 prosent. En stor andel av de utvalgte selskapenes DV-kostnader består av tildelte felleskostnader, og hos mange endrer denne andelen seg vesentlig fra år til år. De utvalgte selskapenes KILE per abonnent og nettapsprosent ligger i snitt noe høyere enn bransjesnittet og snittet til referentene i perioden.

Seks av de utvalgte selskapene er samvirkelag, mens de fire referentene i majoriteten er kommunalt eide aksjeselskap i første eller andre ledd. Gjennomsnittlig DEA-resultat for alle samvirkelag i distribusjonsnett er på 68 prosent, mot bransjesnittets 73 prosent. Gjennomsnittlig DEA-resultat for AS i distribusjonsnett er på 74 prosent.

6 Gjennomgang av hvert selskap

I kapittel fem sammenlignet vi trekk hos de utvalgte selskapene, deres referenter og bransjesnittet. I det følgende vil vi gå mer grundig gjennom hvert selskap og prøve å finne årsaken til at hvert enkelt får et lavt DEA-resultat. Gjennomgangen av hvert selskap tar utgangspunkt i analysene og funnene presentert i kapittel fem.

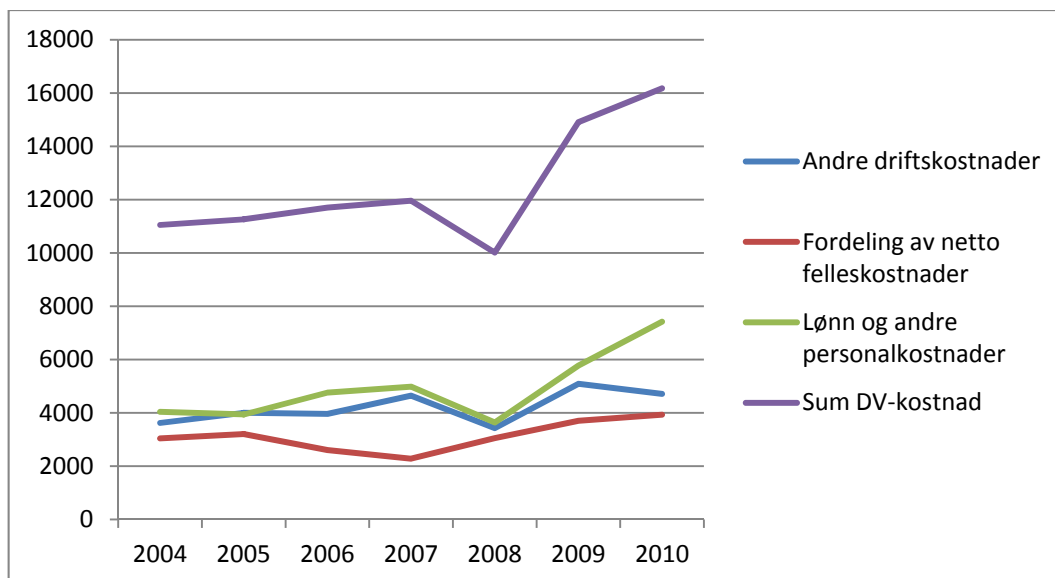
6.1 Austevoll Kraftlag SA

Nøkkeltall 2010	Austevoll Kraftlag SA	Bransjesnitt
Antall abonnenter	3 639	22 000
Antall km D-nett	507	2 300
Alder nettanlegg (% avskrevet)	52	48
Kapitalkostnader/km (tusen kr)	19	15
DV-kostnader/km (tusen kr)	32	24
KILE/abon. (kr)	100	150
Nettapsprosent	8	6
DEA-resultat 2011 (%)	53	73

Austevoll Kraftlag er et samvirkelag med virksomhetsområdene distribusjonsnett, kraftomsetning, tele og øvrig. Distribusjonsnettets hadde ca. 43 prosent av selskapets omsetning i 2010, mens øvrig utgjorde ca. 10 prosent. Selskapet har vesentlig mindre nett og antall abonnenter enn sine referenter, Askøy Energi (60 %), AS Eidefoss (24 %) og Nord-Salten Kraft (16 %).

Selskapets distribusjonsnett er noe eldre enn bransjesnittet. Investeringene sett i forhold til bokført verdi har i snitt vært høyere enn bransjesnittet i perioden, men lavere enn Askøy Energi og Nord-Salten Kraft. Selskapet opplyser selv at Austevoll er en av de kommunene i Norge som opplever en kraftig tilflytning og sterk vekst i antall nye boliger/boligfelt. Tilknytningen av disse er bygd ut ved hjelp av anleggsbidrag. Austevoll Kraftlag har kapitalkostnader som per km er høyere enn både bransjesnittet og sine referenter for samtlige år i hele perioden, og de har økt med 32 prosent fra 2005-2010. Økningen relaterer seg til økte avskrivninger på nettanlegg i tillegg til økt investering i inventar, verktøy og EDB.

Austevoll Kraftlag har mer enn dobbelt så høy DV-kostnad per km som sine referenter i hele perioden 2004-2010. I perioden økte kostnadene med over 40 prosent. Dette skyldes i hovedsak lønn- og personalkostnader; antall årsverk på distribusjonsnettets har økt med 30 prosent. I tillegg varierer andelen av lønnskostnaden som aktiveres mye over årene. Som det vises i figur 14, ble DV-kostnaden drastisk redusert i 2008. Reduksjonen skyldes ett årsverk mindre enn i 2007 og 2009, i tillegg til at en større andel av lønnskostnaden ble aktivert. Ca. 25 prosent av selskapets DV-kostnader på distribusjonsnett relaterer seg fra felles virksomhet. Andelen har vært relativt stabil i hele perioden.



Figur 14 Utvikling i DV-kostnad (tusen kr)

Austevoll Kraftlag påpeker selv at drift og vedlikehold er svært tid- og kostnadskrevende ettersom selskapet har installasjoner på 22 øyer. De fleste av disse er uten veiforbindelse og transportmidler. Videre mener selskapet at levetiden for en del av deres installasjoner er halvparten av normalen på grunn av korrosjon.

KILE per abonnent har variert fra å ligge like under til langt over bransjesnittet i hele perioden. Nettapsprosenten har ligget lavere enn bransjesnittet fram til 2009, og høyt over i 2009 og 2010. Den store økningen i nettap i 2009 skyldes korreksjon for tidligere feilmålinger hos en viktig kunde, og nettapet er derfor ikke helt representativt år for år.

Kort oppsummert kommer Austevoll Kraftlag dårlig ut i de sammenlignende analysene som følge av høye DV- og kapitalkostnader.

6.2 Fusa Kraftlag SA

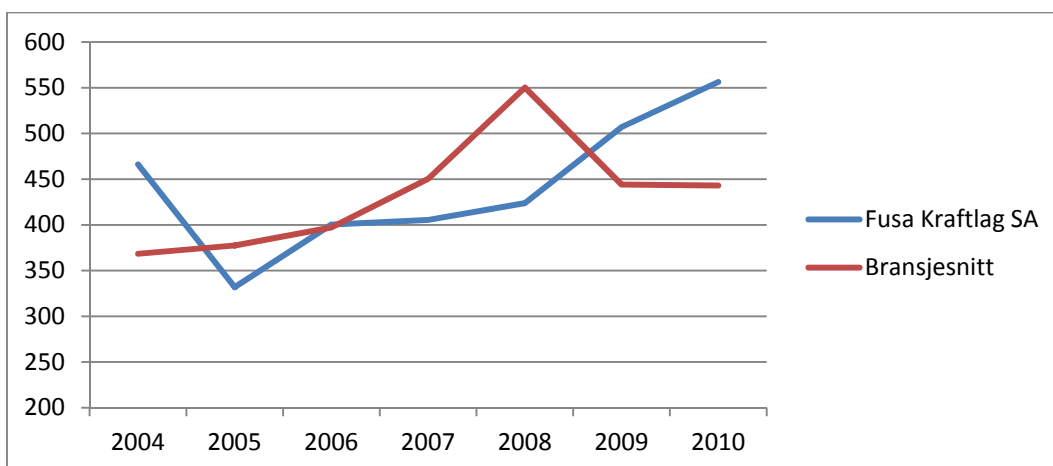
Nøkkeltall 2010	Fusa Kraftlag SA	Bransjesnitt
Antall abonnenter	2 983	22 000
Antall km D-nett	635	2 300
Alder nettanlegg (% avskrevet)	48	48
Kapitalkostnader/km (tusen kr)	16	15
DV-kostnader/km (tusen kr)	23	24
KILE/abon. (kr)	50	150
Nettapsprosent	7	6
DEA-resultat 2011 (%)	58	73

Fusa Kraftlag er et samvirkelag med virksomhetsområdene distribusjonsnett, kraftomsetning, tele og øvrig. Distribusjonsnettets hadde 46 % av omsetningen i selskapet i 2010. Selskapet har historisk hatt et godt DEA-resultat, men med den nye modellen reduseres DEA-resultatet til å bli lavere enn gjennomsnittet i bransjen. Fusa Kraftlags referenter er NTE Nett (75 %), AS Eidefoss (19 %) og Askøy Energi (6 %).

Fusa Kraftlag har mange årsverk i forhold til nettutstrekning og antall abonnenter sammenlignet med bransjesnittet og sin viktigste referent. Selskapet bruker i stor grad egne folk ved vedlikehold av nettet.

Selskapet har et relativt gammelt nett; som vist i figur 3 var 65 prosent av nettet ferdig avskrevet i 2005 og 2006. Alderen er redusert siden da, men er fortsatt høyere enn bransjesnittet i alle år. Frem til 2007 ble statsstøtte og anleggsbidrag direkte nedskrevet det året det ble mottatt, noe som førte til at nettet tilsynelatende hadde enn lavere verdi enn det faktisk hadde. Selskapet mener derfor at aldersindikatoren ikke viser et reelt bilde i deres tilfelle. Selskapet har investert mye i årene 2007-2009; mellom 17 og 20 prosent av bokført verdi per år mot bransjesnittets 7 prosent i samme periode. Disse investeringene har ført til at selskapets kapitalkostnad per km er høyere enn bransjesnittets fra 2007.

Fusa Kraftlag har ikke spesielt høye DV-kostnader i forhold til km nett. Men kostnadene er stigende i hele perioden 2005-2010. Mye av økningen skyldes lønn- og personalkostnader; lønnskostnaden per årsverk har økt med nesten 40 prosent fra 2006-2010 med største økning fra 2008-2010. Selskapet har gjort en regnskapsmessig omlegging fra 2010 ved at oppsamlede vakt dager ble kostnadsført. I tillegg har selskapet endret kostnadsføring av pensjoner fra samme år. Lønnskostnaden per årsverk er også en del høyere enn bransjesnittet i årene 2009 og 2010, som vist i figur 15. I 2009 ble AMS innført, noe som førte til svært mye overtidsarbeid for å få løsningen på plass, dette var med på å drive opp lønnskostnaden per årsverk.



Figur 15 Utvikling i lønns- og personalkostnader per årsverk (tusen kr)

Fusa Kraftlag har felleskostnader fordelt på distribusjonsnettet som tilsvarer mellom 40 og 50 prosent av de totale DV-kostnadene. Selskapet er et av fire i utvalget med høyest andel felleskostnader i perioden. Bransjesnittet ligger på 14 prosent, mens den viktigste referenten ligger på ca. 10 prosent. I 2010 hadde selskapet 13 årsverk ført direkte på distribusjonsnettet, i tillegg fordeles 2,4 årsverk fra felles virksomhet.

Selskapets KILE per abonnent ligger en del lavere enn bransjesnittet og referentene. Nettapsprosenten økte 4,5 til 6,5 fra 2007-2008, og har ligget over dette siden; høyere enn bransjesnittet og alle referentene.

Kort oppsummert er det Fusa Kraftlags høye kapitalkostnader som gjør at selskapet får et lavt DEA-resultat. I tillegg til at lønnskostnaden per årsverk er relativt høy de siste årene,

har selskapet mange årsverk i forhold til sin størrelse. Selskapets felleskostnaders andel av DV-kostnad på distribusjonsnettet er høy sammenlignet med referentene og bransjesnittet.

6.3 Lofotkraft AS

Nøkkeltall 2010	Lofotkraft AS	Bransjesnitt
Antall abonnenter	15 772	22 000
Antall km D-nett	2 054	2 300
Alder nettanlegg (% avskrevet)	30	48
Kapitalkostnader/km (tusen kr)	22	15
DV-kostnader/km (tusen kr)	24	24
KILE/abon. (kr)	430	150
Nettapsprosent	9	6
DEA-resultat 2011 (%)	54	73

Lofotkraft eies av Lofotkraft Holding AS, hvor 95 prosent eies av fire kommuner. Lofotkraft er det selskapet med lengst distribusjonsnett, flest abonnenter og flest årsverk i vårt utvalg. Selskapet er også større enn sine to viktigste referenter, Nord-Salten Kraft (55 %) og Askøy Energi (40 %). I tillegg er AS Eidefoss selskapets referent. Sammenlignet med bransjesnittet har selskapet noe kortere nett og færre abonnenter, men nesten dobbelt så mange årsverk. I 2010 utgjorde distribusjonsnettet ca. 75 prosent av selskapets omsetning, mens regionalnettet sto for det meste av selskapets resterende omsetning.

Selskapet har de siste årene reinvestert betydelige beløp i sitt distribusjonsnett, og i 2008 og 2009 relativt sett vesentlig mer enn referentene og bransjesnittet. Den store reduksjonen fra 55 prosent ferdig avskrevet distribusjonsnett i 2006 til 29 prosent ferdig avskrevet i 2007 skyldes likevel ikke store investeringer, men at eRapp i 2007 ble korrigert for å stemme med faktiske forhold. Siden 2007 har nettets alder ligget relativt stabilt på rundt 30 prosent ferdig avskrevet.

I takt med de økte investeringene har selskapets kapitalkostnader per km økt med 50 prosent fra 2006 til 2010. Halvparten av denne økningen kom i perioden 2009-2010, da selskapet investerte for totalt ca. 135 millioner kr. I tillegg ble lavspenndata kvalitetssikret, noe som medførte en reduksjon i antall km distribusjonsnett på 12 prosent. Bransjesnittets kapitalkostnader per km har økt med 18 prosent i samme periode.

Selskapets DV-kostnad per km ligger i snitt 15 prosent under bransjesnittet, men nesten 40 prosent over sine viktigste referenter, i 2004-2010. Kostnadene per km økte med mer enn 40 prosent i perioden. Antall km nett lå stabilt frem til 2009, for så å reduseres med 12 prosent i 2010. En tilnærmet halvering av DV-kostnader i 2007 skyldes et forsikringsoppgjør på ca. 13 millioner kr forbundet med en skade på en sjøkabel i 2006. Sammenlignet med de andre selskapene i våre studier, bransjesnittet og referentene, har selskapet mange årsverk. I tillegg relaterte tolv av årsverkene på fellesvirksomhet i 2010 seg til distribusjonsnettet. Lofotkraft benytter seg av kostnadsføring på fellesvirksomhet, og i alle år bortsett fra 2008 har felleskostnadens andel av DV-kostnader på distribusjonsnettet ligget minst tre ganger så høyt som bransjesnittet. Felleskostnaders andel av totale DV-kostnader har variert mye fra år til år. De lave felleskostnadene i 2008 skyldes at selskapet valgte å direkteføre vesentlig mer dette året. Til og med 2007

opererte selskapet med en fast fordelingsnøkkel ved fordeling av felleskostnader. Etter pålegg fra NVE ble denne endret til fordeling etter direkteførte personalkostnader, som den siste tiden har variert. Selskapet endret i 2008 praksis med å føre de fleste årsverkene på felles virksomhet til å fordele mer direkte til relevant virksomhetsområde, slik at distribusjonsnettet økte antall årsverk fra ca. 17 til 52 årsverk. I 2009 ble fordelingsbeløpet redusert fordi selskapet valgte å aktivere nesten halvparten av lønns- og personalkostnadene på distribusjonsnettet.

Selskapet har vesentlig høyere KILE per abonnent enn de andre selskapene og bransjesnittet. Bortsett fra i 2006, hvor Lofotkraft hadde særdeles høye KILE-kostnader, ligger kostnadene i snitt tre ganger så høyt som bransjesnittet i hele perioden 2004-2010. Videre er kostnadene svært volatile fra år til år, og varierer mellom 231 kr og 1 090 kr per abonnent. Lofotkraft forklarer de høye og volatile kostnadene med spesielt værutsatt beliggenhet.

Tilsvarende har Lofotkrafts nettapsprosent ligget blant de høyeste i utvalget i hele perioden, i snitt to prosentpoeng høyere enn bransjesnittet. De høye investeringene de siste årene har ikke gitt noen synlig nedgang i nettapsprosenten. Siden 2007 har levert energi i snitt økt med to prosent per år, mens selskapets nettap i snitt er økt med ni prosent per år.

Kort oppsummert medfører et nytt nett og en høy investeringstakt økte kapitalkostnader. Selskapets DV-kostnader per km ligger under bransjesnittet, men godt over sine viktigste referenter. Videre har selskapet høye KILE-kostnader og en høy nettapsprosent.

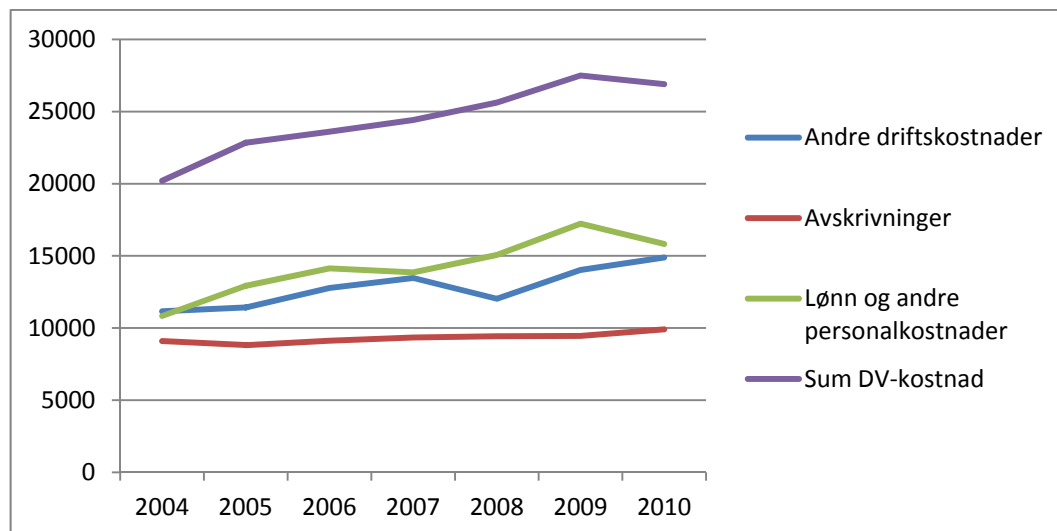
6.4 Narvik Energinett AS

Nøkkeltall 2010	Narvik Energinett AS	Bransjesnitt
Antall abonnenter	11 299	22 000
Antall km D-nett	1003	2 300
Alder nettanlegg (% avskrevet)	57	48
Kapitalkostnader/km (tusen kr)	20	15
DV-kostnader/km (tusen kr)	23	24
KILE/abon. (kr)	140	150
Nettapsprosent	8	6
DEA-resultat (%) 2011	59	73

Narvik Energinett eies av Nordkraft AS og Hålogaland Kraft AS, som igjen i majoriteten eies av flere kommuner. Selskapet har virksomhetsområdene regionalnett, distribusjonsnett, kraftomsetning, tele og øvrig. Distribusjonsnettet utgjorde 59 % av selskapets omsetning i 2010. Narvik Energinett har like langt nett, like høy kablingsandel og nesten like mange abonnenter som sin sterkeste referent Askøy Energi (80 %). Selskapets andre referent er Nord-Salten Kraft.

Selskapets investeringer har vært vesentlig lavere enn bransjesnittet de siste årene, og nettet var det eldste i vårt utvalg i 2010. Til tross for at Narvik Energinett i liten grad investerer og har det eldste nettet har selskapet de høyeste kapitalkostnadene per km i utvalget. Kostnadene har ligget stabilt på ca. 19 tusen kr per km i perioden 2005 til 2010, nesten 50 prosent høyere enn bransjesnittet og Askøy Energi i perioden.

På tross av at selskapet er tilnærmet like stort som Askøy Energi, er selskapets DV-kostnad per km i snitt mer enn dobbelt så høy i hele perioden 2004-2010. DV-kostnadene har vært stabile i perioden 2005-2008, for så å øke med syv prosent fra 2008-2009. Vi ser av figur 16 at det er lønn- og andre personalkostnader som står for mesteparten av denne økningen. I 2009 økte antall årsverk på distribusjonsnettet med tre, fra 30 til 33. Lønn- og personalkostnaden ble redusert en del i 2010 på grunn av en negativ periodisert pensjonskostnad.



Figur 16 Utvikling i elementer av DV-kostnaden (tusen kr)

Selskapets KILE per abonnent ligger i snitt noe over bransjesnittet, men vesentlig over Askøy Energi i hele perioden bortsett fra i 2008. Videre har selskapets nettapsprosent ligget godt over bransjesnittet og Askøy Energi i samme periode.

Kort oppsummert kommer Narvik Energinett dårlig ut i effektivitetsanalysene på grunn av et vesentlig høyere kostnadsnivå enn sin viktigste referent Askøy Energi.

6.5 Notodden Energi AS

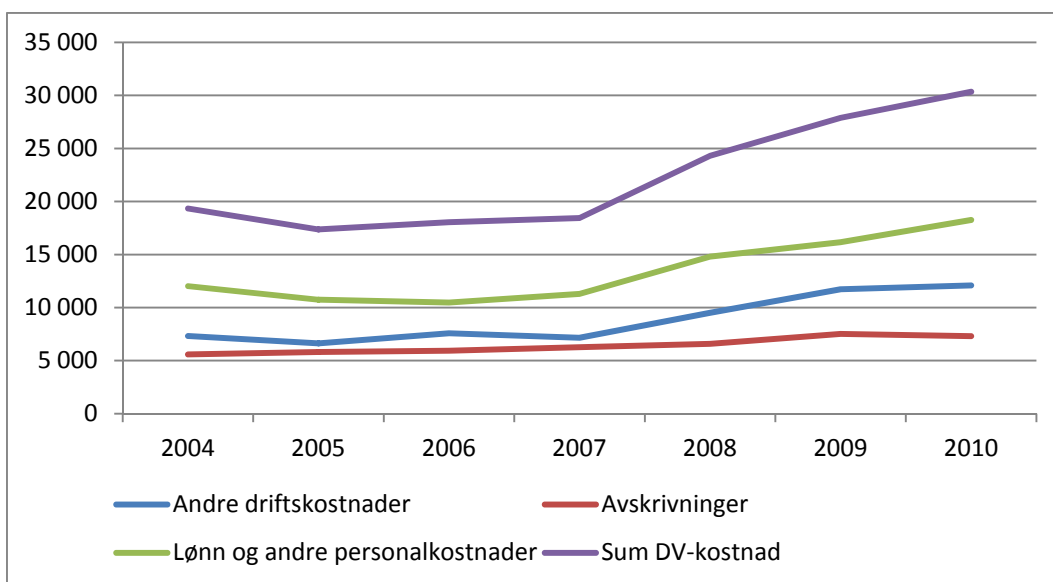
Nøkkeltall 2010	Notodden Energi AS	Bransjesnitt
Antall abonnenter	7 464	22 000
Antall km D-nett	1 439	2 300
Alder nettanlegg (% avskrevet)	47	48
Kapitalkostnader/km (tusen kr)	11	15
DV-kostnader/km (tusen kr)	21	24
KILE/abon. (kr)	170	150
Nettapsprosent	3	6
DEA-resultat 2011 (%)	56	73

Selskapet eies i sin helhet av Notodden kommune, og majoriteten (ca. 60 prosent i 2010) av omsetningen relaterer seg til distribusjonsnettet. Virksomhetsområdene øvrig virksomhet (i hovedsak bredbånd) og kraftomsetning står for ca 15 prosent hver av total omsetning. Selskapets referenter er AS Eidefoss (48 %), Askøy Energi AS (39 %) og Nord-Salten Kraft AS (13 %). I forhold til antall abonnenter har Notodden Energi relativt

sett et langt distribusjonsnett: Nettet er lengre enn både Askøy Energi og Nord-Salten Kraft sitt nett, men selskapet har kun flere abonnenter enn Nord-Salten Kraft. Hele 53 prosent av nettet var kablet i 2010, nesten 20 prosentpoeng mer enn bransjesnittet og et vektet snitt av referenten. Selskapets totale egenkapitalandel er redusert vesentlig fra ca. 65 prosent i 2000 til ca. 30 prosent i 2010. Selskapet forklarer denne reduksjonen med totale utbytter til mor på ca. 100 millioner i perioden.

Nettets alder har fulgt bransjesnittet, men har hatt en noe slakere forelding i perioden 2004-2010. Totale investeringer i forhold til bokført verdi viser likevel at bransjesnittet har investert mer i forhold til bokført verdi i perioden enn Notodden Energi. Selskapet bekrefter at de har som mål å investere tilsvarende selskapets årlige avskrivninger på nettanleggene. Selskapets kapitalkostnader per km har ligget lavt i hele perioden, ca. 25 prosent under bransjesnittets kostnader og noe under snittet av sine viktigste referenter. Kapitalkostnaden er likevel økt med 34 prosent fra 2004 til 2010 mot en økning hos bransjesnittet på 22 prosent og en økning hos vektet referent på ca. 30 prosent.

Sammenlignet med sine to viktigste referenter ligger selskapets DV-kostnad, både per km og per abonnent, mer enn 50 prosent høyere i hele perioden. Selskapets DV-kostnad lå stabilt i årene 2004-2007, men økte med mer enn 30 prosent fra 2007-2008 og ytterligere totalt 25 prosent over de neste to årene. Økningen skyldes i hovedsak stor økning i lønn- og personalkostnader på totalt ca. 60 prosent samt økte andre driftskostnader i 2008 og 2009 på totalt 65 prosent, se figur 17. Siden 2007 har antall årsverk økt med seks, ca. 25 prosent. Videre har lønn- og personalkostnader per årsverk økt med nesten 30 prosent i samme periode i hovedsak grunnet en generell lønnsjustering for å tiltrekke seg og beholde kvalifiserte medarbeidere. I tillegg ble noen personalkostnader frem til og med 2008 ført som andre driftskostnader, for så å bli ført som lønn- og personalkostnader. Selskapet har økt bemanningen i henhold til økte myndighetskrav rundt HMS, sikkerhet og informasjon. Økt fokus på disse områdene har ført til at selskapet har dreid ressursbruken fra investering til drift, slik at økningen i andre driftskostnader hovedsakelig skyldes linjerydding og befaringer.



Figur 17 Utvikling i elementer i DV-kostnad (tusen kr)

Bortsett fra i 2004 og 2010 har selskapets KILE ligget vesentlig under bransjesnittet. I perioden 2005-2008 lå kostnadene lavt og stabilt på i snitt 40 kr per abonnent per år. I 2009 og 2010 økte kostnadene til det firedobbelte. Kun referenten Askøy Energi har jevnere og stort sett lavere KILE-kostnad per abonnent enn Notodden. Videre har nettapsprosenten til Notodden Energi ligget vesentlig lavere enn bransjesnittet, samtlige selskap i vårt utvalg og alle sine referenter i hele perioden 2004-2010. I 2011 er levert energi redusert med over 50 prosent i forhold til tidligere år, mens nettapsprosenten er økt til 4 – fortsatt godt under bransjesnittet og referentene. Den store reduksjonen i levert energi skyldes at en stor kunde, Becromal, har flyttet sin virksomhet. Selskapet forventer at nettapsprosenten vil ligge på 6-6,5 i et normalår fremover.

Kort oppsummert medfører høye DV-kostnader, og da særlig i årene 2008 til 2010, at selskapet kommer dårlig ut i de sammenlignende analysene.

6.6 Rauland Kraftforsyningslag SA

Nøkkeltall 2010	Rauland Kraftforsyningslag SA	
		Bransjesnitt
Antall abonnenter	3 516	22 000
Antall km D-nett	840	2 300
Alder nettanlegg (% avskrevet)	43	48
Kapitalkostnader/km (tusen kr)	10	15
DV-kostnader/km (tusen kr)	21	24
KILE/abon. (kr)	55	150
Nettapsprosent	10	6
DEA-resultat 2011 (%)	61	73

Rauland Kraftforsyningslag er et samvirkelag med virksomhetsområdene distribusjons- og regionalnett, fellesvirksomhet og tele. Distribusjonsnettet hadde 56 prosent av selskapets omsetning i 2010. Selskapet har historisk gjort det svært godt i DEA-analysene, men med den nye modellen faller DEA-resultatet drastisk. Selskapets referenter er Nord-Salten Kraft (75 %) og Askøy Energi (25 %).

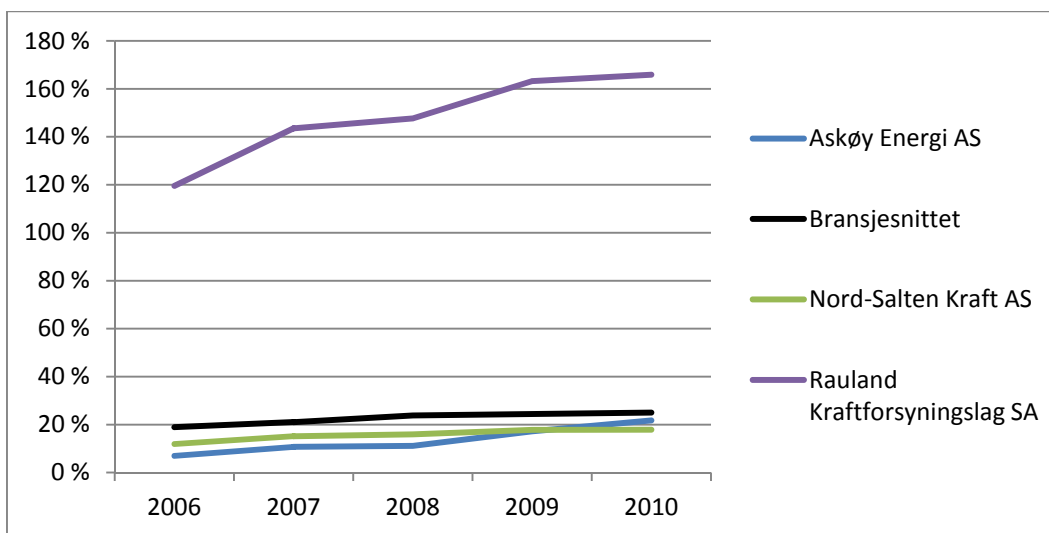
Selskapet har mange årsverk per km nett og per abonnent i forhold til bransjesnittet, og samme forhold som Nord-Salten Kraft. Selskapet har videre halvparten så mange abonnenter per km som bransjesnittet i 2010, men like mange som Nord-Salten Kraft.

Rauland Kraftforsyningslag har et nett som kun var 20 prosent avskrevet i 2004, mot bransjesnittets 40 prosent. I 2010 var 43 prosent av selskapets kapital avskrevet, mot bransjesnittets 48 prosent. Nord-Salten Kraft hadde i 2010 avskrevet 58 prosent. Selv om Rauland Kraftforsyningslag sitt nett har blitt mye eldre de siste årene, har kapitalkostnaden per km økt. Den er imidlertid ca. 30 prosent lavere enn bransjesnittet i hele perioden. I perioden 2004-2010 har total bokført verdi økt med 56 prosent, mens årets avskrivninger har økt med 107 prosent. Selskapet investerte mellom 20 og 35 prosent av sin bokførte verdi per år i årene 2004-2007, mot bransjesnittets 7 til 11 prosent per år i samme periode. Etter 2007 har Rauland Kraftforsyningslag investert mellom 11 og 13 prosent av sin totale bokførte verdi per år, et par prosentpoeng over bransjesnittet.

Referentene har i snitt investert 11 og 12 prosent av sin bokførte verdi per år i perioden 2004-2010.

Rauland Kraftforsyningslag har mye høyere bokført verdi for anleggsbidragsfinansiert kapital enn for egenfinansiert, og forholdet er økende. Dette er svært spesielt.

Bransjesnittet og selskapets referenter har et motsatt forhold mellom bidrags- og egenfinansiert kapital: Bokført verdi på bidragsfinansiert kapital tilsvarer omtrent 20 prosent av den bokførte verdien på egenfinansiert kapital. Dette er illustrert i figur 18.

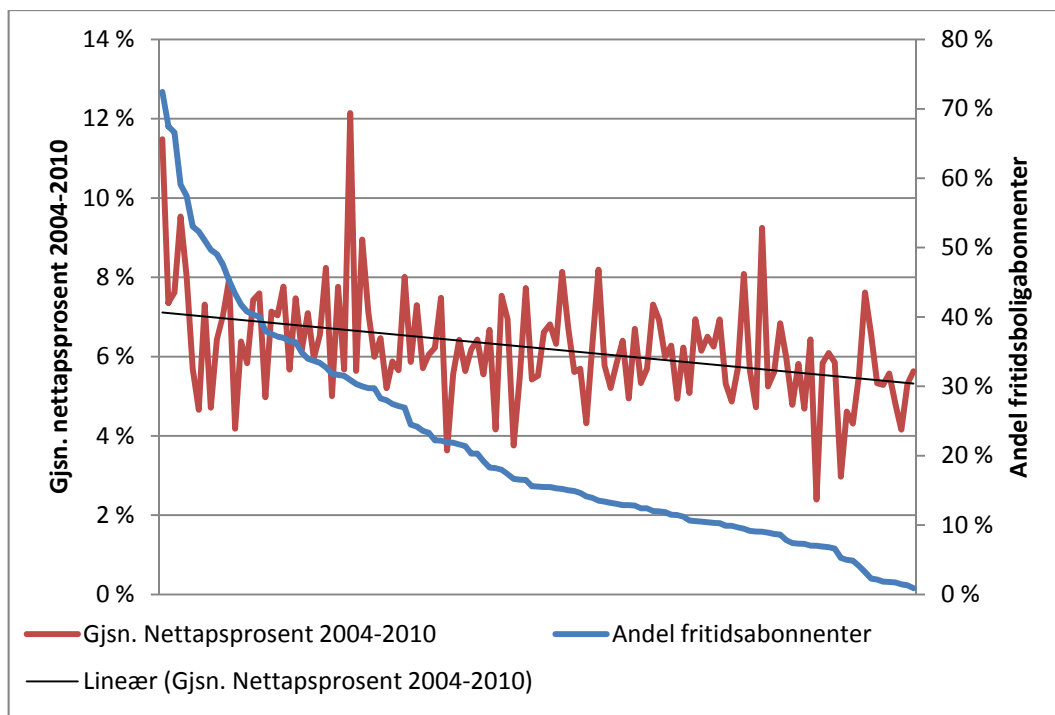


Figur 18 Forholdet mellom bokført verdi bidrags- og egenfinansiert nett

Andel anleggsbidrag og andel fritidsboligabonnenter korrelerer. Kun ti av alle distribusjonsnettsselskapene har flere fritidsboligabonnenter enn andre abonnenter, og Rauland Kraftforsyningslag er et av disse. Av selskapets 3 520 abonnenter i 2010 er 70 prosent fritidsboligabonnenter. Av de ti selskapene er det kun ett som ligger på bransjesnittet når det gjelder forholdet mellom fremmed- og bidragsfinansiert kapital. Alle de ni andre har stor andel bidragsfinansiert kapital.

Selskapets DV-kostnad per km er lavere enn bransjesnittet og alle andre selskap i utvalget, men på omtrent samme nivå som den viktigste referenten. Siden selskapet har få abonnenter per km i forhold til bransjesnittet og øvrige selskaper, har vi sett på DV-kostnaden per abonnent i tillegg. I den dimensjonen ligger selskapet høyt over bransjesnittet, men på samme nivå som sin viktigste referent.

Rauland Kraftforsyningslag har en svært lav og jevn KILE i perioden 2005-2010. Bransjesnittets og Nord-Salten Krafts KILE er vesentlig høyere og varierer mer. Nettapsprosenten i selskapets forsyningsområde er derimot svært høy; på det høyeste var den på 14 i 2006, de siste årene har den ligget på 10-11. Selskapet selv mener det høye nettapet er et resultat av den store andelen hyttekunder i området. Effektuttaket varierer veldig mellom sommer- og vintertid, og fører til en lav brukstid over året. Resultatet er at nettapet går opp. Våre analyser viser at det er en svak trend som sier at nettapsprosenten går opp med andelen fritidsboligabonnenter, se figur 19, men det er store variasjoner. Alle selskap med distribusjonsnett er sortert etter andelen fritidsboliger av totalt antall abonnenter i 2010.



Figur 19 Sammenheng andel fritidsboligabonnenter og nettap

Selv om Rauland Kraftforsyningslag har et høyt nettap i forhold til bransjen, er det DV-kostnadene som utgjør den desidert største kostnadsposten. Totalt i bransjen utgjorde DV-kostnaden ca 50 prosent av kostnadsgrunnlaget i 2010, og nettapskostnaden ca. 15 prosent. For Rauland Kraftforsyningslag tilsvarte DV-kostnaden hele 72 prosent av kostnadsgrunnlaget, og nettapskostnaden ca. 10 prosent i samme år.

Kort oppsummert har Rauland Kraftforsyningslag investert betydelig mer enn sine referenter og bransjesnittet de siste ti årene. Selskapet har også en kundemasse som ikke er typisk for et gjennomsnittlig nettselskap, med vesentlig flere fritidsboligabonnenter enn husholdningskunder. Ettersom disse kundene har blitt tilknyttet strømmettet de siste tiårene, har dette ført til stor utbygging finansiert med anleggsbidrag. Nettapet øker med antallet fritidsboliger, og selskapet har et nettap som ligger langt over bransjesnittet.

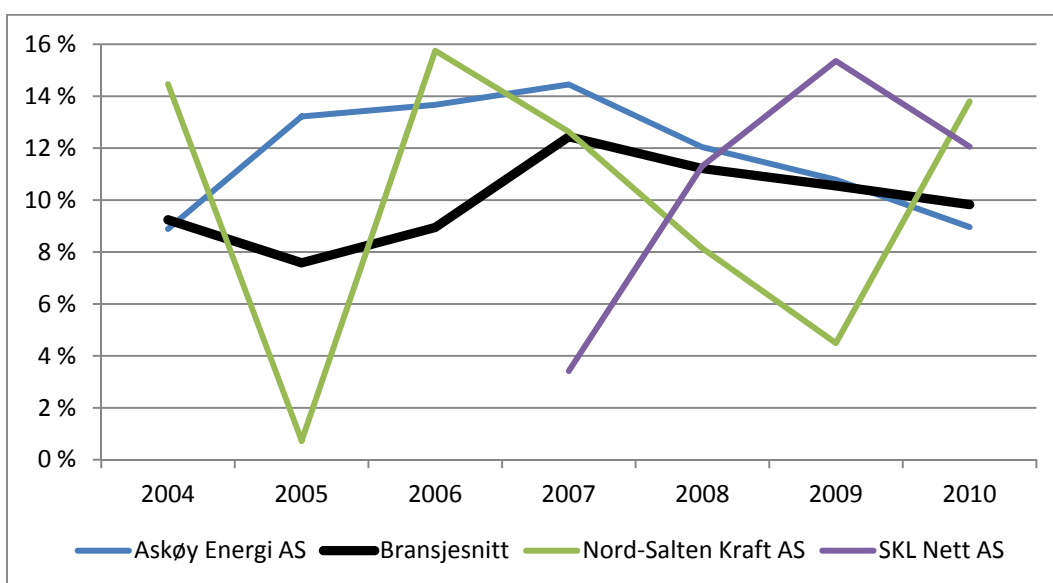
6.7 SKL Nett AS

Nøkkeltall 2010	SKL Nett AS	Bransjesnitt
Antall abonnenter	8 430	22 000
Antall km D-nett	648	2 300
Alder nettanlegg (% avskrevet)	-	48
Kapitalkostnader/km (tusen kr)	18	15
DV-kostnader/km (tusen kr)	37	24
KILE/abon. (kr)	187	150
Nettapsprosent	7	6
DEA-resultat 2011 (%)	60	73

SKL Nett eies av Sunnhordland Kraftlag AS, som i majoriteten eies av tre kraft-/nettselskaper, som igjen eies av kommuner og Statkraft. SKL Nett er et resultat av

utfisjoning av nettet fra Sunnhordaland Kraftlag i 2007. I 2010 sto regionalnettet for ca. 70 prosent av selskapets omsetning, distribusjonsnettet for ca 20 prosent, sentralnettet for ca. 10 prosent og øvrig virksomhet for 2 prosent. Selskapet har flere abonnenter per km nett enn alle selskapene i utvalget og bransjesnittet, men like mange som den viktigste referenten Askøy Energi AS (94 %). Selskapets andre referent er Nord-Salten Kraft. Selskapet hadde en kablingsandel på 62 % i 2010, 27 prosentpoeng høyere enn bransjesnittet.

Som kommentert tidligere har vi valgt å ikke vise frem nettets alder for SKL Nett. Ved utfisjoning førte selskapet anleggsmidler netto, dvs. at akkumulerte avskrivninger i 2007 er lik null. Nettet fremstår dermed som helt nytt i 2007, noe som ikke er korrekt. Selskapet har siden 2008 investert en god del; investeringer i forhold til bokført verdi ligger likt eller noe høyere enn bransjesnittet og Askøy Energi, se figur 20. Selskapet har ikke rapportert inn bidragsfinansierte anlegg i eRapp, dette tilsier at alle selskapets anleggsmidler er egenfinansiert.



Figur 20: Egenfinansierte investeringer ift. bokført verdi

Selskapets kapitalkostnad per km i perioden 2007-2010 skiller seg ikke særlig ut sammenlignet med bransjesnittet og den viktigste referenten Askøy Energi, slik DV-kostnader per km gjør. I snitt har selskapet hatt en DV-kostnad per km på 36 tusen kr per år, mot bransjesnittets 23 tusen kr og Askøy Energis 11 tusen kr. Sammenlignet med bransjesnittet og Askøy Energi har selskapet relativt sett mange årsverk, både per km og per abonnent. Det har ikke vært mulig å bryte opp DV-kostnadene da selskapet ikke har rapportert enhetlig i eRapp fra år til år, og vi har derfor ikke funnet årsaken til de høye DV-kostnadene. Selskapet oppgir selv at en av årsakene til høy DV-kostnad kan være høye felleskostnader, som blant annet skyldes internfakturerings i konsernet med påslag. Selskapet kommenterer videre at denne praksisen er noe de har til revurdering.

Selskapets KILE per abonnent er i snitt ca. 25 prosent lavere enn bransjesnittet i perioden 2007-2010, men mer enn dobbelt så høy som Askøy Energi. Nettapsprosenten ligger rundt bransjesnittet og bare noe over Askøy Energi i samme periode.

Kort oppsummert medfører høy DV-kostnad at selskapet kommer dårlig ut i de sammenlignende analysene.

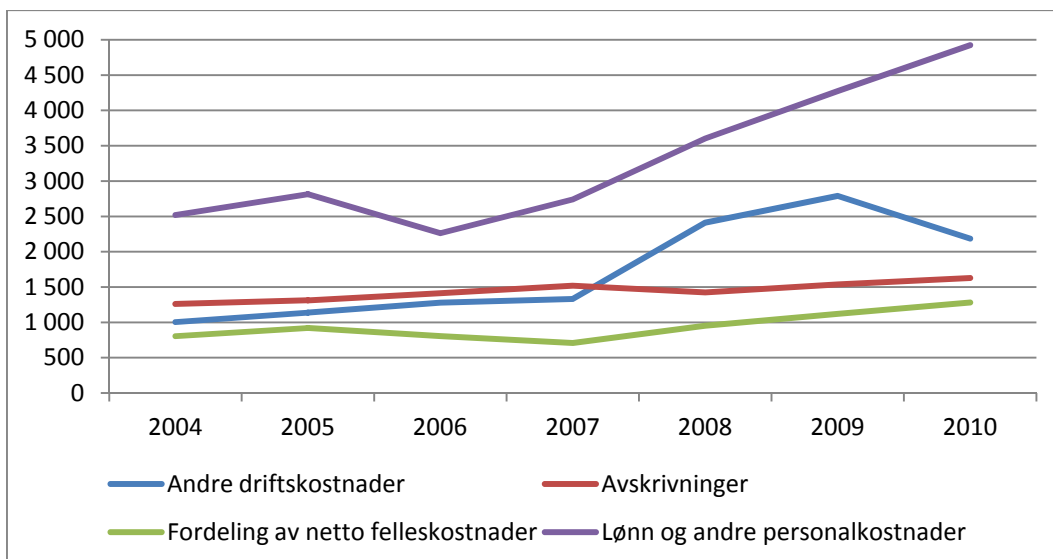
6.8 Sørfold Kraftlag SA

Nøkkeltall 2010	Sørfold Kraftlag SA	Bransjesnitt
Antall abonnenter	1 227	22 000
Antall km D-nett	287	2 300
Alder nettanlegg (% avskrevet)	49	48
Kapitalkostnader/km (tusen kr)	10	15
DV-kostnader/km (tusen kr)	30	24
KILE/abon. (kr)	108	150
Nettapsprosent	7	6
DEA-resultat 2011 (%)	58	73

Sørfold Kraftlag, med beliggenhet i Nordland, er et lite selskap med færre abonnenter og kortere nett enn alle utvalgte selskap, deres referenter og bransjesnittet. I 2010 utgjorde distribusjonsnettet ca. 30 prosent av selskapets omsetning. Kraftomsetning var selskapets største inntektskilde med 40 prosent, øvrig virksomhet (entreprenør) og kraftproduksjon med ca. 15 prosent hver. Distribusjonsnettet har tilsvarende alder som bransjesnittet, og kun 12 % er kablet. Selskapet har mange årsverk per km og per abonnent. Selskapets referenter er Nord-Salten Kraft (61 %), AS Eidefoss (36 %) og Askøy Energi (3 %).

Bortsett fra i 2007 har selskapet i perioden 2005-2010 hatt negativt eller svært lavt driftsresultat. Selskapet bekrefter at de har en generell målsetning om å holde nettтарiffen på lavest mulig nivå og utnytter ikke rammen fullt ut. I motsetning til nivået på selskapets kapitalkostnader har selskapet hatt høye og sterkt stigende DV-kostnader sammenlignet med sine viktigste referenter. Den største økningen hadde selskapet i perioden 2007-2009, hvor kostnadene nesten doblet seg. Hovedårsaken til endringen var en økning i lønn- og personalkostnaden på ca. 45 prosent fra 2007-2008 og ca. 20 prosent fra 2008-2009, se figur 21. Lønn- og andre personalkostnader per årsverk økte med ca. 30 prosent i denne perioden. Selskapet forklarer økningen med mer overtid og gunstig lønnsutvikling samt en markant økning i pensjonskostnaden med en tredobling fra 2007-2008. Videre belastes all avspasering i selskapet distribusjonsnettet i sin helhet, for eksempel avspaserte elektromontørene på øvrig virksomhet 550 timer i 2009. En slik praksis kan være i strid med gjeldende regelverk⁹. Selskapet har også økt antall årsverk med ca. én både i 2009 og 2010, dvs. en total økning i antall årsverk på 30 prosent. Selskapets andre driftskostnader var spesielt høye i 2008 og 2009, noe selskapet forklarer med omfattende skogrydning langs linjene samt kostbart vedlikehold av en spesiell linjestrekning. Kostnadene ble vurdert aktivert.

⁹ Jf. Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariff (Kontrollforskriften) § 2-8



Figur 21 Utvikling i elementer i DV-kostnad (tusen kr)

Sørfold Kraftlags KILE per abonnent har i snitt ligget vesentlig under bransjesnittet og sine viktigste referenter i hele perioden. Nettapsprosenten har på den annen side ligget en god del over bransjesnittet, men har i 2009 og 2010 kommet ned på bransjesnittets nivå.

Kort oppsummert medfører høye DV-kostnader at selskapet kommer dårlig ut i de sammenlignende analysene. Selskapet medgir selv å ha en effektivitet som ikke er tilfredsstillende.

6.9 Tysnes Kraftlag SA

Nøkkeltall 2010	Tysnes Kraftlag SA	Bransjesnitt
Antall abonnenter	3 061	22 000
Antall km D-nett	520	2 300
Alder nettanlegg (% avskrevet)	43	48
Kapitalkostnader/km (tusen kr)	14	15
DV-kostnader/km (tusen kr)	30	24
KILE/abon. (kr)	110	150
Nettapsprosent	8	6
DEA-resultat (%) 2011	58	73

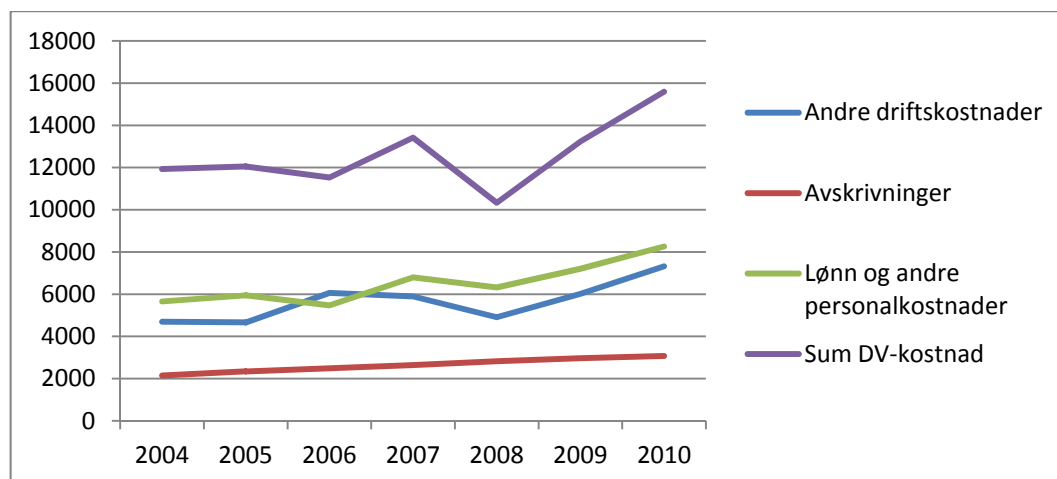
Tysnes Kraftlag er et samvirkelag med virksomhetsområdene distribusjonsnett, kraftomsetning, tele og øvrig. Distribusjonsnettet hadde 62 prosent av omsetningen i selskapet i 2010. Selskapet har vesentlig kortere nett og færre abonnenter enn sine referenter Nord-Salten Kraft (42 %), Askøy Energi (35 %) og AS Eidefoss (23 %), men relativt sett flere årsverk.

Tysnes Kraftlag har en betydelig mindreinntektssaldo, som i 2010 utgjorde 55 prosent av tillatt inntekt. Selskapet sier at dette er en bevisst strategi for å sikre seg hvis ytre rammer endrer seg og for å få en jevnest mulig nettinvestering over tid.

Selskapet har et av de nyeste nettene i vårt utvalg, men fra 2004-2010 er nettets aldersindikator mer enn doblet. Den største endringen kom fra 2006-2007 og skyldes

korreksjoner i selskapets anleggsregister. Selskapet har investert lite de siste årene; fra 2006-2010 var investeringene i gjennomsnitt 5 prosent av bokført verdi mot bransjesnittets og referentenes 10 prosent. Kapitalkostnadene per km har ligget rett under bransjesnittet i hele perioden 2004-2010, men har i perioden økt med 38 prosent mot bransjesnittets 28 prosent.

Tysnes Kraftlags DV-kostnad ligger noe høyere enn bransjesnittet, men nesten dobbelt så høyt som det vektete snittet av referentene. Siden 2004 er kostnadene økt med 40 prosent. Antall årsverk har ligget stabilt på 12 i hele perioden. Mye av endringen de siste årene skyldes en økning i kjøp av eksterne tjenester samt høye lønnsoppgjør og seniorpakker.



Figur 22 Utvikling i elementer i DV-kostnad (tusen kr)

Fra 2006 til 2010 har selskapet lavere eller tilsvarende KILE som sine referenter og bransjesnittet. Nettapsprosenten har svingt mellom tre og ni i perioden. Den høyeste prosenten hadde selskapet i 2010, som skyldes en kald vinter.

Kort oppsummert kommer Tysnes Kraftlag dårlig ut i de sammenlignende analysene som følge av at de har vesentlig høyere DV-kostnad enn sine referenter. Også kapitalkostnadene er høyere.

6.10 Uvdal Kraftforsyning SA

Nøkkeltall 2010	Uvdal Kraftforsyning SA	Bransjesnitt
Antall abonnenter	2 001	22 000
Antall km D-nett	354	2 300
Alder nettanlegg (% avskrevet)	40	48
Kapitalkostnader/km (tusen kr)	16	15
DV-kostnader/km (tusen kr)	21	24
KILE/abon. (kr)	70	150
Nettapsprosent	9	6
DEA-resultat 2011 (%)	55	73

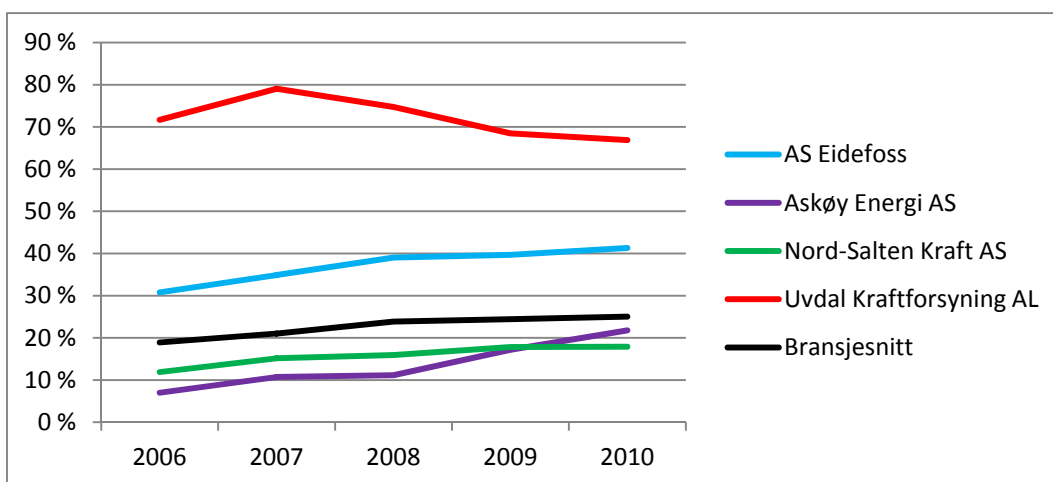
Uvdal Kraftforsyning er et samvirkelag med virksomhetsområdene distribusjonsnett, kraftomsetning, tele og øvrig. Distribusjonsnettets hadde 50 prosent av omsetningen i

selskapet i 2010. Selskapet har historisk gjort det godt i DEA-analysene, men med den nye modellen faller DEA-resultatet. Selskapets referenter er AS Eidefoss (63 %), Askøy Energi (31 %) og Nord-Salten Kraft (6 %).

Selskapet har mange årsverk per km nett og per abonnent i forhold til bransjesnittet og Askøy Energi, og på samme nivå som de to andre referentene. Selskapet har også mye færre abonnenter per km enn bransjesnittet og Askøy Energi i 2010.

Uvdal Kraftforsyning har et yngre nett enn sine referenter og bransjesnittet. Selskapet har også investert noe mer enn referentene de siste årene. Likevel er nettets alder økende. Dette kan tyde på at selskapet har investert mer i tidligere perioder enn årene 2004-2010. Kapitalkostnadene per km har økt med 30 prosent fra 2005-2010, og ligger nå over bransjesnittet og referentene AS Eidefoss og Nord-Salten Kraft, men likt med Askøy Energi.

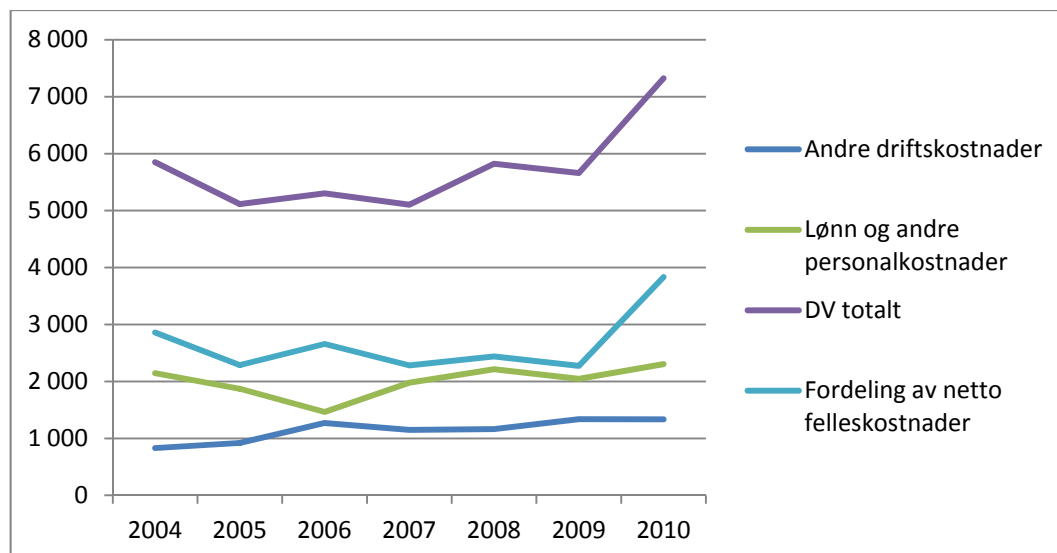
Uvdal Kraftforsyning har i likhet med Rauland Kraftforsyningslag mye høyere bokført verdi for bidragsfinansiert kapital enn for egenfinansiert. Selskapet har en andel på omtrent 70 prosent, mot bransjesnittets 20 prosent og AS Eidefoss sine 40 prosent, se figur 23.



Figur 23 Forholdet mellom bokført verdi bidrags- og egenfinansiert nett

67 prosent av selskapets abonnenter i 2010 er fritidsboligabonnenter. Andelen levert energi til fritidsboligabonnenter i samme år er imidlertid på 45 %. Det vil si at det leveres vesentlig mindre energi til disse kundene enn til andre kundegrupper.

Uvdal Kraftforsyning har høy DV-kostnad per km sammenlignet med sine referenter, men ligger lavere enn bransjesnittet. DV-kostnaden har økt med 43 prosent fra 2007-2010, hvorav mesteparten av økningen skjer fra 2009-2010. Som vist i figur 24 skyldes mesteparten av økningen at lønn- og personalkostnader på felles virksomhet som er fordelt til distribusjonsnettene har økt med 70 prosent.



Figur 24 Utvikling i elementer i DV-kostnaden (tusen kr)

Selskapets distribusjonsnett er blant de i vårt utvalg som har høyest andel felleskostnader av DV-kostnaden. I 2010 utgjør felleskostnader 50 prosent av de totale DV-kostnadene.

Uvdal Kraftforsynings KILE per abonnent har hatt en nedadgående trend siden 2005 og de siste årene har den ligget lavere enn hos referentene. Selskapets nettapsprosent ligger i snitt på 7,5 i perioden 2004-2010, en god del høyere enn både referentene og bransjesnittet.

Kort oppsummert har Uvdal Kraftforsyning mange årsverk og vesentlig høyere DV-kostnader enn sine referenter, hvorav en stor andel er felleskostnader. Selskapet har også en kundemasse som ikke er typisk for et gjennomsnittlig nettselskap.

6.11 Årdal Energi KF

Nøkkeltall 2010	Årdal Energi KF	Bransjesnitt
Antall abonnenter	3 449	22 000
Antall km D-nett	365	2 300
Alder nettanlegg (% avskrevet)	52	48
Kapitalkostnader/km (tusen kr)	21	15
DV-kostnader/km (tusen kr)	31	24
KILE/abon. (kr)	46	150
Nettapsprosent	10	6
DEA-resultat 2011 (%)	59	73

Årdal Energi eies av Årdal kommune. Selskapet har virksomhetsområdene kraftomsetning, distribusjonsnett, øvrig og tele, med omsetningsandel på henholdsvis 58, 36, 6 og 1 prosent. Selskapets referenter i DEA-analysene er Askøy Energi (58 %) og Nord-Salten Kraft (42 %).

Selskapet har et mye kortere nett enn bransjesnittet og referentene, men har likt forhold abonnenter per km som gjennomsnittet i bransjen. Årdal Energi har relativt mange årsverk sett i forhold til nettutstrekning og antall abonnenter.

Årdal Energi har et gammelt nett i forhold til bransjesnittet og Askøy Energi, men Nord-Salten Kraft sitt nett er enda eldre. Andelen som er avskrevet hos Årdal Energi har ligget jevnt på ca 52 prosent i perioden 2004-2010, mot Nord Salten Krafts 55 prosent.

Selskapet har høyere kapitalkostnader per km enn alle selskapene i utvalget i samme periode selv om nettet er blant utvalgets eldste. Det er ikke investert spesielt mye den siste tiden. Selskapet har en høy kablingsandel; 69 prosent mot bransjens 33 prosent.

Selskapet har høyere DV-kostnad enn bransjesnittet og referentene, både sett i forhold til abonnenter og nettutstrekning. DV-kostnaden har økt med 52 prosent fra 2006-2010.

Dette skyldes i hovedsak en økning i antall årsverk, lønnsvekst og økte pensjonskostnader.

KILE har økt i perioden 2004-2009, fra et nivå 70 prosent lavere enn bransjesnittet til et nivå 20 prosent over, for så å reduseres drastisk i 2010. Når det gjelder nettap er trenden den motsatte. Nettapsprosenten begynte på åtte prosent i 2004 og var på fire prosent i 2007. I 2010 økte den til 10 prosent. Det er grunn til å stille spørsmål ved om disse tallene er representative, da selskapet selv tror det har blitt feilrapportert nettap i årene fram til 2009.

Årdal Energi har, kort oppsummert, mange årsverk i forhold til størrelse og høye DV- og kapitalkostnader.

7 Oppsummering og videre arbeid

Formålet med våre studier har vært å finne årsaken til hvorfor enkelte selskap kommer dårlig ut i de sammenlignende analysene. Rapporten oppsummerer en grundig gjennomgang og sammenligning av datagrunnlaget til selskap med en jevn kostnadsutvikling og som med ny kostnadsnormmodell i 2013 har fått lavt DEA-resultat.

Felles for de fleste selskap i våre studier er at de er små. For eksempel ligger fire av selskapene (Tysnes Kraftlag, Fusa Kraftlag, Austevoll Kraftlag og SKL Nett) i Sunnhordland, et område med totalt ti nettselskap og i underkant av 60 000 innbyggere. Omtrent halvparten av dagens nettselskap er små; de har mindre enn 1 500 km nett og under 6 000 abonnenter. På 80- og 90-tallet var bransjen under sterk konsolidering, men siden er antallet fusjoner drastisk redusert.

De fleste selskapene i våre studier har relativt sett mange årsverk og høye og stigende DV-kostnader. DV-kostnadene per km har økt med 40 prosent fra 2004-2010, hvorav mye skyldes en økning i antall årsverk og høyere lønninger. Til sammenligning har referentenes og bransjesnittets DV-kostnader økt med respektive 13 og 35 prosent. Også selskapenes kapitalkostnader per km har i snitt vært høyere og mer stigende i perioden enn bransjesnittets kapitalkostnader, noe som til dels skyldes et nyere nett blant flere av selskapene. Det har ikke vært noen indikasjon på at spesielle rammevilkår disse selskapene opererer i tilsier et høyere kostnadsnivå enn hos resten av bransjen.

Kontrollforskriften oppfordrer til størst mulig grad av direkteføring av kostnader. Likevel benyttet omtrent 60 prosent av bransjen seg av fordeling av felleskostnader i 2010; 20 prosent av totale DV-kostnader skyldtes tildelte felleskostnader. Av de 11 utvalgte selskapene i våre studier benyttet hele åtte seg av en slik fordeling, og i snitt 29 prosent av totale DV-kostnader hos disse skyltes tildelte felleskostnader. Felleskostnaders andel av totale DV-kostnader har variert betydelig fra år til år hos flere av selskapene, noe som kan tyde på at fordelingsnøkklene ikke benyttes konsekvent ved fordeling av felleskostnader til de ulike virksomhetsområdene.

Seks av selskapene i våre studier er samvirkelag, mens de resterende fem i majoriteten eies av kommuner i første eller andre ledd. Til sammenligning er ingen av selskapenes referenter og kun ca. 20 prosent av selskapene som inngår i bransjesnittet samvirkelag. Gjennomsnittlig DEA-resultat for samvirkelag i distribusjonsnett er lavere enn for bransjesnittet.

Våre funn tilsier at det ikke er systematiske skjevheter i de sammenlignende analysene som har gjort at selskapene har kommet dårlig ut. Våre analyser har avdekket at det i all hovedsak er selskapenes eget kostnadsnivå som er årsaken til at de får et lavt DEA-resultat i distribusjonsnett. Den nye kostnadsnormmodellen sammenligner selskaper basert på nettselskapenes kjerneoppgaver, og gir kompensasjon for relevante geografiske og strukturelle dimensjoner gitt at referentene ikke er mer ekstreme i disse. Tidligere var geografiske dimensjoner inkludert i DEA-analysen slik at en del selskap ble ansett som effektive fordi de hadde mye av et slikt rammevilkår. I den nye modellen ser vi tydelig at det er reelle kostnadsforskjeller som sammenlignes i analysene. Selskap som får et lavere DEA-resultat når tall for et nytt år inkluderes i modellen er de som har økt sine kostnader mer enn sine referenter.

Samtidig ser vi at noen av de 11 selskapene er mer spesielle enn de andre: Lofotkraft og SKL Nett har relativt nytt nett, høye investeringer og svært høy KILE. SKL Nett har i tillegg høy kablingsandel. Også Narvik Energinett har høy kablingsandel og høy KILE. Rauland Kraftforsyningslag og Uvdal Kraftforsyningslag har en vesentlig større andel fritidsboligabonnenter og bidragsfinansiert nett enn normalen. Det kan være behov for å studere noen av disse og muligens andre enkeltelskaper enda nærmere for å vurdere om det er signifikante rammevilkår disse opererer i som ikke er fanget opp i modellen. Vi har sett at selskap med en høy andel fritidsboligabonnenter også har høyt nettap. I arbeidet som ble gjort før den nye kostnadsnormmodellen trådte i kraft, ble det vurdert å inkludere andel fritidsboligabonnenter som et rammevilkår i trinn 2. En slik variabel var imidlertid ikke statistisk signifikant. Selv om det tilsynelatende kan være en svak sammenheng mellom høyt nettap og andel fritidsboliger, er det ikke funnet tilsvarende sammenheng mellom andel fritidsboliger og selskapenes DEA-resultater.

Vi vil også gjennomføre en grundig gjennomgang for å vurdere de selskapene som kommer svært *godt ut* i ny modell. På et senere tidspunkt vil vi vurdere en gjennomgang av selskap som kommer dårlig og/eller bra ut i den nye regional- og sentralnettsmodellen. En gjennomgang og analyse av slike selskap vil gi et helhetlig bilde av den økonomiske reguleringen av nettselskapene.

8 Referanser

Bjørndal, Bjørndal og Camanho (2008): *Weight Restrictions on Geography Variables in the DEA Benchmarking Model for Norwegian Electricity Distribution Companies*

NVE (2006): *Utkast til rapport. Modell for fastsettelse av kostnadsnorm. NVE-dokument av 6.6.2006*

NVE (2009): *Rundskriv EØ 1/2011 – Om beregning av inntektsrammer og kostnadsnorm i vedtak om inntektsramme for 2010*

NVE (2012a): *Høringsdokument 2-2012 Forslag til endring av modeller for å fastsette kostnadsnormer. Inntektsregulering av nettselskaper fra 2013.*

NVE (2012b): *Rapport 71-2012 Endring av modeller for fastsettelse av kostnadsnormer fra 2013. Oppsummering av høring*

von der Fehr, Nils-Henrik Mørch (2010): *Den økonomiske reguleringen av strømmettet – en gjennomgang*

Xrgia (2011): *Utfordringer ved utvidet bruk av skjønn i den økonomiske reguleringen*

Denne serien utgis av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)

Utgitt i Rapportserien i 2012

- Nr. 1 Kvikkleireskred ved Esp, Byneset i Trondheim. Kari Øvreid (20 s.)
- Nr. 2 Årsrapport for tilsyn 2011 (40 s.)
- Nr. 3 Første inntrykk etter ekstremværet Dagmar, julen 2011 (28 s.)
- Nr. 4 Energy consumption. Energy consumption in mainland Norway (59 s.)
- Nr. 5 Climate change impacts and uncertainties in flood risk management: Examples from the North Sea Region (62 s.)
- Nr. 6 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 4. kvartal 2011. Finn Erik Ljåstad Pettersen (red.) (86 s.)
- Nr. 7 Statistikk over nettleie i regional- og distribusjonsnett 2012. Inger Sætrang (53 s.)
- Nr. 8 Flomrisikoplan for Gaula ved Melhus. Et eksempel på en flomrisikoplan etter EUs flomdirektiv (78 s.)
- Nr. 9 Inntak Viddal – FoU-prosjekt på tilbakespyling. Sluttrapport. Jan Slaggård (31 s.)
- Nr. 10 Oversikt over vedtak og utvalgte saker. Tariffer og vilkår for overføring av kraft 2011 (15 s.)
- Nr. 11 Flomsonekart: Delprosjekt Ålen: Kjartan Orvedal, Julio Pereira
- Nr. 12 NVEs årsmelding 2011
- Nr. 13 Vannet vårt. Hydrologi i Norge 2011
- Nr. 14 Capacity building in Hydrological Services Course in Water Level recording and Data Processing at Ministry of Water and Energy 13th – 16th February 2012. Documentation (23 s.)
- Nr. 15 Landsomfattende mark- og grunnvannsnett. Drift og formidling 2011. Jonatan Haga og Per Alve Glad (40 s.)
- Nr. 16 Challenges in Flood Risk Management Planning. An example of a Flood Risk Management Plan for the Finnish-Norwegian River Tana. Eirin Annamo (59 s.)
- Nr. 17 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 1. kvartal 2012. Finn Erik Ljåstad Pettersen (red.)
- Nr. 18 Eksempelsamling. Risiko- og sårbarhetsanalyser for kraftforsyningen
- Nr. 19 Annual Report 2011 The Norwegian Energy Regulator
- Nr. 20 Flomberegning for Levangselva. Lars-Evan Pettersson
- Nr. 21 Driften av kraftsystemet 2011. Karstein Brekke (red.)
- Nr. 22 Annual report 2009 The cooperation between the Norwegian Agency for Development Cooperation (Norad), the Ministry of Foreign Affairs (MFA) and the Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE)
- Nr. 23 Flaumsonekart. Delprosjekt Naustdal Siss-May Edvardsen, Camilla Meidell Roald
- Nr. 24 Årsrapport for utførte sikrings- og miljøtiltak 2011
- Nr. 25 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 2. kvartal 2012. Finn Erik Ljåstad Pettersen (red.)
- Nr. 26 Glimt fra NVEs historie. Per Einar Faugli
- Nr. 27 Glimses form the history of NVE. Per Einar Faugli
- Nr. 28 Regiontjenesten 100 år. Per Einar Faugli
- Nr. 29 Flomsonekart. Delprosjekt Vigeland. Per Ludvig Bjerke og Julio Pereira
- Nr. 30 Energibruksrapporten 2012. Energibruk i husholdningene.
- Nr. 31 Flom og stor vannføring forårsaket av ekstremværet Frida august 2012
- Nr. 32 Bioressurser i skog – kartlegging av økonomisk potensial. Even Bergseng, Tron Eid, Per Kristian Rørstad og Erik Trømborg, UMB
- Nr. 33 Naturfareprosjektet: Kvikkleireworkshop. En nasjonal satsing på sikkerhet i kvikkleireområde. Teknologidagene, Trondheim, 2012
- Nr. 34 Naturfareprosjektet: Delprosjekt Kvikkleire. Datarapport for Kvikkleireskred ved Esp i Byneset i januar 2012
- Nr. 35 Naturfareprosjektet: Skredvarsling, beredskap og sikring Erfaringer fra studietur til Ministry of Transportation (British Columbia) og Canadian Avalanche Center Teknologidagene, Trondheim, 2012
- Nr. 36 Tid for ny markedsdesign? Finn Erik Ljåstad Pettersen, Anne Sofie Ravndal Risnes

- Nr. 37 Flomberegning for Fagernes (012.LZ). Ingeborg Kleivane
- Nr. 38 Inventory of Norwegian glaciers. Liss M. Andreassen and Solveig H. Winsvold (Eds.)
- Nr. 39 Totalavløpet fra Norges vassdrag 1900-2010. Lars-Evan Pettersson
- Nr. 40 Naturfareprosjektet: Programplan 2012-2015 for etatsprogrammet "NATURFARE – infrastruktur, flom og skred (NIFS)"
- Nr. 41 Vinden som blåste i fjor. Hvor sterk var Dagmar?
- Nr. 42 Kartlegging av grunnvannsressurser. Dimakis Panagotis
- Nr. 43 Kvartalsrapport for kraftmarknaden 3. kvartal 2012. Finn Erik Ljåstad Pettersen (red.)
- Nr. 44 Isstorm. Ising på kraftforsyningsnettet. Roger Steen (red.)
- Nr. 45 Trær til besvær. Lærdommer om skogrydding i etterkant av ekstremværet Dagmar
- Nr. 46 Naturfareprosjektet: Detektering av kvikkleire fra ulike sonderingsmetoder
- Nr. 47 Havvind – Strategiske konsekvensutredninger
- Nr. 48 Fagrappport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – fiskerierinteresser
- Nr. 49 Fagrappport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – skipstrafikk
- Nr. 50 Fagrappport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – teknologi- og kostnadsutvikling
- Nr. 51 Fagrappport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – verdiskaping og sysselsetting
- Nr. 52 Fagrappport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – kulturminner og kulturmiljø
- Nr. 53 Fagrappport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – sjøfugl
- Nr. 54 Fagrappport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – landskap, friluftsliv og reiseliv
- Nr. 55 Fagrappport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – forholdet til lover og internasjonale konvensjoner
- Nr. 56 Fagrappport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – petroleumsinteresser
- Nr. 57 Fagrappport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – miljørisiko og beredskap
- Nr. 58 Fagrappport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – kraftsystem og nettilknytning
- Nr. 59 Fagrappport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – kraftproduksjon og vindforhold
- Nr. 60 Fagrappport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – bunnsamfunn, fisk og sjøpattedyr
- Nr. 61 Kostnadseffektivitet i distribusjonsnettet. En studie av nettselskaper med lavt DEA-resultat



Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 09575
Internett: www.nve.no

