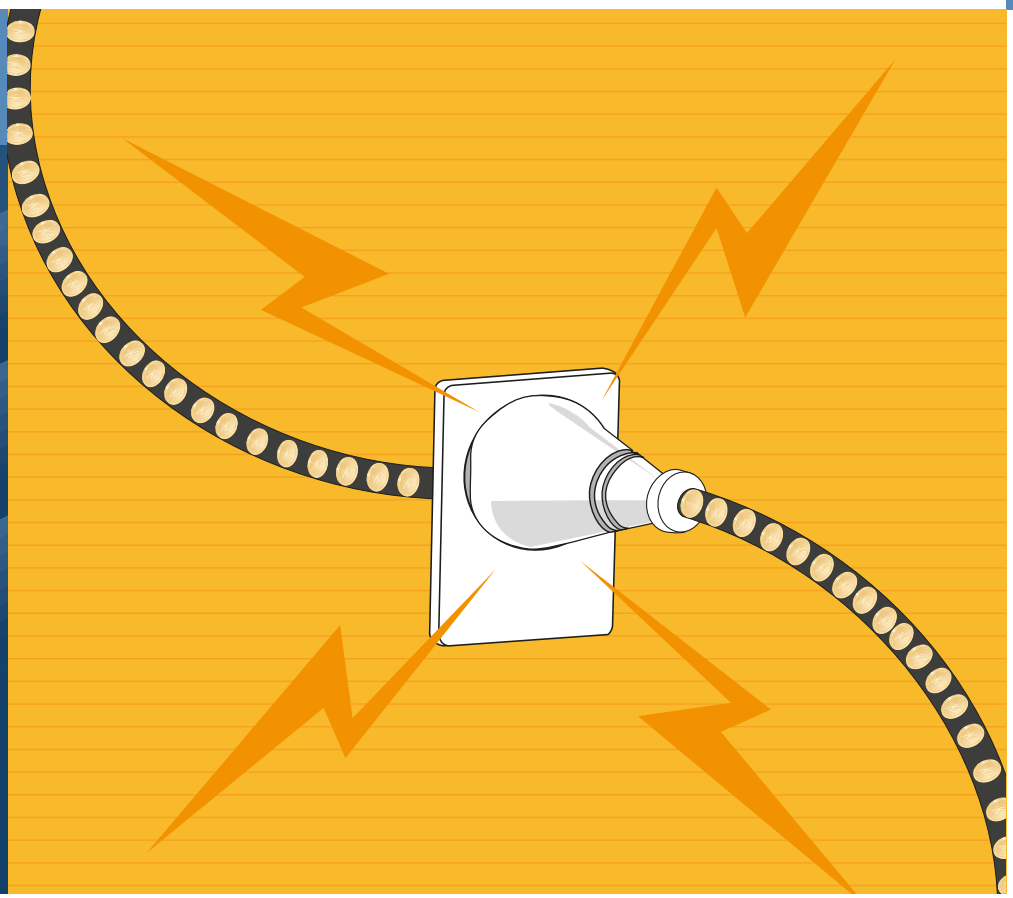
Kostnadseffektivitet i distribusjonsnettet

– En studie av referentene i kostnadsnormmodellen

34
2013

RAPPORT



Kostnadseffektivitet i distribusjonsnettet

En studie av referentene i kostnadsnormmodellen

Norges vassdrags- og energidirektorat

2013

Rapport nr 34

Kostnadseffektivitet i distribusjonsnettet

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør:

Forfattere: Jakob Kristiansen, Mi Lagergren, Kjersti Vøllestad

Trykk: NVEs hustrykkeri
Opplag: Kun på internett
Forsidefoto:

ISSN: 1501-2832
ISBN: 978-82-410-0903-7

Emneord: Kostnadseffektivitet, DEA, 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

Juni 2013

Innhold

Innhold **3**
Forord **4**
Sammendrag **5**
1 Innledning **6**
2 Den økonomiske reguleringen **7**
2.1 Sammenlignende analyser 7
2.2 Referanseselskap 8
3 Metode **10**
4 Referentene og bransjesnittet **12**
4.1 Oppsummering 20
5 Gjennomgang av hvert selskap **21**
5.1 AS Eidefoss 21
5.2 Askøy Energi AS 23
5.3 Nord-Salten Kraft AS 26
5.4 Nord-Østerdal Kraftlag SA 29
5.5 NTE Nett AS 31
5.6 Trøgstad Elverk AS 34
5.7 Oppsummering 35
Referanser **37**

Forord

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) har våren 2013 gjennomført en studie av seks utvalgte nettselskapers kostnadsdata. Disse seks selskapene er valgt ut fordi de kommer best ut i de sammenlignende analysene i distribusjonsnettet og dermed er målestokk for alle nettselskaper ved fastsettelsen av inntektsrammene. Formålet med våre studier har vært å finne årsaken til hvorfor de seks selskapene kommer best ut i de sammenlignende analysene. Siden disse selskapene har så stor betydning for alle de andre nettselskapenes kostnadsnorm ønsket vi også å kvalitetssikre disse selskapenes data ekstra nøye.

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

Oslo, juni 2013

Ove Flataker
avdelingsdirektør

Tore Langset
seksjonssjef

Sammendrag

NVE har gjennomført studier for å finne årsaken at seks selskaper kommer så godt ut i de sammenlignende analysene i distribusjonsnettet. Siden disse selskapene har så stor betydning for nettselskapenes kostnadsnorm, ønsket vi også å kvalitetssikre disse selskapenes data ekstra nøye. I tillegg til en gjennomgang og sammenligning av datagrunnlaget til de seks referentene i perioden 2004-2011 har vi i løpet av vinteren 2013 hatt stedlige tilsyn hos fem av dem. Denne rapporten oppsummerer en grundig gjennomgang og sammenligning av datagrunnlaget til AS Eidefoss, Askøy Energi AS, Nord-Salten Kraft AS, Nord-Østerdal Kraftlag SA, NTE Nett AS og Trøgstad Elverk AS.

Felles for alle selskapene er at de er kostnadseffektive; alle har vesentlig lavere drift- og vedlikeholdskostnader per km enn bransjesnittet og fem har vesentlig lavere kapitalkostnader per km enn bransjesnittet. Felles for fire av selskapene er at de drifter nett i relativt grisgrendte deler av Norge. Bare én av de seks referentene er mindre enn medianselskapet. Når det gjelder organisering av driften, investeringssyklus og konsesjonsområde er de seks selskapene til dels svært ulike. Tre av selskapene kjøper mye tjenester eksternt mens de øvrige utfører mer av driftsoppgavene internt i selskapet. To av selskapene er del av konsern, mens ett er et samvirkeforetak. Nettets alder hos selskapene er stort sett høyere enn bransjesnittet, men ett selskap har vesentlig yngre nett. Topografisk varierer konsesjonsområdene fra flate områder i indre Østfold til mer værutsatte områder i Nordland. Alle disse forskjellene viser at det er mange måter å organisere og drive et nettselskap på, som alle kan være kostnadseffektive.

Basert på gjennomførte analyser og tilsyn fremstår de seks referentene som kostnadseffektive i drift og organisasjon, selv om de har valgt forskjellige måter å drive sitt nettselskap på. Vi har ikke funnet forhold som tilsier at noen av de seks selskapene ikke burde være referenter for øvrige nettselskap.

1 Innledning

Tidligere i 2013 ga NVE ut rapporten *Kostnadseffektivitet i distribusjonsnettet – en studie av nettselskaper med lavt DEA-resultat*. Formålet med studiene var å finne årsaken til hvorfor enkelte selskap kommer dårlig ut i de sammenlignende analysene. Våre funn tilsa at det ikke var systematiske skjevheter i de sammenlignende analysene som har medført at selskapene har kommet dårlig ut. Analysene avdekket at det i all hovedsak er selskapenes eget kostnadsnivå som er årsaken til at de får et lavt DEA-resultat i distribusjonsnettet.

Antallet referenter i DEA-modellen i distribusjonsnettet ble redusert da NVE fra 2013 gikk over til en ny modell for å fastsette kostnadsnormen til nettselskapene. Tidligere var det inntil 30 referenter, i den nye modellen er det kun seks. Bakgrunnen for dette var at NVE ønsket at modellens første trinn kun skulle bestå av sentrale kostnadsdrivere, mens alle relevante rammevilkår skulle inngå i et andre trinn. Denne endringen innebar en riktigere beregning av kostnadsnormene.

Siden så få selskaper har en stor betydning for alle de andre nettselskapenes kostnadsnorm, er det viktig at disse seks selskapenes kostnader er nøye kontrollert. NVE ønsker å finne årsaken til at nettopp disse selskapene får høyt DEA-resultat. Det kan for eksempel være at selskapene har noen felles suksessfaktorer som gjør at deres kostnadsnivå relativt sett er lavere enn hos andre selskap. Vi har derfor grundig gjennomgått og sammenlignet datagrunnlaget til de seks selskapene som er referenter i distribusjonsnettet. Denne rapporten oppsummerer vårt arbeid.

I kapittel 2 forklarer vi kort den økonomiske reguleringen av nettselskap og forholdet mellom selskapenes egne kostnader og kostnadsnormen. Vi gjennomgår også hvilke selskap som er referenter i distribusjonsnettsmodellen. Kapittel 3 gir en oversikt over metodene vi har brukt for å sammenligne nettselskapene og hvilke nøkkeltall vi har sett på. I kapittel 4 bruker vi nøkkeltallene for å sammenligne alle referentene og bransjesnittet, før vi i kapittel 5 går nærmere inn på hver av de seks referentene. Til slutt oppsummerer vi våre funn i kapittel 7.

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 avskriving av nettet, samt gir en rimelig avkasting 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. Referentenes kostnadsgrunnlag danner også grunnlaget for de øvrige selskapenes kostnadsnormer. 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.

2.1 Sammenlignende analyser

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 bl.a. ved hjelp av en DEA-modell[1].

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. Som det fremgår under er det tre oppgaver som inngår i kostnadsnormmodellen for distribusjonsnett, og det er NVEs vurdering at disse tre oppgavene representerer de tre mest sentrale kostnadsdriverne som er relevante i en slik modell.

For å rangere virksomhetene identifiserer DEA de virksomhetene som har det mest effektive forholdet mellom kostnad og oppgave. Disse utgjør *referanseselskap*, som definerer *fronten* som alle virksomheter evalueres mot. DEA identifiserer hvor stor

[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.

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[2].

Første trinn i fastsettelsen av endelig kostnadsnorm 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 fratrekk i DEA-resultatet fra trinn 1, basert på om selskapet opererer i henholdsvis mer eller mindre krevende geografiske og strukturelle rammevilkår[3] enn sine referenter[4]. De korrigerte DEA-resultatene benyttes til å beregne kostnadsnormen for hvert selskap på følgende måte:

$K^* = DEA \times K$

I tredje trinn 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 feil i kostnadsdataene eller oppgavene som inngår i DEA-analysen, eller analysene mangler noen relevante rammevilkår, vil det kunne påvirke selskapenes kostnadsnorm, og dermed deres tillatte inntekt. For å redusere sannsynligheten for slike feil, kontrollerer NVE årlig samtlige selskapers kostnadsrapportering og gjennomfører også stedlige tilsyn hos et utvalg selskap hvert år. I den nye kostnadsnormmodellen tar NVE hensyn til flere rammevilkår som påvirker selskapenes kostnadsnivå.

2.2 Referanseselskap

Datasettet som danner fronten som selskapene måles mot er et beregnet gjennomsnitt over fem år[5], mens selskapsdataene som måles mot fronten er basert på årlige datasett. Dvs. at selskapenes 2011-data måles mot en front bestående av gjennomsnittsdata over perioden 2007-2011. Bruk av gjennomsnittsdata bidrar til en jevn front som ikke blir påvirket av årlige kostnadsvariasjoner. Dette gir selskapene en mer stabil kostnadsnorm. Fronten består av ”konstruerte” mønsterselskap basert på gjennomsnittsdata i samme periode. Disse konstruerte mønsterselskapene er satt sammen av de relevante referentene, og er ulike for hvert selskap.

[2] Se NVE (2012a) og NVE (2012b) for redegjørelse av hvilke oppgaver som inngår i modellen.
[3] 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.
[4] Se NVE (2012b) for ytterligere beskrivelse av trinn 2 og hvilke variabler som inngår.
[5] For ytterligere beskrivelse av bruk av gjennomsnittsfront i kostnadsnormen, se NVE (2012b).

Et selskap som er referent i gjennomsnittsfronten, kan likevel få et DEA-resultat lavere enn 100 prosent i et enkeltår. Det betyr at selskapet i det ene året har høyere kostnader i forhold til sine oppgaver enn det har hatt i snitt for femårsperioden. Bakgrunnen for denne endringen, som ble innført fra 2013, er at alle selskapene skal evalueres mot den samme fronten. Dette gir større grad av likebehandling. Hvilke selskaper som er referenter vil variere over tid.

Gjennomsnittsfronten for årene 2007-2011, som danner grunnlaget for beregningen av inntektsrammen 2013 består av seks selskaper. Tabell 1 viser de seks referentene og hvilken betydning[6] hver av referentene har for bransjen som helhet i DEA-analysene. 124 selskaper inngår i datasettet. Den svært store betydningen Askøy Energi har skyldes at selskapet er en betydelig referent for flere av de største aktørene i bransjen, som sammen utgjør mye av bransjens DEA-resultat.

Selskap	Betydning for bransjen	Referenter for antall selskap
Askøy Energi AS	57 %	105
AS Eidefoss	15 %	79
NTE Nett AS	12 %	50
Nord-Salten Kraft AS	10 %	63
Trøgstad Elverk AS	5 %	17
Nord-Østerdal Kraftlag AS	1 %	15

Tabell 1: Referentenes betydning for bransjen i DEA-analysene, varsel om inntektsramme 2013

[6] Hvor stor andel av bransjens samlede kostnadsnorm som bestemmes av den enkelte referent

3 Metode

Studiene av referentene i distribusjonsnettet 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 sammenlignes med bransjesnittet der dette er naturlig. Per 2011 var det 149 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 uvektet[7]. I analysene har vi fokusert på de kostnadsdata som inngår i totalkostnadene ved beregning av DEA-resultatet i tidsintervallet 2004-2011:

- Kapitalkostnader: Summen av årlig avkastning på avkastningsgrunnlaget og årlig avskrivning. Ved beregning av avkastningen er referanserenten for 2011 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 (ADK).
- Kostnader ved ikke levert energi (KILE).
- Nettapsprosenten: Nettap (MWh) / innmatet energi (MWh) i distribusjonsnettet.

For å gjøre selskapene sammenlignbare med hverandre har vi benyttet oss av forholdstall. Mange av nøkkeltallene er sett i forhold antall kilometer distribusjonsnett og noen i forhold til antall abonnenter og antall årsverk. Kilometer nett og antall abonnenter er sentrale kostnadsdrivere og fanger opp ulikheter i nettstrukturen, dvs. dimensjonen by versus bygd. Når vi har valgt å ikke bruke antall nettstasjoner i våre analyser er dette for å forenkle fremstillingen. Antall abonnenter og lengde på distribusjonsnettet er tilstrekkelig for å få frem relevante forskjeller mellom selskapene. I våre forholdstall inngår både lav- og høyspentnett i antall kilometer. Kvaliteten på teknisk data i lavspentnett er noe lavere enn for høyspentnett i våre databaser, men kvaliteten på innrapporterte lavspentdata er blitt bedre i senere år. Ved gjennomgang av nettutstrekning per abonnent har vi ikke funnet noen unormale fordelinger mellom lav- og høyspentnettet. Dette tilsier at tilgjengelig lavspentdata kan benyttes for vårt formål.

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 holde à jour 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 2005 av lavere kvalitet enn for egenfinansiert, og vi ser derfor bare på aldersindikatoren i perioden 2005-2011. Vi mener indikatoren 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 en pekepinn på hvor i investeringssyklusen selskapene er. For å

[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.

vurdere investeringsnivået har vi sett på selskapets investeringer[8] i forhold til bokført verdi. Vi har også sett på hvilke anleggsgrupper selskapene har investert i: Luftlinjer (høy- og lavspent), kabler (jord og sjø), nettstasjoner og annet (inkl. målere). Videre har vi sett på selskapenes kablingsandel da denne ofte har sammenheng med nivået på deres KILE. Andel jordkabler er et av rammevilkårene som tas hensyn til i trinn 2 i kostnadsnormmodellen.

For å undersøke DV-kostnadene litt nærmere, har vi sett på lønnskostnader per årsverk. I lønnskostnader per årsverk, ser man på selskapenes rapporterte lønn- og personalkostnader per årsverk for distribusjonsnettet uten å ta hensyn til pensjonskostnader. Aktiverte lønnskostnader er også inkludert i denne fremstillingen. Dersom et selskap har lavere lønn- og personalkostnader per årsverk enn snittet i bransjen, kan det gi en indikasjon på at selskapet har lave DV-kostnader. Det gjelder dog ikke hvis de har mange ansatte. Dersom et selskap kjøper inn mange tjenester fra eksterne selskaper og ikke har så mange ansatte selv, så kan det også kunne påvirke lønnskostnadene per årsverk gjennom en større andel personer med lederfunksjoner sammenlignet med andre selskap. Ved vurderingen av et selskaps lønnskostnader per årsverk, må man derfor ta hensyn til hvor mange ansatte selskapet har og hvor mye selskapets ansatte gjør selv i driften av et nettselskap.

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. 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, om et selskap investerer i nærmiljøet og om selskapet deler ut mye utbytte eller konsernbidrag til sine eiere.

Dersom dekningsbidraget på eventuelle andre virksomhetsområder har skilt seg vesentlig fra dekningsbidraget på distribusjonsnettet, har vi undersøkt dette nærmere. I tillegg har vi sett på selskapenes kostnadsfordeling mellom virksomhetsområder. Mange selskap benytter virksomhetsområdet *felles* for å fordele kostnader, herunder for eksempel administrasjonskostnader. Det er viktig at selskapene har konsistente og godt begrunnede prinsipper og fordelingsnøkler som anvendes ved fordeling av felleskostnader.

Bortsett fra Nord-Østerdal Kraftlag[9] har studiene av referentene i distribusjonsnettet også inkludert stedlige tilsyn gjennomført i vinteren 2013. Disse har bidratt til å kvalitetssikre innrapportert data ytterligere, da i hovedsak 2011-data. Selskapene har vært behjelpelige med å besvare spørsmål vi har hatt ved eventuelle mangler i data eller til utvikling i nøkkeltall.

[8] Inkludert egen- og bidragsfinansierte investeringer, men eksklusive distribusjonsnettets andel av felles driftsmidler.
[9] Nord-Østerdal Kraftlag ble ikke valgt som tilsynsobjekt da selskapets betydning for bransjen i DEA-analysene er svært liten.

4 Referentene og bransjesnittet

Før vi går nærmere i detalj på hver enkelt av de seks referentene ønsker vi å presentere utviklingen til selskapene og bransjesnittet innenfor følgende kategorier: Nettets alder, kapitalkostnad og DV-kostnad per km og per abonnent, aktiveringspraksis, KILE per abonnent og nettapsprosenten. Dette for å danne et bilde av hvem referentene er og hva som i grove trekk gjør at de seks fremstår som mer kostnadseffektive enn andre selskap. Vi presiserer at selskapene ikke måles mot et bransjesnitt i effektivitetsanalysene, men at bransjesnittet benyttes her for å gi et bredere sammenligningsgrunnlag. Eventuelle særtrekk hos de ulike referentene vil bli tatt opp i den selskapsspesifikke omtalen i kapittel 5.

Referentene er i majoriteten kommunalt eide aksjeselskap i første eller andre ledd. Kun Nord-Østerdal Kraftlag er et samvirkelag. Av de 11 nettselskapene som har fått lavest DEA-resultat i den nye modellen[10], er seks samvirkelag.

Tabell 2 gir en oversikt over hvor mange km distribusjonsnett, km høyspent distribusjonsnett, abonnenter og årsverk hver av de seks referentene samt det uvektede gjennomsnittet (bransjesnittet) og medianen i bransjen hadde i 2011. Ettersom omtrent halvparten av distribusjonsnettselskapene kan betegnes som små (2012c), er medianen i alle fire variabler vesentlig lavere enn bransjesnittet. Benytter vi antall abonnenter som en indikasjon på et selskaps størrelse, er fire av referentene vesentlig større enn medianselskapet. Dersom vi sammenligner med bransjesnittet er det kun en referent som er større. Forholdstallet abonnenter per km er likevel ikke så forskjellig mellom de to måltallene. Et lavt antall abonnenter per km nett i konsesjonsområdet kan tilsi at selskapet opererer i et grisgrendt område. At medianen og bransjesnittet ikke er så forskjellige på dette området bekrefter at det er mange små selskap som også drifter nett i mer tettbygde områder av Norge. I denne rapporten har vi valgt å sammenligne referentene med det uvektede bransjesnittet fordi dette måltallet i større grad enn medianen gir et bilde av bransjen som helhet, dvs. at både store og små nettselskap reflekteres i snittet.

Omtrent halvparten av dagens nettselskap er som nevnt små; dvs. de har mindre enn 1 500 km nett og under 6 000 abonnenter. Kun Trøgstad Elverk oppfyller begge kravene, og er et av de minste nettselskapene i bransjen. Øvrige referenter kan ikke betegnes som små nettselskap. Bortsett fra NTE Nett er de likevel vesentlig mindre enn de største nettselskapene.

Geografisk ligger referentene spredt over hele Norge. Askøy Energi opererer innenfor et lite geografisk område, og har flest abonnenter per km. Fire av referentene har få abonnenter per km nett. Basert på dette forholdstallet har vi sett at Nord-Salten Kraft og Nord-Østerdal Kraftlag er blant de åtte mest grisgrendte nettselskapene i Norge.

Askøy Energi og NTE Nett sine årsverk reflekterer ikke selskapenes reelle bruk av arbeidskraft i distribusjonsnettet. Begge selskapene setter ut det meste av driftsoppgaver til andre konsernselskap. Også Trøgstad Elverk setter ut mange oppgaver eksternt, men i mindre grad enn de to andre. Askøy Energi, Trøgstad Elverk og AS Eidefoss benytter ikke bokføring på fellesvirksomhet. Distribusjonsnettet til Nord-Salten Kraft og NTE Nett

[10] 61/2012 NVE: Kostnadseffektivitet i distribusjonsnettet – En studie av nettselskaper med lavt DEA-resultat

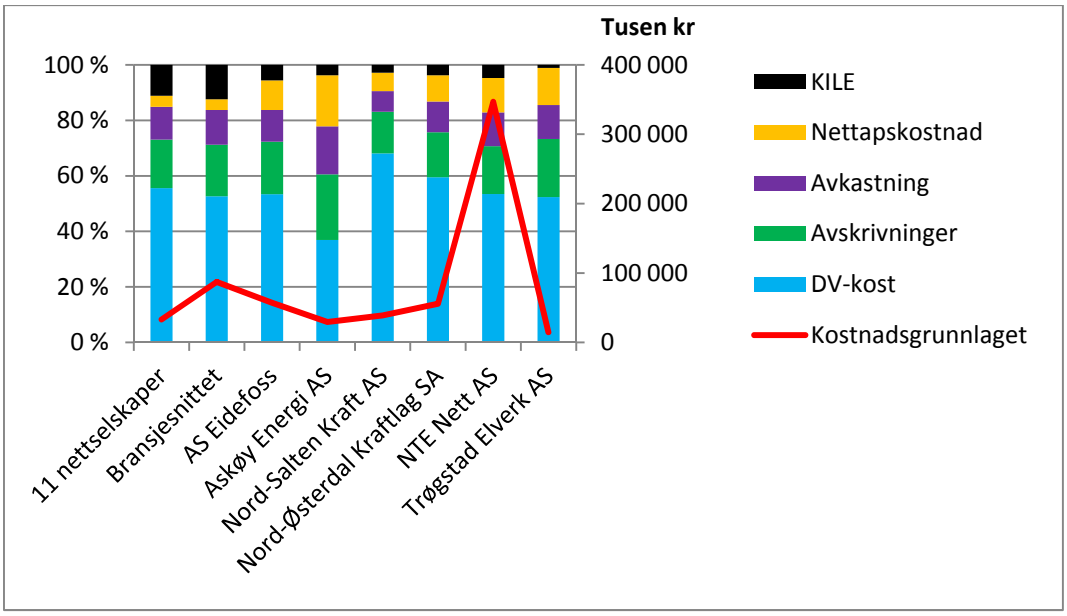
hadde i tillegg til sine egne årsverk (oppgitt i tabell 2), fem av årsverkene registrert på felles virksomhet i 2011, mens Nord-Østerdal Kraftlag hadde to.

Selskap	Km DN	Km høyspent	Abon	Årsverk	Abon/ km	Abon/ årsverk	Km/ årsverk
AS Eidefoss	2 832	999	13 738	48	5	286	59
Askøy Energi	1 014	229	12 688	4	13	3172	254
Nord-Salten Kraft	1 633	769	6 438	23	4	280	71
Nord-Østerdal Kraftlag	2 528	1 000	10 401	41	4	252	61
NTE Nett	12 449	5 219	81 859	63	7	1299	198
Trøgstad Elverk	575	188	3 159	6	5	514	93
Median i bransjen	*969*	*325*	*6 438*	*17*	*7*	*379*	*57*
Bransjesnitt (gj.snitt)	*2 200*	*731*	*23 000*	*31*	*10*	*742*	*71*

Tabell 2: Nøkkeltall for referenter og bransjesnitt (2011)

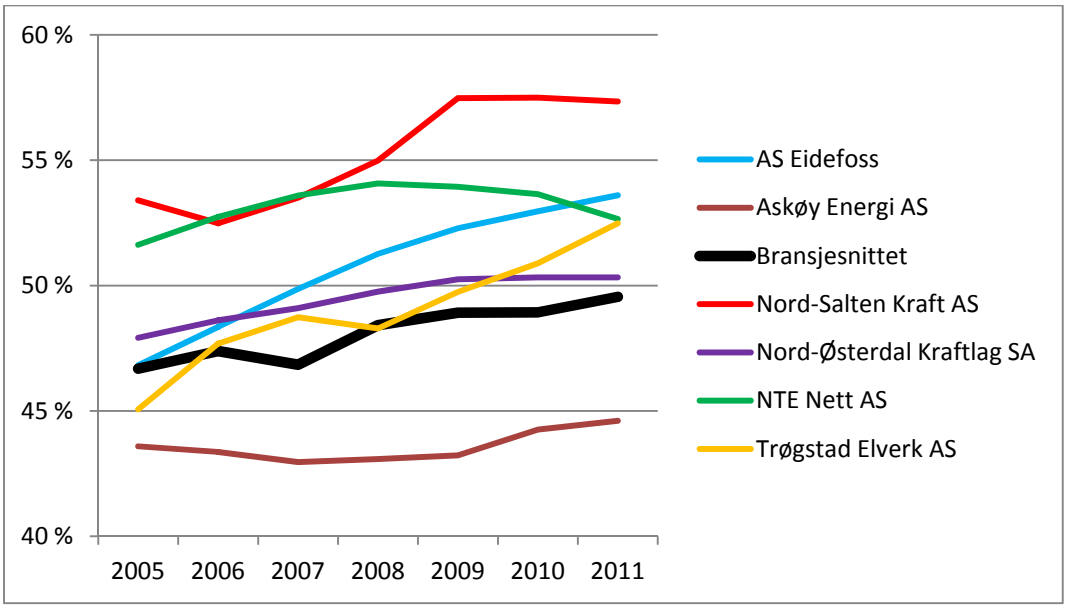
Figur 1 viser et femårig snitt (2007-2011) av referentenes kostnadsgrunnlag. Søylene og venstre akse viser kostnadsgrunnlagets relative oppdeling i de fem kostnadselementene; DV-kostnader, avskrivninger og avkastning[11] (kapitalkostnad), nettap og KILE. Linjen og høyre akse viser et femårig snitt av referentenes faktiske kostnadsgrunnlag. I tillegg har vi inkludert bransjesnittet og snittet av de 11 nettselskapene som har fått lavest DEA-resultat i den nye modellen i figuren. NTE Nett er det største selskapet av de seks referentene og har et vesentlig høyere kostnadsgrunnlag. De andre selskapene er relativt like hverandre i størrelse, med unntak av Trøgstad Elverk som har et lavere kostnadsgrunnlag. Fordelingen av de ulike kostnadselementene er forskjellig fra referent til referent. Sammenlignet med de andre referentene og bransjesnittet har Askøy Energi en lav andel DV-kostnader og en høy andel avkastning og nettapskostnad, mens Nord-Salten Kraft har en vesentlig større andel DV-kostnader og lav andel avkastning og nettapskostnad. Felles for alle referentene er at de har en lav andel KILE og en høy andel nettapskostnad sammenlignet med hva bransjesnittet og de 11 selskapene som kommer dårlig ut i modellen har.

[11] Avkastningen er i totalkostnaden beregnet med en fast rentesats (4,5 prosent) for årene 2007-2011.



Figur 1: Fordelingen av de ulike kostnadselementene i kostnadsgrunnlaget og størrelsen på kostnadsgrunnlaget (5-årig snitt).

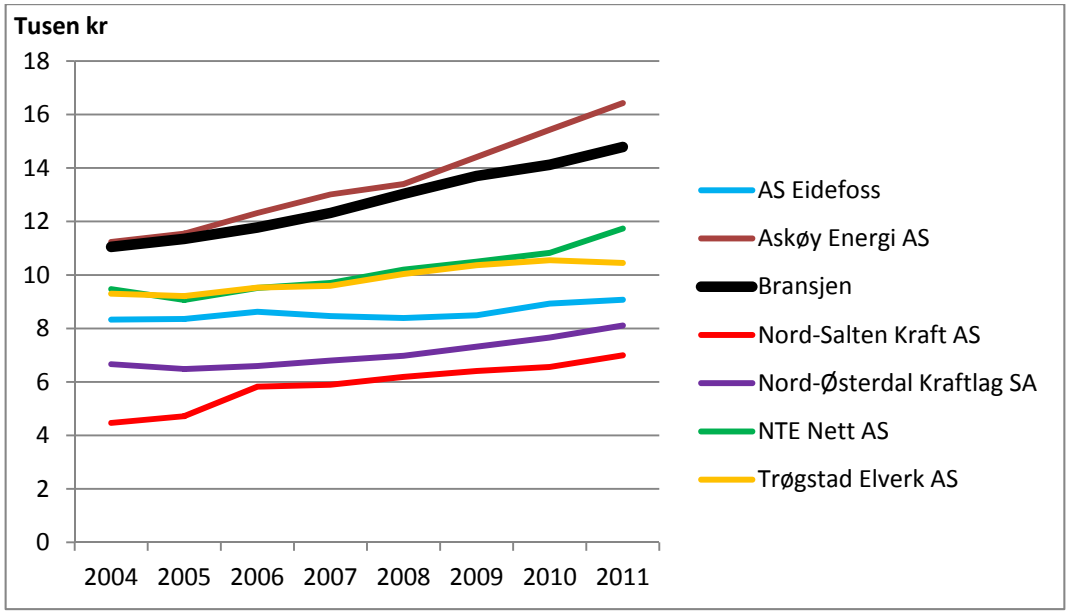
Figur 2 viser alderen til referentenes og bransjesnittets distribusjonsnett i perioden 2005-2011. Bortsett fra Askøy Energi har alle referentene eldre nett enn bransjesnittet. I 2011 hadde fire av referentene et distribusjonsnett som var blant de 30 prosent eldste i bransjen. Nord-Salten Kraft med eldst nett av referentene bekrefter at det meste av dagens nett ble bygget på 60- og 70-tallet. Andelen akkumulerte avskrivinger i forhold til historisk anskaffelseskostnad på nettet til AS Eidefoss og Trøgstad Elverk er økt vesentlig mer enn hos bransjesnittet i perioden. Hos Askøy Energi og NTE Nett er dette forholdet tilnærmet uendret da det har vært en jevn investering over tid.



Figur 2: Aldersindikator; akkumulerte avskrivninger i forhold til historisk kost

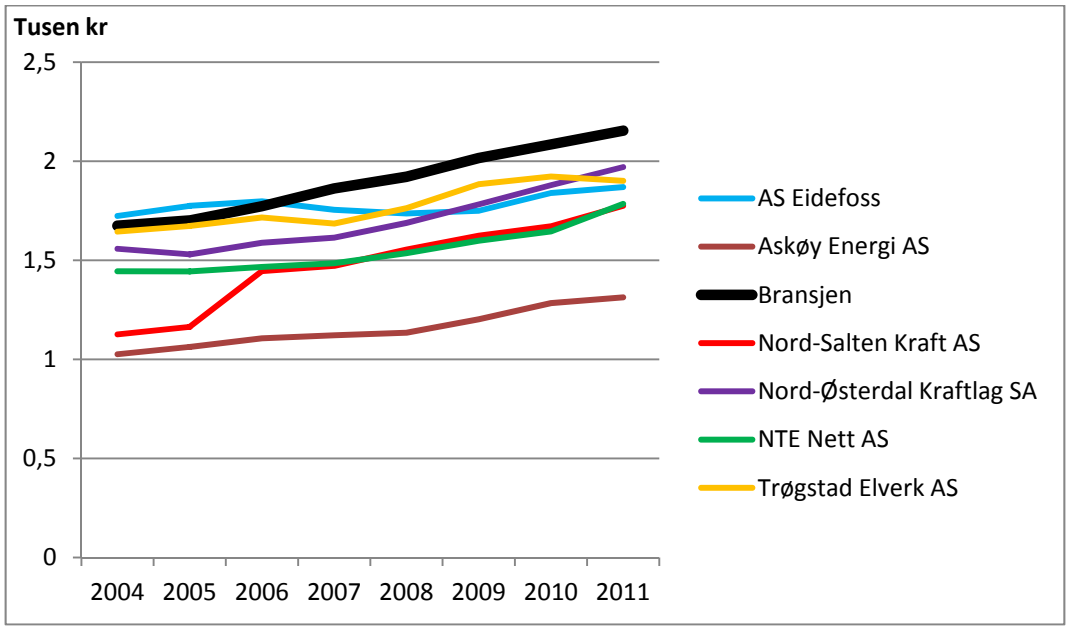
Nettets alder gjenspeiles i selskapenes kapitalkostnader, se figur 3. Askøy Energi med yngst nett av de seks referentene har hatt tilsvarende eller noe høyere kapitalkostnad per km enn bransjesnittet. Selskapet er dessuten den referenten som har økt sine

kapitalkostnader per km mest. Nord-Salten Kraft med eldst nett har hatt lavest kapitalkostnad per km i hele perioden. Dersom vi ser bort fra Askøy Energi hadde de øvrige referentene i 2011 i snitt en kapitalkostnad per km på ni tusen kr, 40 prosent lavere enn bransjesnittets 15 tusen kr. Kapitalkostnaden per km hos de fem har i snitt økt med 24 prosent fra 2004 til 2011 mot en økning i bransjen på 34 prosent.



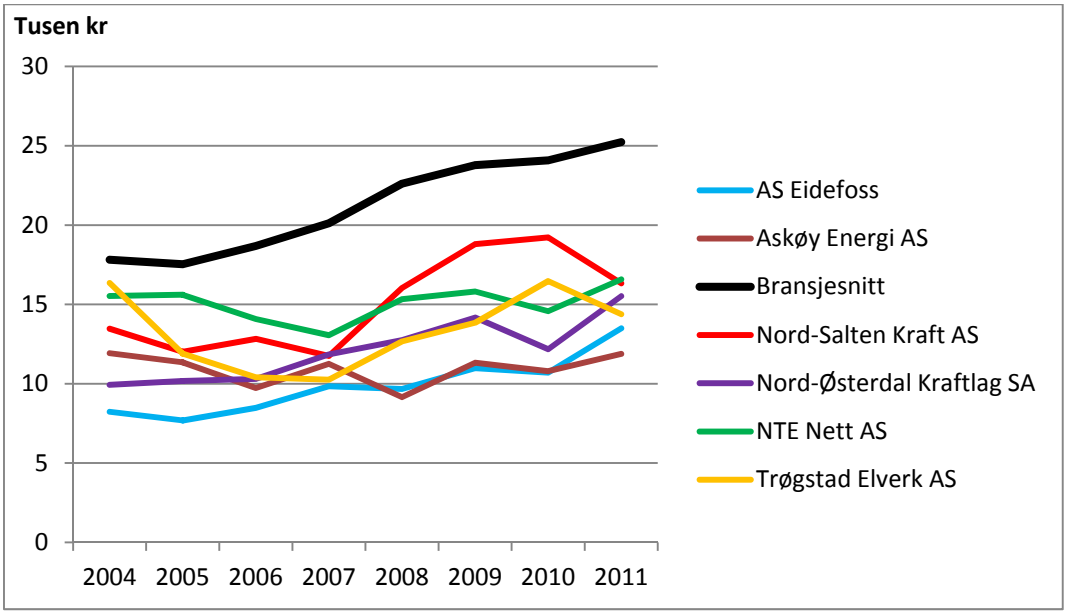
Figur 3: Kapitalkostnader per km

Fem referenter er grisgrendt enn bransjesnittet, med få abonnenter per km nett. Figur 4 viser at flere av referentene har likere, men fortsatt lavere, kapitalkostnader enn bransjesnittet når vi ser kostnadene i forhold til abonnenter i stedet for nettutstrekning. Askøy Energi som har mange abonnenter per km kommer i motsetning til de andre referentene bedre ut enn i analysen kapitalkostnader per km. NTE Nett kommer relativt likt ut i de to analysene.



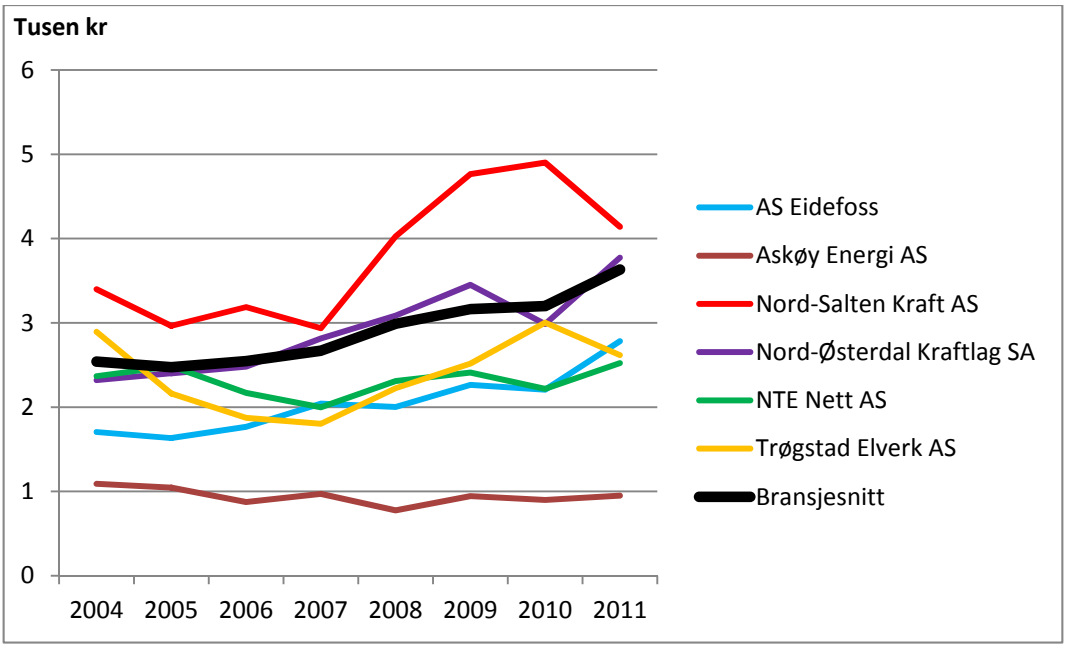
Figur 4: Kapitalkostnader per abonnent

Figur 5 viser at alle referentene har lavere DV-kostnad per km enn bransjesnittet i hele perioden 2004-2011. Askøy Energi og AS Eidefoss, de to viktigste referentene, har siden 2006 ligget minimum 40 prosent under bransjesnittets DV-kostnad per km. Mens bransjesnittet har økt sine DV-kostnader per km med 42 prosent fra 2004 til 2011, har Askøy Energi og NTE Nett hatt stabile kostnader hele perioden. Trøgstad Elverk har hatt større variasjoner, men kostnadene i 2011 er 12 prosent lavere enn i 2004. 2011 var et spesielt år for bransjen med uværet "Dagmar" og høye pensjonskostnader for mange selskap. Av referentene var det kun AS Eidefoss og Nord-Østerdal Kraftlag som opplevde en betydelig økning i DV-kostnader per km på ca. 27 prosent dette året. I snitt hadde referentene en DV-kostnad per km på 15 tusen kr i 2011, 40 prosent lavere enn bransjesnittets 25 tusen kr.



Figur 5: DV-kostnader per km

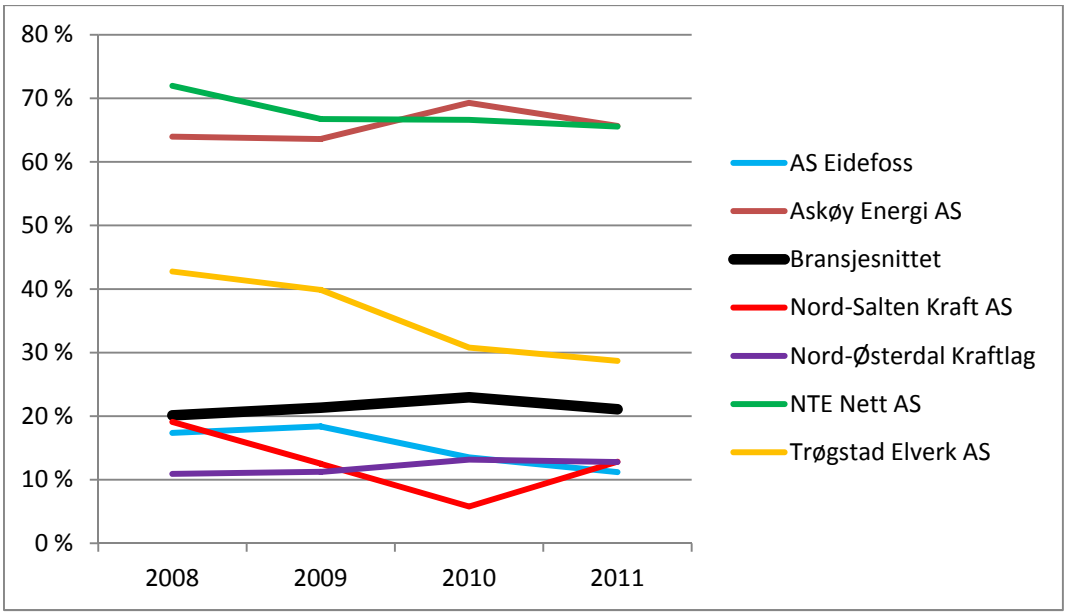
Da flere av referentene har nett i grisgrendte områder er deres DV-kostnader per abonnent betydelig høyere enn DV-kostnader per km nett, se figur 6. Unntaket er Askøy Energi, som kommer vesentlig bedre ut i denne analysen enn i analysen DV-kostnader per km.



Figur 6: DV-kostnader per abonnent

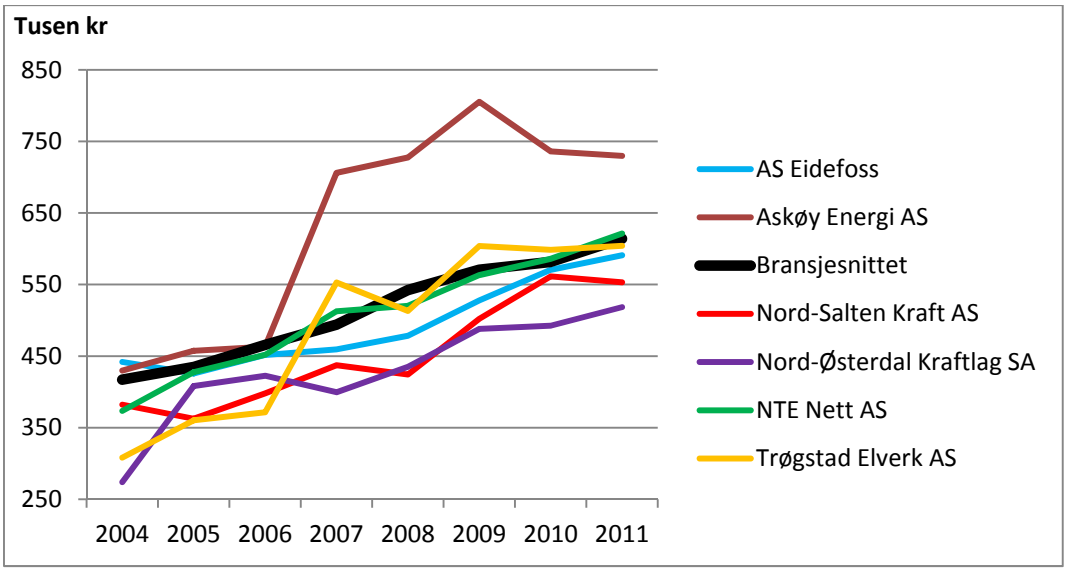
Andre driftskostnader (ADK) utgjør den klart største posten i bransjesnittets DV-kostnad. Den er mer enn dobbelt så stor som lønn- og personalkostnadene. Videre utgjorde tjenester satt ut eksternt[12] mer enn halvparten av bransjens ADK i perioden 2008-2011[13]. Dette er ikke tilfelle hos alle referentene: For AS Eidefoss, Nord-Østerdal Kraftlag og Nord-Salten Kraftlag er det lønn- og personalkostnader som utgjør majoriteten av selskapenes DV-kostnader. Disse selskapene benytter seg av eksterne tjenester i mindre grad enn hva de øvrige referentene gjør, se figur 7. Hos NTE Nett og Askøy Energi har kjøp av eksterne tjenester utgjort ca. 65 prosent av selskapenes totale DV-kostnader, som er vesentlig høyere enn hos bransjesnittet.

[12] Kjøp av eksterne tjenester består av postene *"reparasjoner utført av fremmede"*, *"kjøp av IT-tjenester"* og *"andre fremmedtjenester"* i andre driftskostnader (note 14 i eRapp).
[13] Perioden omfatter kun årene 2008-2011, da en spesifikasjon av andre driftskostnader først ble et krav ved nettrapporteringen fra og med 2008.



Figur 7: Andel kostnader relatert til kjøp av fremmede tjenester i forhold til totale DV-kostnader

Figur 8 viser referentenes lønn- og personalkostnader (inkludert andel aktiverte lønnskostnader, eksklusive pensjonskostnader) per årsverk sammenlignet med gjennomsnittet i bransjen. Askøy Energi er det selskapet som har de klart høyeste lønnskostnadene per årsverk. I 2011 er lønnen til Askøy Energi nesten 20 prosent høyere enn gjennomsnittet i bransjen. Dette har sammenheng med at Askøy Energi kun har fire årsverk, hvorav alle er høytlønnede stillinger. Nord-Østerdal Kraftlag og Nord-Salten Kraft har de laveste lønnskostnadene per årsverk og ligger henholdsvis 16 og 10 prosent under bransjesnittet. Begge disse har også en lav andel kjøp av fremmedtjenester, som vist i figur 7.



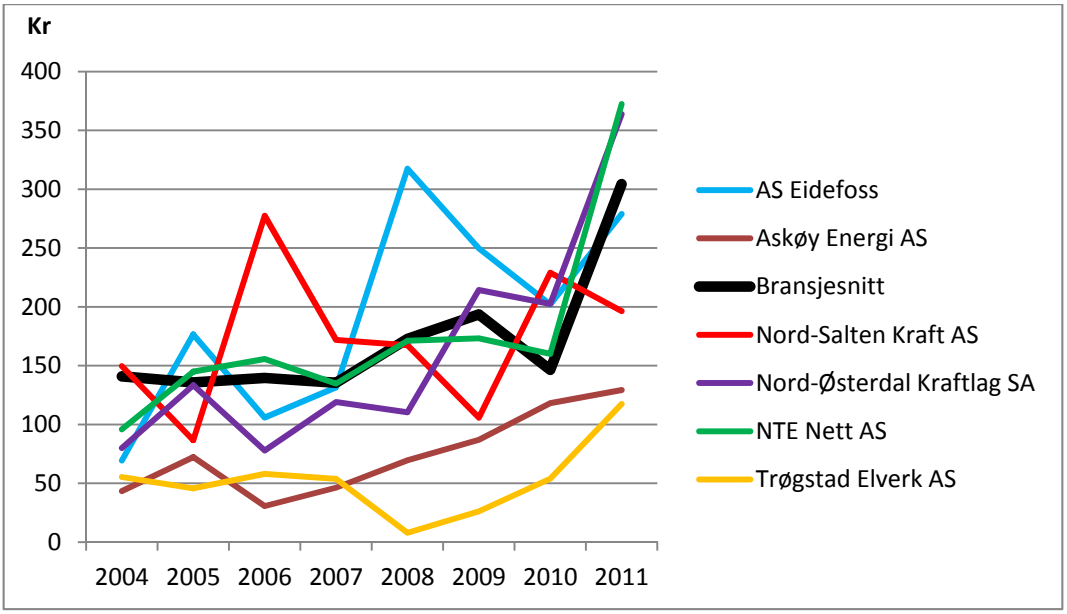
Figur 8: Lønn- og andre personalkostnader (ekskl. pensjon) per årsverk

Referentenes aktiveringspraksis er svært ulik, i alle fall dersom vi ser på andel lønn- og personalkostnader som er aktivert i perioden 2004-2011, se tabell 3. Trøgstad Elverk kostnadsfører alt av lønn- og personalkostnader direkte, mens Askøy Energi i snitt har aktivert 44 prosent årlig.

Bransje-snitt	Askøy Energi	AS Eidefoss	Nord-Østerdal Kraftlag	Nord-Salten Kraft	NTE Nett	Trøgstad Elverk
22 %	44 %	22 %	21 %	16 %	6 %	0

Tabell 3: Andel aktiverte lønn- og personalkostnader, snitt i perioden 2004-2011

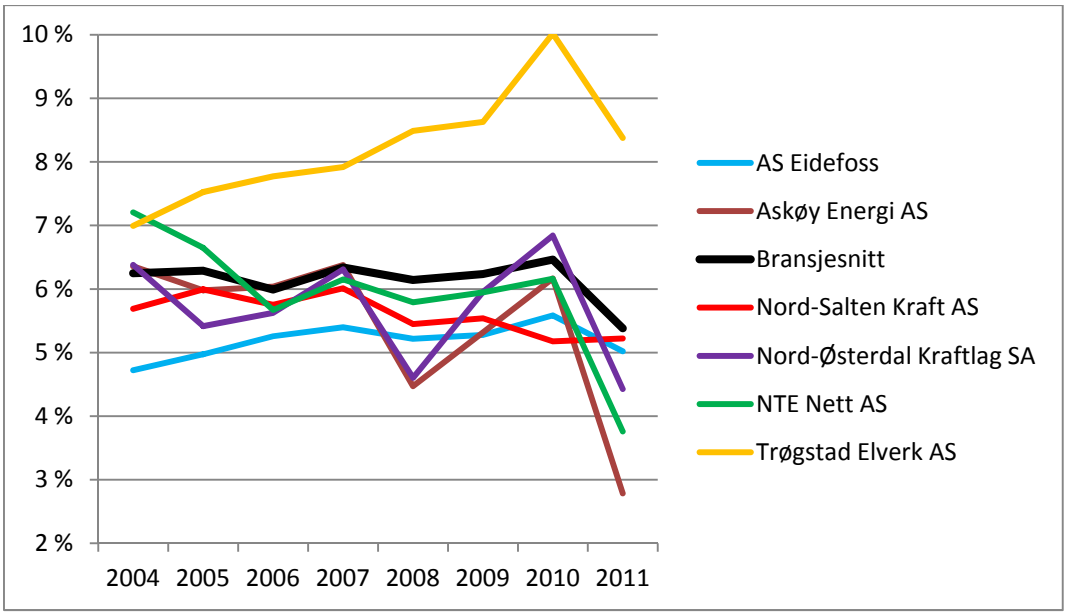
Selv om KILE per abonnent varierer en del fra år til år, har de seks referentene stort sett en KILE som ligger likt eller noe under bransjesnittet. KILE har økt[14] i perioden, som vi ser av figur 9. Askøy Energi og Trøgstad Elverk har desidert lavest KILE per abonnent med et snitt på respektive 75 og 52 kr i perioden 2004-2011 mot bransjesnittets 171 kr. Nord-Østerdal Kraftlag, NTE Nett og AS Eidefoss ble i likhet med mange ande nettselskaper rammet av Dagmar i 2011 og KILE per abonnent økte vesentlig.



Figur 9: KILE per abonnent

Bortsett fra Trøgstad Elverk har referentene generelt en lavere nettapsprosent enn bransjesnittet i hele perioden 2004-2011, se figur 10. Nord-Salten Kraft og AS Eidefoss har hatt en svært stabil nettapsprosent gjennom hele perioden. Trøgstad Elverk sin høye nettapsprosent skyldes i følge selskapet selv blant annet at selskapet drifter nettet sitt på en lavere spenning enn andre selskap (10 kV). Økningen fra 2009 til 2010 hos flere av selskapene skyldes en kald vinter og økt belastning på nettet. Bortsett fra en midlere vinter enn i 2010 har vi ikke fått analysert årsaken til den lavere nettapsprosenten hos flere av referentene og bransjen generelt i 2011.

[14] Figur 9 gir ikke et helt riktig bilde, ettersom kortvarige avbrudd ble inkludert i KILE-tallene først i 2009. I tillegg er KILE-satsene blitt oppdatert i løpet av perioden. Uten kortvarige avbrudd og med samme KILE-satser vil utviklingen i KILE være noenlunde stabil i perioden.



Figur 10: Nettap i prosent av levert energi

4.1 Oppsummering

Fem av referentene opererer i relativt grisgrendte deler av Norge. Fire av disse har halvparten så mange eller færre abonnenter per km enn bransjesnittet. Askøy Energi operer innenfor et lite geografisk område, og er den eneste referenten som har flere abonnenter per km nett enn bransjesnittet. På tross av få abonnenter per km er det kun Trøgstad Elverk som kan betegnes som et lite selskap. Alle de øvrige referentene er større enn medianen i bransjen, men bortsett fra NTE Nett er de likevel vesentlig mindre enn de største nettselskapene.

Kun NTE Nett har hatt et høyere kostnadsgrunnlag enn bransjesnittet i perioden 2007-2011. Bortsett fra KILE og nettapskostnad varierer de relative størrelsene på kostnadselementene i referentenes kostnadsgrunnlag fra referent til referent. Referentene har en lav andel KILE og en høy andel nettapskostnad sammenlignet med hva bransjesnittet og de 11 selskapene som kommer dårligst ut i modellen har. Den relativt høye andelen nettapskostnad i kostnadsgrunnlaget reflekterer at de andre kostnadselementene er lavere hos de seks referentene enn hos bransjesnittet. Særlig referentenes DV-kostnad per km er mye lavere enn bransjesnittet. Bortsett fra Askøy Energi har alle et eldre nett enn bransjesnittet, noe som reflekteres i lave kapitalkostnader per km. Dersom vi ser kostnadene i forhold til antall abonnenter, har Nord-Salten Kraft og Nord-Østerdal Kraftlag høyere kostnader enn bransjesnittet. Dette skyldes i hovedsak at de drifter nett i områder som er mindre tett befolket enn bransjesnittet.

Lønn- og personalkostnader utgjør majoriteten av AS Eidefoss, Nord-Østerdal Kraftlag og Nord-Salten Kraftlag sine DV-kostnader, mens hos NTE Nett og Askøy Energi har kjøp av eksterne tjenester fra konsernselskap utgjort ca. 65 prosent av selskapenes totale DV-kostnader de siste årene. Trøgstad Elverk benytter seg også i stor grad av eksterne tjenester. Generelt har referentene hatt en lavere lønn- og personalkostnad per årsverk enn bransjesnittet. Dette gjelder imidlertid ikke Askøy Energi; med få og høytlønnende stillinger har selskapet vesentlig høyere lønn- og personalkostnader per årsverk enn bransjesnittet.

5 Gjennomgang av hvert selskap

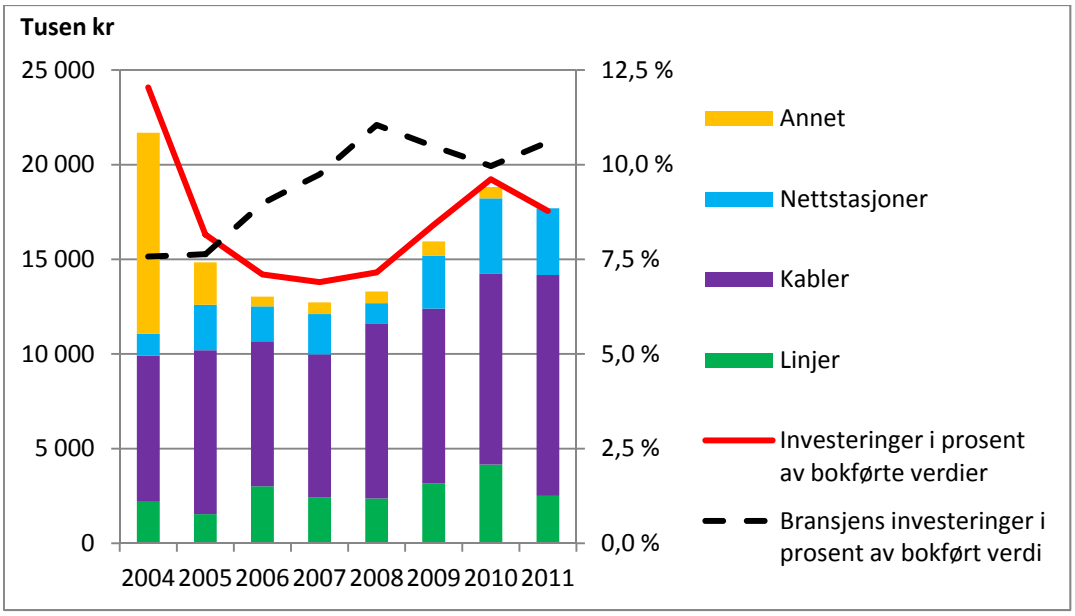
I kapittel fire sammenlignet vi trekk hos referentene og bransjesnittet. I det følgende vil vi gå mer grundig gjennom hvert selskap med utgangspunkt i analysene og funnene presentert i kapittel fire. I tillegg vil vi fokusere på hvordan disse selskapene har valgt å organisere seg i forhold til drift og investeringer. Dette kan ha en innvirkning på kostnadseffektiviteten.

5.1 AS Eidefoss

Nøkkeltall 2011	AS Eidefoss	Bransjesnitt
Antall abonnenter	13 738	21 241
Antall km D-nett	2 832	2 221
Alder nettanlegg (% avskrevet)	53	49
Kapitalkostnader/km (tusen kr)	9	15
DV-kostnader/km (tusen kr)	13	25
KILE/abon. (kr)	279	241
Nettapsprosent	5	6
EK-andel (%)	62	57
DEA-resultat (%)	92	73

AS Eidefoss eies av fem kommuner. I tillegg til regional- og distribusjonsnett har selskapet virksomhetsområdene kraftomsetning, kraftproduksjon, tele og øvrig. Kraftproduksjon og -omsetning utgjorde i 2011 om lag 70 prosent av omsetningen i selskapet. Selskapet har lengre nett enn bransjesnittet, men bare i overkant halvparten så mange abonnenter. Selskapet har betalt ut et høyt utbytte i perioden 2004-2011; i gjennomsnitt 11 prosent av egenkapitalen hvert eneste år. Selskapet har hatt ulike strategier mht utbytte (65-70 prosent av overskuddet og 40 mill kr pluss 30 prosent av det overskytende resultat), men fra 2014 vil utbyttet reduseres for å bygge opp egenkapital til vannkraftprosjekter.

Alderen på selskapets nettanlegg har økt vesentlig mer enn bransjesnittet i perioden 2005-2011 (fra 47 til 54 prosent ferdig avskrevet). Dette skyldes i hovedsak at investeringsnivået er lavere enn for bransjesnittet fra 2006. Fra 2004-2011 har kablingsandelen økt fra 26 til 34 prosent. Dette gjenspeiles i figur 11, der vi ser at selskapet har investert absolutt mest i kabler i perioden. Totalt har selskapet investert 128 millioner kr i distribusjonsnettet i perioden, hvorav 62 prosent av investeringene er egenfinansierte.



Figur 11: AS Eidefoss' faktiske investeringer og investeringer i prosent av bokførte verdier

Selskapets kapitalkostnader per km er lavere enn hos bransjesnittet. Trenden i bransjen og hos de andre referentene er at kapitalkostnaden per km har økt i perioden 2004-2011. Dette er ikke tilfelle for AS Eidefoss, som har en relativt stabil kapitalkostnad i hele perioden. Selskapet oppgir at det gamle nettet og de lave kapitalkostnadene må sees i sammenheng med de gunstige klimatiske forholdene i konsesjonsområdet. Det er lite nedbør og de har vært heldige med råteskader. Dette har ført til at levetiden på linjene har blitt forlenget til 50-60 år. Mye av distribusjonsnettet er bygget på 1960-1970-tallet, men fremstår likevel som solid. Gradvise reinvesteringer i nettet framover vil øke kapitalkostnadene noe, men selskapet har likevel ingen store investeringsbehov i nær fremtid.

AS Eidefoss har i snitt en DV-kostnad på 10 tusen kr per km mot bransjesnittets 21 tusen kr i perioden 2004-2011. Selskapets DV-kostnad per km er lavest av alle referentene fram til og med 2010. DV-kostnadene har, til tross for at de er lave, økt med over 60 prosent fra 2004-2011, mot bransjesnittets ca. 40 prosent. Hos bransjesnittet er det posten ADK som utgjør størsteparten av DV-kostnaden, mens hos AS Eidefoss driver lønn- og personalkostnader i gjennomsnitt 74 prosent av årlig DV-kostnad. Selskapet mener økningen i DV-kostnader skyldes at det har vært en høy reallønnsvekst i perioden og at dette drar opp lønn- og personalkostnadene samtidig med at antall årsverk har økt med om lag 10 prosent. For øvrig hadde DV-kostnadene en liten nedgang i 2010. Det skyldes at selskapet måtte resultatføre en stor reduksjon i pensjonsforpliktelsene.

I 2011 var lønnen per årsverk på 590 tusen kr, jf. figur 8, som er noe lavere enn snittet i bransjen. Lønn- og personalkostnadene har i 2004-2011 økt med 34 prosent, mot bransjesnittets 47 prosent. Andelen av lønnskostnadene som aktiveres ligger rundt 28 prosent i årene 2008-2011, mens den i årene før lå rundt 16 prosent. Endringen i aktiveringsandel skyldes at selskapet har begynt å aktivere mer av vedlikeholdsjobbene enn tidligere. Selskapet mener de lave DV-kostnadene skyldes at de høster gevinster på å være et vertikalintegrert selskap. Ansatte jobber på flere virksomhetsområder ut fra behov

og de har samarbeid mellom de ulike virksomhetene på enkelte områder (for eksempel driftssentral for flere virksomhetsområder).

Til tross for at AS Eidefoss sier de har gunstige klimatiske forhold, har selskapet en KILE per abonnent som er høyere enn bransjesnittet i alle år bortsett fra 2006. Dette har sammenheng med at selskapet har noen linjer som går i høyfjellsområder og er utsatt for ekstremvær. I tillegg har selskapet vært plaget av mange gjeninnkoplinger (GIK) av ulike årsaker, men dette er nå på vei ned på grunn av montering av jordslutningsspoler. I 2011 var det i hovedsak Dagmar som medførte økningen i KILE per abonnent.

I motsetning til en volatil og høy KILE er selskapets nettapsprosent lav og stabil gjennom hele perioden 2004-2011. Selskapet mener at forklaringen til det stabile nettapet er kvaliteten på nettet og at selskapet har fullført utbyggingen av AMS. Selskapet hevder at denne utbyggingen har luket ut en del feilmålte anlegg som påvirket nettapet og ført til bedre kvalitetssikring av måleverdiene.

Det er spesielt to faktorer som gjør AS Eidefoss effektive i DEA-analysen; lave DV-kostnader og kapitalkostnader. Selskapet mener selv at de høster gevinst ved at de ansatte er mobile og at de har samarbeid på tvers av virksomhetsområdene. De lave kapitalkostnadene skyldes et gammelt, men solid nett. Nettets levetid har blitt forlenget til 50-60 år, noe som har påvirket investeringstakten og kapitalintensiteten.

5.2 Askøy Energi AS

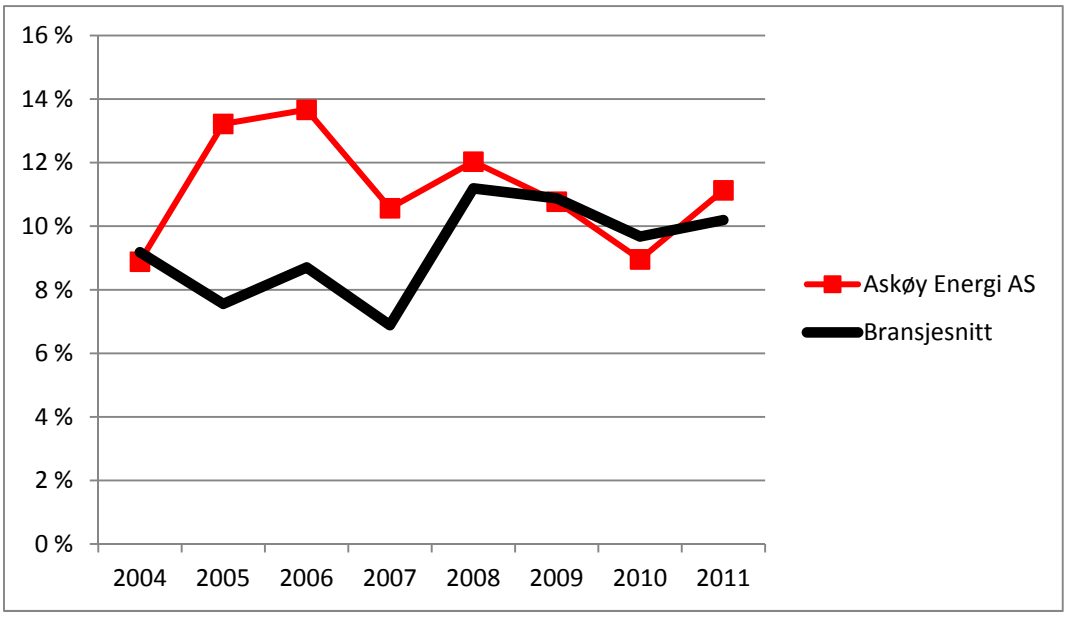
Nøkkeltall 2011	Askøy Energi AS	Bransjesnitt
Antall abonnenter	12 688	21 241
Antall km D-nett	1 014	2 221
Alder nettanlegg (% avskrevet)	44	49
Kapitalkostnader/km (tusen kr)	14	15
DV-kostnader/km (tusen kr)	12	25
KILE/abon. (kr)	129	241
Nettapsprosent	3	6
EK-andel (%)	15	57
DEA-resultat (%)	104	73

Askøy Energi eies av Fredrikstad Energi AS, som også eier nettselskapet Energi 1 Follo Røyken AS. Askøy Energi har både regional- og distribusjonsnett, men har kun seg selv som kunde i regionalnettet. I tillegg til nettvirksomhet har selskapet noe øvrig virksomhet, som i 2011 utgjorde mindre enn fire prosent av selskapets totale omsetning. Selskapet hadde egen virksomhet innen kraftomsetning, men dette ble skilt ut i eget selskap i 2007. Askøy Energi opererer innenfor et lite geografisk område, og har i motsetning til de andre referentene mange abonnenter per km. I effektivitetsanalysene for 2011 var Askøy Energi den viktigste referenten, med høyest DEA-resultat av samtlige distribusjonsnettselskap.

Sammenlignet med resten av bransjen har Askøy Energi en av de laveste EK-andelene, og siden 2004 er den redusert fra 27 til 15 prosent. Reduksjonen skyldes delvis investeringer i perioden, men også utdeling av konsernbidrag til mor. Selskapet har delt ut konsernbidrag i alle år bortsett fra 2008. I 2010 og 2011 var bidragene på respektive 17 og 11 millioner kr.

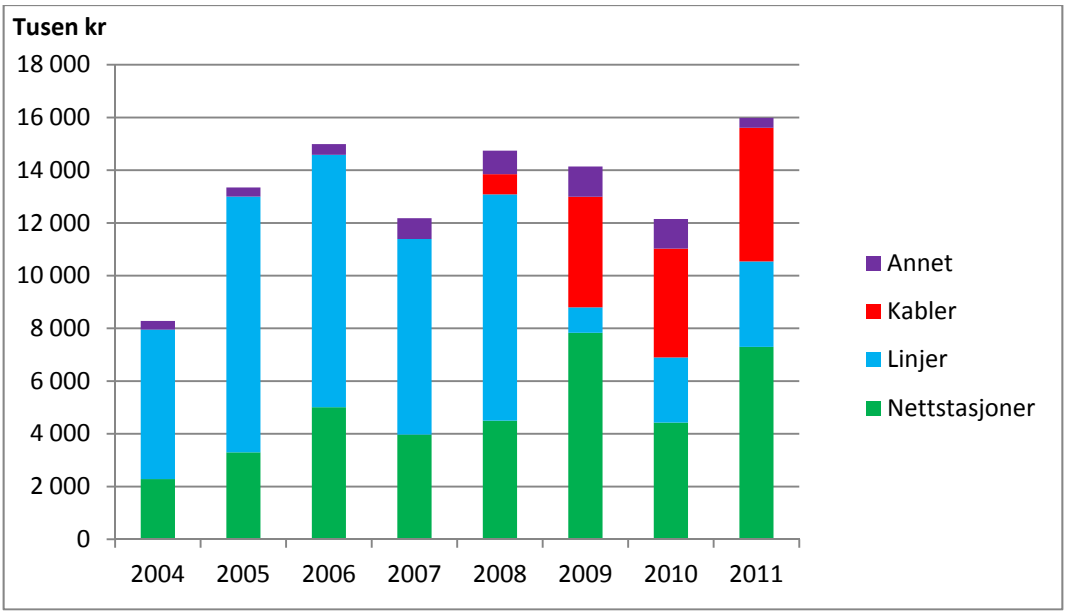
Selskapets distribusjonsnett er vesentlig yngre enn bransjesnittets, og alderen på nettet har vært tilnærmet uendret i hele perioden 2005-2011. I samme periode har antall km nett vært stabil, mens antall husholdningsabonnenter har økt med 18 prosent. Den store endringen i antall abonnenter kombinert med liten utvikling i km nett skyldes tett bebyggelse på Askøy – det kreves minimalt med nytt nett for å koble på en ny abonnent. Nettets alder gjenspeiles i selskapets kapitalkostnader: Per km har disse i hele perioden 2004-2011 ligget noe over bransjesnittet og en god del over de andre fem referentene, og har totalt økt med ca. 45 prosent. Dersom vi ser kapitalkostnader i forhold til abonnenter ligger Askøy derimot en god del under bransjesnittet og de andre referentene i hele perioden. Disse forskjellene skyldes forholdet abonnenter per km nett, som er svært forskjellig hos Askøy Nett kontra de andre fem referentene.

Bortsett fra i 2009 og 2010 har selskapets investeringer i forhold til bokført verdi vært høyere enn bransjesnittets, se figur 12. Siden 2005 har investeringer i distribusjonsnettet ligget på mellom 12 og 17 millioner per år, ca. 75 prosent av disse har vært egenfinansierte.



Figur 12: Askøy Energis investeringer i forhold til bokført verdi (inkl bidragsfinansiert kapital)

Figur 13 viser årlige investeringer i distribusjonsnettet fordelt på anleggsgrupper. Selskapet informerer om at de frem til og med 2007 rapporterte de økonomiske verdiene av luftlinjer og kabler netto som luftlinjer. Fra 2008 er det investert ca. 14 millioner kr i kabler, og per 2011 er selskapets kablingsandel 42 prosent. Anleggsgruppen med høyest årlig investeringer i perioden er nettstasjoner; totalt ca. 40 millioner kr er investert siden 2004 og trenden har vært økende. Dette skyldes høy frekvens av tilkoblinger av nye abonnenter på allerede eksisterende nett.



Figur 13: Askøy Energis årlige investeringer i distribusjonsnettet fordelt på anleggsgrupper

Askøy Energi ligger blant nettselskapene med lavest DV-kostnad per km i hele perioden 2004-2011. Dersom kostnadene sees i forhold til antall abonnenter har selskapet ligget vesentlig under alle de andre referentene. Ved tilsynet i 2013 ble det avdekket kostnader på én million kr som feilaktig var ført på distribusjonsnettet, og som skulle vært ført på øvrig virksomhet. Korreksjon av feilen medfører at Askøy Energi blir enda mer effektiv i våre analyser. Mens bransjesnittet har økt sine DV-kostnader per km med 41 prosent i perioden har Askøy Energis ligget stabilt. Selskapet bekrefter at de har stort fokus på å holde kostnadene nede. Videre setter selskapet ut mye av dets driftsoppgaver til andre konsernselskap, herunder montøroppgaver, kundeadministrasjon, regnskap og flere andre administrative funksjoner. Også kontorbygget Askøy Energi benytter er solgt ut av selskapet og leies delvis tilbake. Selskapet selv hevder den gode uttellingen i effektivitetsanalysene nettopp skyldes måten de har valgt å organisere oppgaver i konsernet på.

Selskapets andre driftkostnader har ligget stabilt på 9-10,5 millioner kr i 2004-2011, og har i gjennomsnitt utgjort 84 prosent av totale DV-kostnader. Andre driftkostnader har i hovedsak bestått av kjøp av eksterne tjenester. Selskapets lønn- og personalkostnader per årsverk økte med ca. 50 prosent fra 2006-2007, men har siden ligget stabilt på i underkant av 750 tusen kr per år. I årene 2006 og 2007 skjedde det en god del omorganisering i selskapet; Askøy Energi Kraftsalg ble fisjonert ut med 3,5 årsverk, kontorbygget ble solgt og kantine og vaskepersonale tilsvarende 1,5 årsverk ble satt ut eksternt i konsernet. Etter omorganiseringen var det ikke lenger behov for å benytte felles virksomhet. Askøy Energi satt igjen med totalt syv årsverk, hvorav fem på distribusjonsnettet. Disse var fortrinnsvis ingeniører med vesentlig høyere lønn enn de ansatte som ble overført til andre selskaper i konsernet. Selskapet aktiverer en betydelig større andel av lønnskostnader enn bransjesnittet: I snitt har selskapet årlig aktivert 44 prosent av lønn- og personalkostnader mot 22 prosent hos bransjesnittet. Selskapet bekrefter at de fra og med 2008 aktiverer det meste av årsverk som jobber med investeringer, både for ledelse og montører.

Askøy Energi har en jevn og lav KILE per abonnent med et snitt på 75 kr i perioden 2004-2011, mot bransjesnittets 171 kr. Dette skyldes i stor grad nytt nett, høy kablingsandel og gode geografiske rammevilkår. Selskapets nettapsprosent lå jevnt med bransjesnittet til og med 2007. Siden er nettapsprosenten vært lavere, men variert betydelig mer enn snittet. Den svært lave nettapsprosenten på 2,8 i 2011 skyldes i følge selskapet at stipulering av forbruk på kunder som ikke leser av målerne sine var satt for lavt de siste årene. Stipuleringen ble derfor oppjustert i 2011, noe som gir lavere nettapsprosent.

Som vi ser av kostnadsfordelingen hos Askøy Energi, se figur 1, har selskapets kapitalkostnader i snitt utgjort 41 prosent av totalkostnadene i perioden 2007-2011. Dette er en vesentlig større andel enn hos snittet i bransjen, og skyldes nytt nett samt at selskapets DV-kostnader og KILE relativt sett er svært lave. Selskapet selv hevder den gode uttellingen i effektivitetsanalysene skyldes måten de har valgt å organisere oppgaver i konsernet på. Selskapet setter ut det meste av driftsoppgaver til andre konsernselskap, som medfører få egne årsverk samt at kjøp av eksterne tjenester utgjør majoriteten av selskapets DV-kostnader. Samtidig har selskapet i snitt aktivert 44 prosent av lønnskostnadene i perioden 2004-2011.

5.3 Nord-Salten Kraft AS

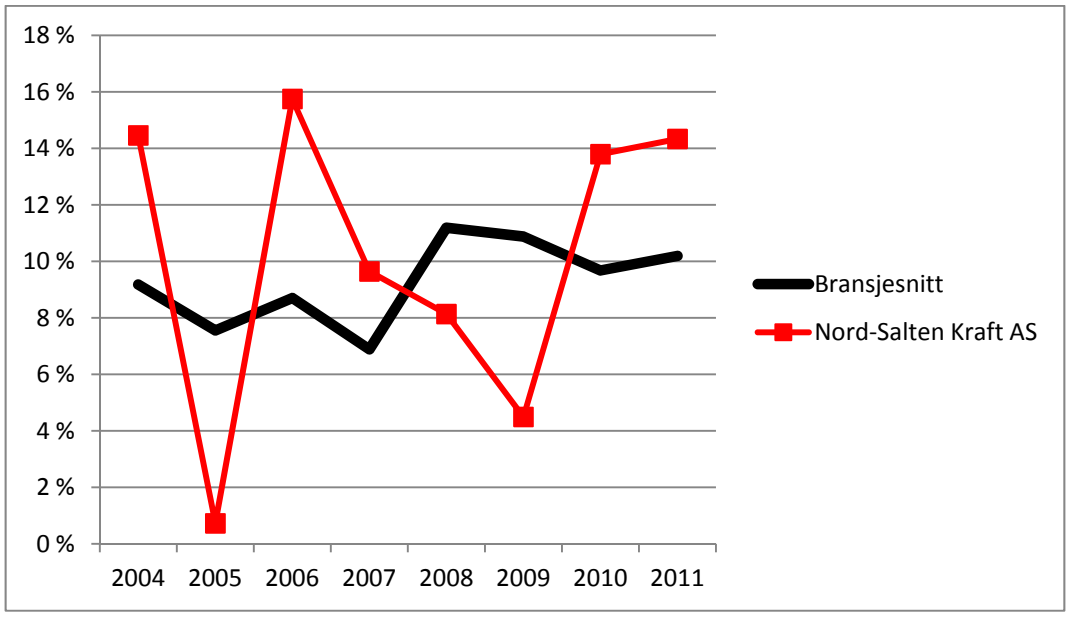
Nøkkeltall 2011	Nord-Salten Kraft AS	Bransjesnitt
Antall abonnenter	6 438	21 241
Antall km D-nett	1 633	2 221
Alder nettanlegg (% avskrevet)	57	49
Kapitalkostnader/km (tusen kr)	6	15
DV-kostnader/km (tusen kr)	16	25
KILE/abon. (kr)	196	241
Nettapsprosent	6	6
EK-andel (%)	69	57
DEA-resultat (%)	103	73

Nord-Salten Kraft var inntil 2010 et samvirkelag, men ble i juni 2010 omgjort til et aksjeselskap. De fire kommunene Steigen, Tysfjord, Hamarøy og Sørfold eier 62 prosent av selskapet. Øvrige aksjonærer er SKS Eiendom AS og tidligere medlemmer/kunder av samvirkelaget. Selskapet har virksomhet innen regional- og distribusjonsnett, samt kraftproduksjon i tre anlegg og kraftomsetning. Selskapets øvrige virksomhet er ubetydelig. I 2011 oppnådde selskapet et dekningsbidrag på nesten 50 prosent på kraftproduksjonen, mens bidraget var respektive 10 og 18 prosent på regional- og distribusjonsnettet. Nord-Salten Kraft forklarer det høye dekningsbidraget på produksjon med at de sikrer ca. 60 prosent av omsetningen ved kjøp av 3-årige forwards, og de siste årene har denne sikringen vist seg å være svært gunstig. I 2011 ble produksjonsvirksomheten tildelt 30 prosent av selskapets felleskostnader. Produsert kraft selges til selskapets omsetningsvirksomhet eller som konsesjonskraft. Nord-Salten Kraft dekker strømforsyning til i underkant av 6 500 abonnenter og er blant de mest grisgrendte selskapene av samtlige nettselskap i våre studier. I effektivitetsanalysene for 2011 kom Nord-Salten Kraft nest best ut av alle nettselskap, og var den tredje viktigste referenten i distribusjonsnettet.

Grunnet den grisgrendte beliggenheten har Nord-Salten Kraft mottatt tariffstøtte i 11 av 14 mulige år. Mens de tidligere mottok et bidrag tilsvarende mellom 4 og 10 prosent av nettkostnaden den enkelte abonnenten til selskapet har, mottar selskapet 18 prosent av nettkostnaden i 2013. Økningen i 2013 skyldes en høyere gjennomsnittlig nettkostnad per kWh i 2011 samt at det var langt færre grisgrendte nettselskap som hadde en høyere gjennomsnittlig nettkostnad enn Nord-Salten Kraft i 2011 enn for eksempel 2010.

Selskapet har informert om at deres fremtidige utbyttepolitikk vil være et årlig utbytte tilsvarende 50 til 80 prosent av resultat etter skatt. Utbytte skal dog ikke utbetales dersom EK-andelen kommer under 40 prosent. I 2011 hadde selskapet en EK-andel på 69 prosent og delte ut 16,5 millioner kr i utbytte.

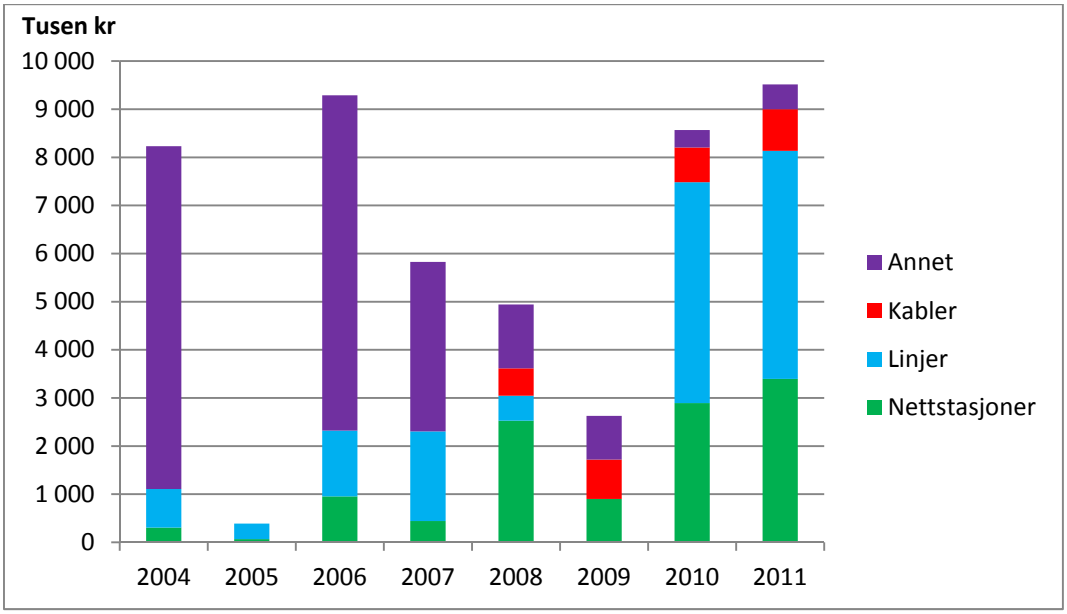
Mye av selskapets nett ble bygd på 60- og 70-tallet og selskapet informerer om at det ble overinvestert i nettet på 80-tallet. I 2011 var det kun 18 selskap, hvorav ingen referenter, som hadde eldre distribusjonsnett enn Nord-Salten Kraft. Selskapet bekrefter at det gamle nettet vil kreve betydelige investeringer i fremtiden. Siden 2008 har selskapet investert tilsvarende årlige avskrivninger, og akkumulerte avskrivningers andel av historisk kost har ligget stabilt på ca. 58 prosent. Nettets alder reflekteres i selskapets lave kapitalkostnader: Nord-Salten Krafts kapitalkostnader per km er i snitt halvparten av bransjesnittets kostnader og lavere enn de andre fem referentenes kostnader i hele perioden 2004-2011. Dersom vi ser kapitalkostnader i forhold til antall abonnenter er bildet mindre ekstremt, men selskapets kapitalkostnader er fortsatt lave. Nettet er gammelt, men selskapet har i snitt i perioden 2004-2011 investert tilnærmet likt som bransjesnittet sett i forhold til bokført verdi, se figur 14. Her er det viktig å påpeke at bransjesnittets bokførte verdi relativt sett er høyere enn Nord-Salten Krafts grunnet yngre nett. Totalt har selskapet investert 51,2 millioner kr i hele perioden, hvorav ca. 80 prosent er egenfinansiert og resten er finansiert med anleggsbidrag.



Figur 14: Nord-Salten Krafts investeringer i forhold til bokført verdi (inkl bidragsfinansiert kapital)

Figur 15 viser årlige investeringer i distribusjonsnettet fordelt på ulike anleggsgrupper. Gruppen *Annet* inkluderer for Nord-Salten Kraft sin del kun målere. Av totale investeringer i perioden 2004-2011 er 41 prosent investeringer i målere: Per januar 2012

var 95 prosent av selskapets AMS-utbygging ferdig gjennomført. Lengden på selskapets nett har økt med tre prosent fra 2004-2011, og først i 2010 og 2011 er det investert betydelig i luftlinjer. Videre er kun tre millioner kr investert i kabler i hele perioden, hvorav alt med anleggsbidrag. Selskapets kablingsandel er 22 prosent, mot bransjesnittets 39 prosent. Dette skyldes i følge selskapet mye fjell og stein i forsyningsområdet.



Figur 15: Nord-Salten Krafts årlige investeringer i distribusjonsnettet fordelt på ulike anleggsgrupper

Grunnet Nord-Salten Kraft sin grisgrendthet er bildet svært forskjellig dersom man ser på selskapets DV-kostnader i forhold til antall km nett enn i forhold til antall abonnenter: Per km ligger selskapet godt under bransjesnittet i hele perioden, mens de per abonnent ligger noe til godt over bransjesnittet. Uavhengig av dette lå selskapets DV-kostnader stabilt frem til 2007, for så å øke vesentlig med totalt 60 prosent de to neste årene. I perioden 2004-2011 var selskapets DV-kostnad på sitt laveste i 2007, noe som skyldtes flytting av selskapets ressurser fra distribusjons- til regionalnettet: Etter et langvarig strømbrudd i Steigen kommune i 2007 trengte selskapets regionalnett betydelige reparasjoner og vedlikehold, og det ble mindre fokus på distribusjonsnettet. Selskapet forklarer at de etter 2007 økte vedlikehold og beredskap på distribusjonsnettet; de ansatte flere montører og leide inn mer ekstern arbeidskraft. På tross av mer innleid arbeidskraft enn tidligere er det fortsatt selskapets lønn- og personalkostnader som utgjør majoriteten av totale DV-kostnader. Selskapets lønn- og personalkostnader per årsverk (eksklusive pensjon, men inkludert andel aktivert) har økt noe fra et lavt nivå i 2004 på 380 tusen kr, til 475 tusen kr i 2011. Selskapets aktiveringspraksis av lønn- og personalkostnader er lavere enn hos bransjesnittet: I snitt har selskapet i perioden 2004-2011 årlig aktivert 16 prosent av lønn- og personalkostnadene mot bransjens 22 prosent.

Nord-Salten Kraft er et av de nettselskapene som i størst grad benytter seg av føring på felles virksomhet, og selskapets felleskostnader har økt. I snitt har felleskostnaders andel av selskapets totale DV-kostnader vært på 38 prosent i perioden 2004-2011, mot bransjesnittets 19 prosent. Etter gjennomført tilsyn i 2013 er selskapet pålagt å direkteføre mer av sine kostnader. På tross av høye felleskostnader og en økning i DV-kostnader er selskapets DV-kostnader per km i perioden likevel godt under bransjesnittet. I 2011 er

kostnadene redusert til kostnadsnivået i 2008. Selskapet forklarer dette med en høyere grad av aktivering og større kostnadsfokus.

Nord-Salten Kraft har mye og gammelt luftnett som ligger relativt utsatt til for vær. Dette reflekteres i selskapets volatile KILE, som har svingt mellom 86 og 277 kr per abonnement i perioden 2004-2011. Antall abonnenter har ligget stabilt med en svak økning på tre prosent i samme periode. I snitt har selskapet samme årlige KILE per abonnent som bransjesnittet.

Selskapets nettapsprosent har vært stabil og svakt synkende i hele perioden, og i 2011 lå prosenten rett i overkant av 5. Nord-Salten Kraft forklarer dette med at selskapet har relativt mange trafostasjoner i forhold til distribusjonsnettets effektuttak grunnet grisgrendthet. Trafostasjonene er igjen delt opp i mange 22 kV-avganger slik at lasten per avgang blir lav. Videre har forbruket i området vært jevnt over mange år.

Selskapets gode uttelling i effektivitetsanalysene skyldes jevnt over lave kostnader. Den høye alderen på distribusjonsnettet medfører svært lave kapitalkostnader, som i snitt bare har utgjort 22 prosent av selskapets totalkostnader i perioden 2007-2011, se figur 1. Til tross for at DV-kostnadene i snitt har utgjort hele 68 prosent av selskapets totalkostnader, er disse lave. Nord-Salten Kraft har de siste årene i større grad enn tidligere benyttet seg av innleid arbeidskraft, men det er fortsatt lønn- og personalkostnader som utgjør majoriteten av totale DV-kostnader, og selskapets lønn per årsverk ligger vesentlig under bransjesnittet.

5.4 Nord-Østerdal Kraftlag SA

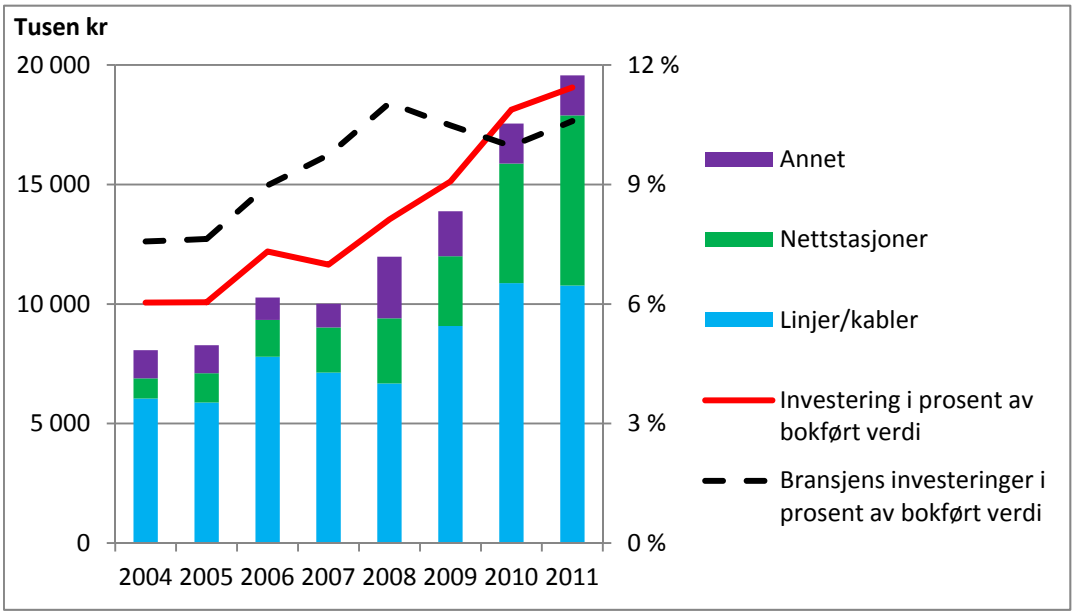
Nøkkeltall 2011	Nord-Østerdal Kraftlag SA	Bransjesnitt
Antall abonnenter	10 401	21 241
Antall km D-nett	2 528	2 221
Alder nettanlegg (% avskrevet)	50	49
Kapitalkostnader/km (tusen kr)	7	15
DV-kostnader/km (tusen kr)	16	25
KILE/abon. (kr)	364	241
Nettapsprosent	4	6
EK-andel (%)	80	57
DEA-resultat (%)	93	73

Nord-Østerdal Kraftlag er den eneste referenten som er et samvirkelag. Selskapet har primært virksomhet innen distribusjonsnett og kraftomsetning, noe regionalnett og ellers litt øvrig virksomhet. Selskapet er blant de mest grisgrendte nettselskapene i Norge. Selskapet har en egenkapitalandel på 80 prosent i 2011, vesentlig høyere enn bransjesnittets 57 prosent.

Nettets aldersutvikling har vært tilnærmet lik som for bransjesnittet i perioden 2005-2011. Til tross for at nettets alder er relativt lik bransjens, er selskapets kapitalkostnader per km vesentlig lavere. Selskapets kapitalkostnader per km har økt med 22 prosent i perioden, men er likevel nest lavest i Norge. Selskapets kapitalkostnad per abonnent er også lav, omtrent 10 prosent lavere enn bransjesnittet i perioden. Selskapet mener at de lave kapitalkostnadene skyldes historisk lave bokførte verdier. I forbindelse med innføring av

nettreguleringsregimet ble de bokførte verdiene justert fra 56 mill kr til 113 mill kr etter søknad til NVE.

Figur 16 viser selskapets faktiske investeringer og investeringer i prosent av bokført verdi. Investeringene er lave frem til 2008, men øker en del fra 2009-2011. De investerte mer enn bransjen i både 2010 og 2011. Selskapet har i perioden redusert antall km luftlinjer med om lag fem prosent, mens kablingsandelen er økt fra 19 til 23 prosent fra 2004 til 2009. Ved rapportering i eRapp har selskapet ikke fordelt investeringene i linjer på luft og kabler, men rapportert alt på luft. Figuren viser derfor investeringene i kabler og linjer under ett. Det meste av nyinvesteringene er i praksis kabler. Investeringene fra 2009 til 2011 er i all hovedsak reinvesteringer, mens det i perioden før var nyinvesteringer. Totalt har Nord-Østerdal Kraftlag investert 100 millioner kr i distribusjonsnettet fra 2004 til 2011, hvorav 82 prosent er egenfinansiert.



Figur 16: Nord-Østerdal Kraftlags faktiske investeringer og investeringer i prosent av bokførte verdier

Nord-Østerdal Kraftlag har lave, men økende, DV-kostnader. Fra 2004-2011 har DV-kostnadene per km økt med 56 prosent, mot bransjens økning på 42 prosent. Til tross for den store økningen, er selskapets DV-kostnader per km vesentlig lavere enn bransjesnittets. Per abonnent derimot, har selskapet tilsvarende DV-kostnader som bransjen. Selskapet bekrefter at de har fokus på å holde kostnadene nede, og prøver i den grad det er mulig å velge standardiserte løsninger og utvikle minst mulig på egenhånd. I tillegg kjøper de inn tjenester der de ser at andre kan gjøre jobben bedre, selv om andelen kjøp av eksterne tjenester er nokså lav. I 2011 utgjorde kjøp av eksterne tjenester kun 13 prosent av DV-kostnadene.

Den største kostnadsposten til Nord-Østerdal Kraftlag er lønn- og personalkostnader, som utgjør 58 prosent av distribusjonsnettets DV-kostnad i 2011. Selskapet har en lønn per årsverk som er ca. 20 prosent lavere enn bransjesnittet i perioden 2004-2011. Selskapet hevder at lønnskostnadene per årsverk innenfor de ulike stillingsgruppene ikke er lavere enn snittet i bransjen, men at de totalt sett har lavere lønninger fordi de har flere montører per ingeniør sammenlignet med andre selskap. Nord-Østerdal Kraftlag aktiverer deler av

lønnskostnadene, avhengig av investeringstakten til selskapet. I 2011 aktiverte selskapet 29 prosent av lønnskostnadene.

Selskapet mener at de lave DV-kostnadene skyldes måten de har organisert seg på. Montørene er gitt større beslutningsansvar og utøver arbeid som normalt ingeniører gjør. Selskapet mener at denne tilnærmingen er effektiv så lenge man har god kontroll på arbeidets kvalitet og det er kort vei fra øverste ledelse til montørene. De mener at de gjennom denne filosofien, evner å hente ut såkalte ”smådriftsfordeler”.

Selskapets KILE per abonnent er i snitt for 2004-2011 lavere enn for bransjesnittet, men KILE har økt i perioden. I 2011 var Nord-Østerdal Kraftlags KILE høyere enn bransjesnittet, hovedsakelig pga. Dagmar.

Selskapets nettapsprosent svinger mye, men ligger litt lavere enn snittet i bransjen i perioden 2004-2011. Nord-Østerdal Kraftlag mener at det høye nettapet i 2010 skyldes at det året var spesielt kaldt og derfor ga økt forbruk og økt belastning på nettet. Dessuten hevder selskapet at svingningene i stor grad skyldes kundene, som ikke leser av målerne på samme dato.

Til tross for at selskapet har økt sine investeringer i nettet de siste årene og at alderen på nettet er som for bransjesnittet, har selskapet de nest laveste kapitalkostnadene per km i Norge. DV-kostnaden er også relativt lav selv om den utgjør den største andelen av kostnadsgrunnlaget i 2011, se figur 1. I all hovedsak skyldes dette lave lønn- og personalkostnader, og da særlig at lønn per årsverk ligger vesentlig lavere enn bransjesnittet.

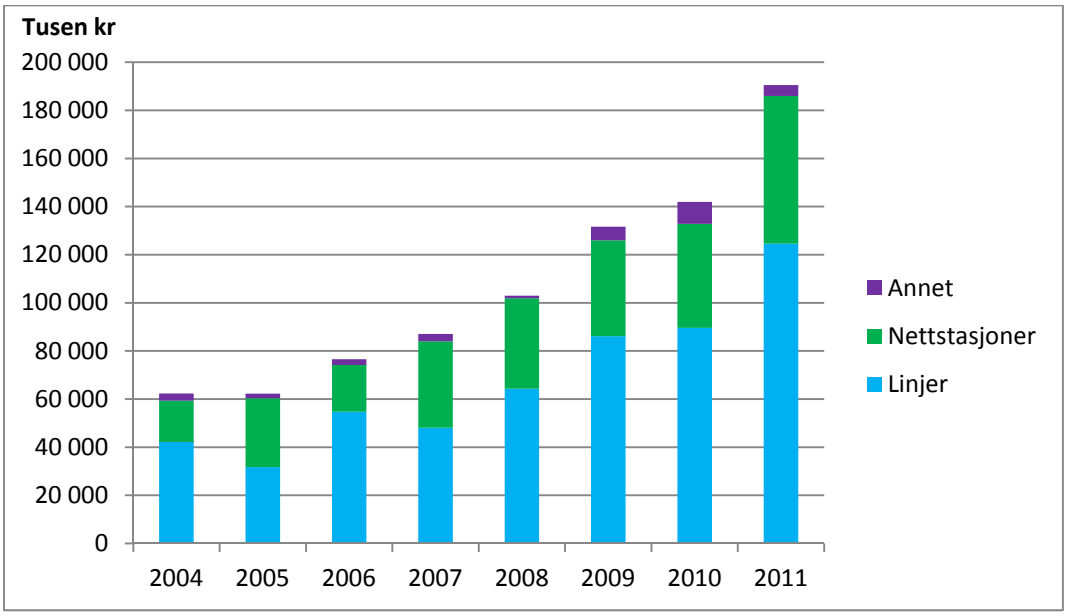
5.5 NTE Nett AS

Nøkkeltall 2011	NTE Nett AS	Bransjesnitt
Antall abonnenter	81 859	21 241
Antall km D-nett	12 449	2 221
Alder nettanlegg (% avskrevet)	54	49
Kapitalkostnader/km (tusen kr)	10	15
DV-kostnader/km (tusen kr)	17	25
KILE/abon. (kr)	372	241
Nettapsprosent	4	6
EK-andel (%)	32	57
DEA-resultat (%)	98	73

I forbindelse med oppkjøp av Statskrafts eierandeler i to kraftverk ble Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk (NTE) i 2004 pålagt å skille ut nettdivisjonen i et eget aksjeselskap. Fra og med 2006 har nettdivisjonen fungert som en egen juridisk enhet under navnet NTE Nett AS. Selskapet eies av NTE som igjen eies av Nord-Trøndelag Fylkeskommune. Konsernet består av flere selskaper som NTE Nett bl.a. har kjøpt entreprenør-, regnskaps-, avregning-, HMS- og IKT-tjenester fra. Som et resultat av kompetanseforskriften har selskapet de siste årene tatt over en stadig større andel av montørarbeidet selv, og i mars 2013 innfusjonerte NTE Nett avdelingen *Nettvedlikehold* med totalt 44 ansatte fra søsterselskapet NTE Entreprenør. NTE Nett har regional- og distribusjonsnett, noe kraftomsetning og øvrig virksomhet. Øvrig virksomhet utgjorde ca. én prosent av selskapets totale omsetning i 2011. NTE Nett er det eneste nettselskapet i Nord-

Trøndelag, og er nesten seks ganger så langt og har fire ganger så mange abonnenter som bransjesnittet. Selskapets EK-andel har ligget stabilt over tid, og var på 32 prosent i 2011. Selskapet har delt ut konsernbidrag til mor i årene 2007-2011, men har for 2012 foreslått å føre selskapets resultat direkte mot egenkapitalen.

Selskapets distribusjonsnett er eldre enn bransjesnittet i hele perioden 2005-2011. Alderen var stigende fram til 2009, men nettet er siden da fornyet såpass mye at investeringene har vært større enn årlige avskrivninger. Alderen i 2011 er derfor tilnærmet lik som den var i 2006. Grunnet høy alder (over 40 år) på deler av nettet har mye av selskapets investeringer i perioden vært reinvesteringer i linjer, se figur 17. Selskapet har ikke skilt mellom luftlinjer og jordkabler ved rapportering i anleggsregisteret for distribusjonsnettet i eRapp, rapporterte tall for luftlinjer inkluderer derfor også jordkabler. Rapporterte tekniske tall for perioden viser likevel at selskapets kablingsandel har økt fra 34 prosent i 2004 til 38 prosent i 2011. I årene 2009-2011 utgjorde anleggsbidrag ca. 12 prosent av totale investeringer i distribusjonsnettet mot 27 prosent i årene 2006-2008. Totalt har selskapet investert 855 millioner kr i hele perioden, hvorav ca. 15 prosent har vært bidragsfinansiert.



Figur 17: NTE Netts årlige investeringer i distribusjonsnettet fordelt på anleggsgrupper

Nettets alder reflekteres i selskapets kapitalkostnader. Kapitalkostnadene per km er lavere enn bransjesnittet, og har i perioden økt med ca. 25 prosent, mot bransjesnittets 34 prosent. Bildet er tilsvarende dersom man ser kapitalkostnadene i forhold til antall abonnenter.

NTE Nett har i snitt en DV-kostnad på 15 tusen kr per km mot bransjesnittets 21 i perioden 2004-2011. Mens bransjesnittet har økt sine DV-kostnader per km med 42 prosent i perioden, har NTE Netts ligget stabilt. Tilsvarende bilde får vi dersom vi ser DV-kostnader i forhold til antall abonnenter. Andre driftkostnader utgjør den desidert største posten i DV-kostnaden til NTE Nett. Dette henger sammen med at selskapet har kjøpt mange tjenester eksternt. I perioden 2004-2011 utgjorde kjøp av eksterne tjenester mellom 60 og 70 prosent av totale DV-kostnader hos NTE Nett. Bransjesnittet ligger vesentlig lavere, i overkant av 20 prosent. Selskapet bekrefter at alle større

investeringsoppgaver legges ut på anbud og at konsernselskapet NTE Enterprise har vært en potensiell leverandør i anbudsprosessene. Per i dag utføres alle driftsoppgaver samt mindre reinvesteringer og kundeinitiert arbeid selskapsinternt, med unntak av skogrydding, helikopterbefaring og delvis montasje av stikkledninger og målere. Det høye forbruket av eksterne tjenester i perioden 2004-2011 er også forklaringen på den lave andelen aktiverte lønnskostnader på seks prosent – selskapet selv satt i hovedsak kun med prosjektledelsen og prosjektering på noen mindre prosjekter. Selskapets lønnskostnader per årsverk (inkludert aktiverte lønnskostnader, eksklusive pensjon) har økt fra ca. 370 tusen kr i 2004 til bransjesnittets nivå i 2011, en årlig økning på i snitt åtte prosent. Selskapet forklarer økningen med at NTE Nett etter utfisjoneringen i 2006 hadde behov for en større ledelse. Selskapet har siden omorganisert og blant annet ansatt flere med lederlønninger. Antall årsverk er totalt økt med 10 prosent siden 2004, og mange av nyansettelsene har vært ingeniører. I likhet med resten av bransjen har selskapet sett seg nødt til å heve lønningene for å være attraktive på arbeidsmarkedet og for å beholde eksisterende arbeidskraft.

Selskapet har i perioden 2009-2011 gitt tilskudd til et kraftverk som tilhører en uforsynt kunde på til sammen ca. 12 millioner kroner, som et alternativ til nettilknytning. Kostnaden er ført på distribusjonsnettet. Vanlig bunnfradrag er 30 tusen kr ved nytilknytninger, og det er derfor ført nesten 12 millioner kr for mye kostnader på nettvirksomheten i perioden. Denne feilen skal korrigeres og vil resultere i at selskapet fremstår enda mer effektivt i de sammenlignende analysene.

NTE Nett har en KILE per abonnent som er lik eller noe høyere enn bransjesnittet i alle år, bortsett fra i 2004. I 2011 er KILE svært høy, noe selskapet bekrefter at i hovedsak skyldes uværene Dagmar og Berit. I tillegg hadde selskapet en ekstrem lynsituasjon i juni samme år. Det er ingenting som tyder på at KILE for 2012 vil være på samme nivå. NTE Nett har en nettapsprosent som i snitt ligger på seks i perioden, tilsvarende som bransjesnittet. I 2011 ble nettapsprosenten redusert drastisk fra syv til fire. Utover at 2011 var et mildere år enn 2010 forklarer selskapet reduksjonen med at de i 2011 innførte måling i transformatorstasjonene, mens tapet tidligere ble estimert.

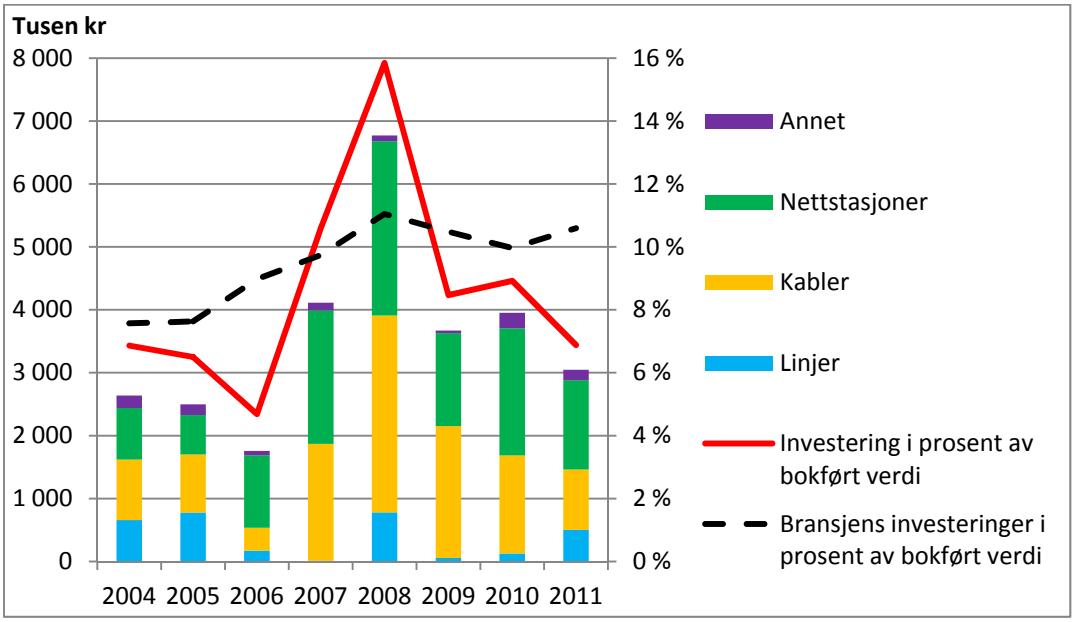
Dersom man ser på selskapets totalkostnad, se figur 1, er fordelingen av de ulike kostnadselementene tilnærmet lik bransjesnittet. Selskapets gode uttelling i effektivitetsanalysene skyldes at kostnadene er jevnt over lavere enn bransjen generelt. Den høye alderen på distribusjonsnettet har medført lave kapitalkostnader. Distribusjonsnettet er dog fra og med 2009 fornyet slik at alderen i 2011 er tilsvarende alderen i 2006. Selskapets DV-kostnader har vært lave og svært stabile i hele perioden 2004-2011, og kjøp av fremmedtjenester har utgjort nesten halvparten av DV-kostnadene i perioden.

5.6 Trøgstad Elverk AS

Nøkkeltall 2011	Trøgstad Elverk	Bransjesnitt
Antall abonnenter	3 159	21 241
Antall km D-nett	575	2 221
Alder nettanlegg (% avskrevet)	52	49
Kapitalkostnader/km (tusen kr)	10	15
DV-kostnader/km (tusen kr)	14	25
KILE/abon. (kr)	117	241
Nettapsprosent	8	6
EK-andel (%)	57	57
DEA-resultat (%)	99	73

Trøgstad Elverk eies av Trøgstad kommune og Fortum Distribusjon. Selskapet har i hovedsak virksomhet i distribusjonsnettet, men i 2011 var åtte prosent av omsetningen fra øvrig virksomhet. Trøgstad Elverk har det korteste nettet av alle referentene og kundekonsentrasjonen er lav; selskapet har bare halvparten så mange abonnenter per km som bransjesnittet.

Fra 2005 til 2011 økte andelen akkumulerte avskrivninger i forhold til historisk kost fra 45 til 52,5 prosent. Dette er en vesentlig høyere økning enn resten av bransjen. Figur 18 viser selskapets årlige investeringer (både egen- og bidragsfinansierte) i anleggsgruppene samt selskapets og bransjens investeringer i forhold til bokført verdi. Med unntak av 2008 (og delvis 2007), da selskapet hadde høye investeringer grunnet utbygging av to store boligfelt, har selskapet generelt sett lave årlige investeringer sammenlignet med bransjen. Trøgstad Elverk bekrefter at hoveddelen av investeringene i høyspentnettet ble utført på 80-tallet og at det de siste årene har vært mindre byggeaktivitet i kommunen med få nye anlegg. De største investeringene de siste årene har vært i jordkabler og nettstasjoner. Nettets alder og nivået på investeringene den siste perioden reflekteres i lave og stabile kapitalkostnader per km og per abonnent.



Figur 18: Trøgstad Elverks faktiske investeringer og investeringer i prosent av bokførte verdier

I motsetning til bransjen generelt er DV-kostnadene per km redusert med 12 prosent fra 2004 til 2011 uten at antall km har endret seg i nevneverdig grad. Selskapet mener at nedgangen skyldes at flere prosjekter blir satt ut på anbud enn tidligere. De har som strategi at de ikke skal drive egen entreprenørvirksomhet og solgte sin entreprenørvirksomhet i 2005. De mener denne tilnærmingen bidrar til effektivitet og lavere DV-kostnader. I perioden 2008-2011 utgjorde selskapets kjøp av eksterne tjenester i snitt 35 prosent av totale DV-kostnader. I 2011 var likevel kjøp av fremmedtjenester noe lavere enn foregående år, og det kan sees i sammenheng med at investeringene til Trøgstad Elverk var relativt lave. I tillegg til entreprenørtjenester kjøper selskapet også tjenester innen tilsyn på nett, linjerydding og regnskap. Grunnet stort forbruk av eksterne tjenester har selskapet i perioden 2004-2011 redusert antall årsverk fra ni til seks. Selskapets ansatte besto i 2011 av en nettsjef, to ingeniører og tre administrasjonsfunksjoner, og lønn per årsverk var på nivå med bransjesnittets ca 600 tusen kr. Selskapet har ikke aktivert noe av lønnskostnadene i perioden 2004-2011, men oppgir at de vil endre praksis på dette ettersom deler av selskapets ansatte er involvert i prosjektenes planleggingsfase.

Trøgstad Elverk har en KILE per abonnent som er lavere enn bransjesnittet og for alle de andre referentene. Selskapet hevder at dette skyldes at de var tidlig ut med arbeid under spenning (AUS), som har sørget for å holde de planlagte avbruddene på et lavt nivå. Dessuten har de en døgnbemannet driftsavtale med Fortum Distribusjon som gjør at selskapet har en relativt kort responstid dersom det kommer et avbrudd.

Selskapet har hatt en høy nettapsprosent. I 2010 var den på 11, mens snittet i bransjen lå på 7. I likhet med bransjen falt nettapet i 2011, men avstanden til bransjen er fortsatt stor. Selskapets forklaring til det høye nettapet er at de drifter nettet sitt på en lav spenning (10 kV) og at de har trafoer i landbruket som går i full last i korte perioder (forsyner korntørker, vanningsanlegg etc.)

Av figur 1 ser vi at DV-kostnaden utgjør den største andelen av Trøgstad Elverks totalkostnader. Selskapet hevder de er opptatt av å holde kostnadene nede og har et stort fokus på å benytte seg av anbud i prosjekter. Dessuten kjøper de eksterne tjenester på en rekke funksjoner som de mener er kostnadsbesparende. Selskapets DV-kostnader er i alle tilfeller redusert i perioden 2004-2011 med 12 prosent, mens snittet i bransjen har økt med 42 prosent. Kapitalkostnadene til selskapet er lave sammenlignet med bransjen som følge av lave investeringer de siste årene og et gammelt nett. Selskapets KILE er veldig lav som følge av avbruddsbesparende vedlikeholdsmetoder, mens nettapskostnaden er det eneste kostnadselementet som er høyere enn bransjesnittet.

5.7 Oppsummering

Felles for alle selskapene er at de er kostnadseffektive. Når det gjelder organisering av driften, investeringssyklus og konsesjonsområde er de seks selskapene relativt ulike. Askøy Energi, NTE Nett, og i litt mindre grad Trøgstad Elverk, kjøper svært mye tjenester eksternt mens de øvrige selskapene utfører mer av driftsoppgavene internt i selskapet. Noen av selskapene benytter seg av føring av fellestjenester, mens andre direkteører alle kostnader på virksomhetsområdene. To av selskapene er del av et konsern, Nord-Østerdal Kraftlag er et samvirkelag. Nord-Salten Kraft har et mye eldre nett enn bransjesnittet, mens Askøy Energis nett er relativt nytt. Trøgstad Elverk ligger i

et flatt område i indre Østfold, mens Nord-Salten Kraft ligger i mer værutsatte områder i Nordland. Alle disse forskjellene viser at det er mange måter å organisere og drive et nettselskap på, som alle kan være kostnadseffektive.

Referanser

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

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

NVE (2012c): Rapport 61-2012 Kostnadseffektivitet i distribusjonsnettet. En studie av nettselskaper med lavt DEA-resultat

NVE (2013): Rapport 18-2013 Utvikling i nettbransjen – analyser av nøkkeltall

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

Utgitt i Rapportserien i 2013

Nr. 1 Roller i det nasjonale arbeidet med håndtering av naturfarer for tre samarbeidende direktorat
Nr. 2 Norwegian Hydrological Reference Dataset for Climate Change Studies. Anne K. Fleig (Ed.)
Nr. 3 Anlegging av regnbed. En billedkavalkade over 4 anlagte regnbed
Nr. 4 Faresonekart skred Odda kommune
Nr. 5 Faresonekart skred Årdal kommune
Nr. 6 Sammenfatning av planlagte investeringer i sentral- og regionalnettet for perioden 2012-2021
Nr. 7 Vandringshindere i Gaula, Namsen og Stjørdalselva
Nr. 8 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. Ellen Skaansar (red.)
Nr. 9 Energibruk i kontorbygg – trender og drivere
Nr. 10 Flomsonekart Delprosjekt Levanger. Kjartan Orvedal, Julio Pereira
Nr. 11 Årsrapport for tilsyn 2012
Nr. 12 Report from field trip, Ethiopia. Preparation for ADCP testing (14-21.08.2012)
Nr. 13 Vindkraft - produksjon i 2012
Nr. 14 Statistikk over nettleie i regional- og distribusjonsnettet 2013. Inger Sætrang
Nr. 15 Klimatilpasning i energiforsyningen- status 2012. Hvor står vi nå?
Nr. 16 Energy consumption 2012. Household energy consumption
Nr. 17 Bioenergipotensialet i industrielt avfall
Nr. 18 Utvikling i nøkkeltall for strømnettselskapene
Nr. 19 NVEs årsmelding
Nr. 20 Oversikt over vedtak og utvalgte saker. Tariffer og vilkår for overføring av kraft i 2012
Nr. 21 Naturfareprosjektet: Delprosjekt Kvikkleire. Utstrekning og utløpsdistanse for kvikkleireskred basert på katalog over skredhendelser i Norge
Nr. 22 Naturfareprosjektet: Delprosjekt Kvikkleire. Forebyggende kartlegging mot skred langs strandsonen i Norge Oppsummering av erfaring og anbefalinger
Nr. 23 Naturfareprosjektet: Delprosjekt Kvikkleire. Nasjonal database for grunnundersøkelser (NADAG) – forundersøkelse
Nr. 24 Flom og skred i Troms juli 2012. Inger Karin Engen, Graziella Devoli, Knut A. Hoseth, Lars-Evan Pettersson
Nr. 25 Capacity Building in Hydrological Services. ADCP and Pressure Sensor Training Ministry of Water and Energy, Ethiopia 20th – 28th February 2013
Nr. 26 Naturfareprosjektet: Delprosjekt Kvikkleire. Vurdering av kartleggingsgrunnlaget for kvikkleire i strandsonen
Nr. 27 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. Ellen Skaansar (red.)
Nr. 28 Flomberegninger for Fedaelva, Kvinesdal kommune, Vest-Agder (025.3A1) Per Alve Glad
Nr. 29 Beregning av energitilsig basert på HBV-modeller. Erik Holmquist
Nr. 30 De ustabile fjellsidene i Stampa – Flåm, Aurland kommune Sammenstilling, scenario, risiko og anbefalinger. Lars Harald Blikra
Nr. 31 Naturfareprosjektet: Delprosjekt 4 Overvåking og varsling Overvåking ved akutte skredhendelser
Nr. 32 Landsomfattende mark- og grunnvannsnett. Drift og formidling 2012. Jonatan Haga
Nr. 33 Naturfareprosjektet: Delprosjekt 6 Kvikkleire. Saltdiffusjon som grunnforsterking i kvikkleire
Nr. 34 Kostnadseffektivitet i distribusjonsnettet – En studie av referentene i kostnadsnormmodellen

Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 09575
Internett: www.nve.no