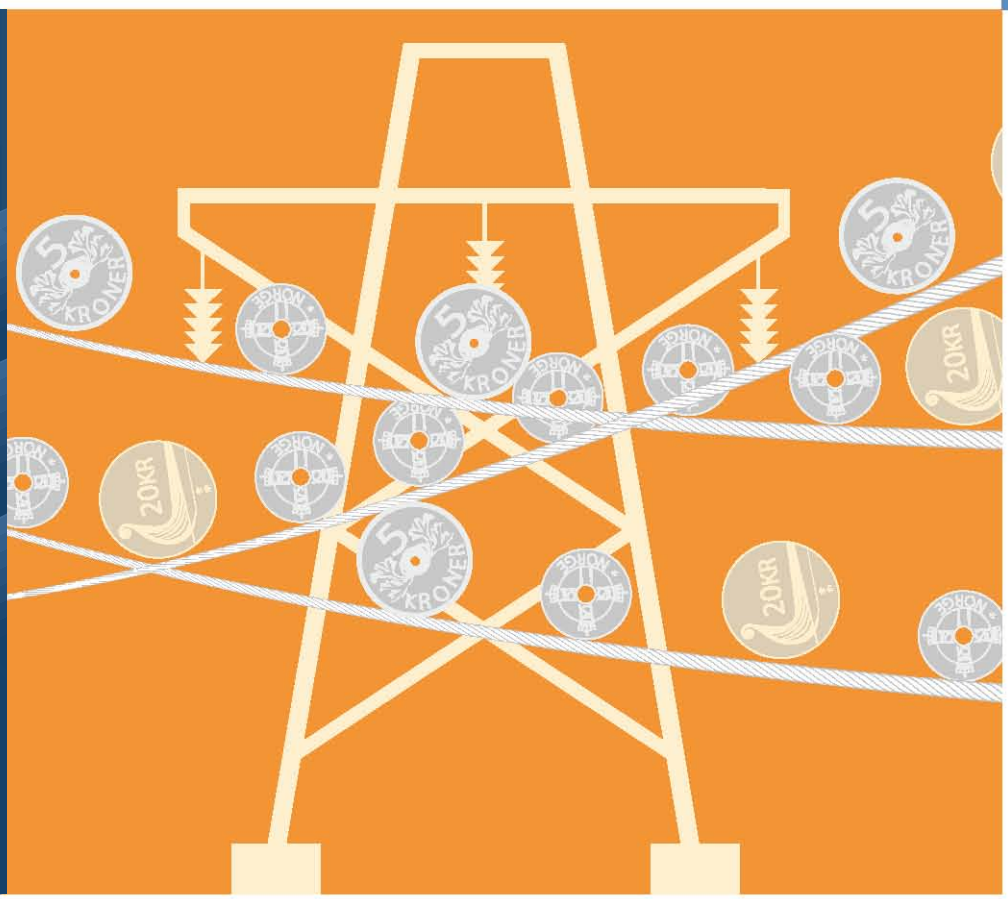
Utvikling i nøkkeltall for nettselskapene

77
2013

R A P P O R T



Utvikling i nøkkeltall for nettselskapene

Norges vassdrags- og energidirektorat
2014

Rapport nr 77

Utvikling i nøkkeltall for nettselskapene

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør: Mi Lagergren

Forfatter: Kjersti Vøllestad, Torunn Sliwinski, Jakob Kristiansen og Mi Lagergren

Trykk: NVEs hustrykkeri

Opplag:

Forsidefoto:

ISSN: 1501-2832

ISBN: 978-82-410-0944-0

Sammendrag:

Emneord: Kostnadsutvikling, inntektsrammer, nettselskaper, KILE, eRapp, tariffer, mer-/mindreinntekt, drift- og vedlikeholdskostnader, nettkapital, nettap, levert energi, avkastning

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 2014

Innhold

Forord **4**

Sammendrag **5**

1 Innledning **7**

2 Inntektsramme **8**

2.1 Utviklingen i inntektsrammer i bransjen 8
2.2 Inntektsrammen til Statnett 12

3 Avkastning **13**

3.1 Observert avkastning og referanserenten 13
3.2 Minimumsavkastning 16

4 Nettkapital og investeringer **18**

4.1 Nettkapital og investeringer i distribusjons- og regionalnett 18
4.2 Nettkapital og investeringer i sentralnett 23
4.3 Nettanlegg 24
4.4 Aldersindikator for nettet 27

5 Drift- og vedlikeholdskostnader **29**

5.1 Utvikling i bransjen 29
5.2 Utviklingen i Statnett 34

6 Levert energi og nettap i distribusjonsnettet **36**

6.1 Levert energi 36
6.2 Nettapsprosent 38

7 KILE **39**

7.1 Utviklingen i KILE på bransjenivå 39
7.2 KILE fordelt på selskapsstørrelse og geografi 40

8 Tariffer **43**

8.1 Gjennomsnittlige tariffer 43
8.2 Tariffstøtte 44

9 Mer - og mindreinntekt **47**

9.1 Utviklingen i mer- og mindreinntekt 47
9.2 Mer- og mindreinntekt fordelt per selskap 49

10 Selskapsstruktur **50**

10.1 Vertikalintegrering og resultatgrad 50
10.2 Selskapsform og kostnadseffektivitet i distribusjonsnettet 52
10.3 Egenkapitalandel og utbytte/konsernbidrag 53

11 Ordforklaringer **56**

12 Vedlegg 1 – Gruppering av nettselskapene etter størrelse og geografi **58**

13 Vedlegg 2 – Tariffstøtte **62**

Forord

NVE samler hvert år inn økonomiske og tekniske data, som blant annet benyttes i reguleringen av nettselskapene. I denne rapporten presenteres utviklingen i utvalgte nøkkeltall fra nettselskapene. Tallunderlaget analysert i denne rapporten er nyttig for NVEs arbeid med å overvåke utviklingen i bransjen og i den løpende vurderingen av behov for justering i regulering, rammevilkår og/eller regelverk.

Første rapport med tilsvarende fokus som denne ble publisert i mars 2013. Denne rapporten er nummer to av sitt slag og omhandler de samme temaene som den første, men inkluderer i motsetning til første rapport også data for 2012. Nytt i denne rapporten er analyser av sammenhengen mellom grad av vertikalintegrering i nettselskapene og nettselskapenes resultatgrad. I tillegg ser vi flere av nøkkeltallene i sammenheng med selskapsstørrelse og geografisk beliggenhet.

I rapporten presenterer vi faktiske observasjoner. Vi trekker ikke konklusjoner på hva utviklingen kan medføre eller bety. Vi håper at rapporten vil være av interesse for andre i bransjen og i offentligheten for øvrig.

Oslo, januar 2014

Ove Flataker
avdelingsdirektør

Tore Langset
seksjonssjef

Sammendrag

Overgangen til ny reguleringsmodell i 2007 resulterte i økte, men også mer volatile inntektsrammer. I den nye modellen reflekteres selskapenes faktiske kostnader i inntektsrammen. Etter korreksjon for avvik mellom estimerte og faktiske kostnader hvert år, er det i hovedsak ekstraordinære kostnader og årlige variasjoner i kraftpriser og rente som medfører volatiliteten. Den historisk høye inntektsrammen i 2013 skyldes høye kostnader forbundet med uværet Dagmar, høye estimatavvik hos selskapene knyttet til pensjonskostnader i 2011 samt økt avkastning på grunn av endret rentemodell. Varslet inntektsramme for 2014 er en god del lavere enn for 2013, men høyere enn nivået på rammen i 2012. NVE har den siste tiden fått innspill på at det er uheldig med store årlige variasjoner i inntektsrammene. NVE vil i løpet av 2014 vurdere muligheten for å justere reguleringen for å jevne ut inntektsrammene over år.

Gjennomsnittlig avkastning i bransjen skal være tilnærmet lik NVEs referanserente. Etter finanskrisen i 2008 ble referanserenten frem til og med 2012 gradvis redusert som følge av en stadig lavere statsobligasjonsrente. Antall selskap med negativ avkastning i distribusjonsnettet økte med 33 prosent fra 2011 til 2012. Fra og med 2013 innførte NVE en ny rentemodell basert på annen markedsinformasjon enn statsobligasjonsrenten. Endringene har hevet referanserenten betraktelig. Fra og med 2014, endres grensen for minimumsavkastning fra to til null prosent over en femårsperiode. Ny forskrift medfører en mindreavkastning for 2012 på ca. 29 mill kr fordelt på 7 selskap. Etter gammel forskrift ville mindreavkastningen for 2012 vært på ca. 83 mill kr fordelt på 26 selskap.

Siden 2005 har alderen på distribusjons- og regionalnettet vært stabil. Per 2012 var sum av nettanleggenes akkumulerte avskrivningers andel av historisk kost på i overkant av 50 prosent. Det forventes økt investeringsaktivitet fremover. Anslag NVE har gjort på fremtidig investeringsbehov i distribusjons- og regionalnettet ligger på respektive 50-55 mrd kr i perioden 2014-2023 og 16-18 mrd kr i perioden 2012-2021. I tillegg kommer Statnetts investeringer i sentralnettet, som Statnett har anslått til 50-70 mrd kr i perioden 2012-2021. Etter flere år med flat eller negativ utvikling i nettkapitalen, snudde trenden i 2006. Fra 2006 til 2012 ser vi en økning i nettkapitalen på nærmere 23 prosent (eksklusive Statnett). Totale årlige inflasjonsjusterte investeringer har økt fra 4,2 mrd kr i 2004 til 6,6 mrd kr i 2012. Faktiske årlige investeringer i de tre nettnivåene de siste årene har ligget under et årlig snitt av respektive anslag for fremtidig investeringsbehov, men trenden på de årlige investeringene inklusive anlegg under utførelse er positiv på alle nettnivåene.

Drift- og vedlikeholdskostnader (DV-kostnader) utgjør omtrent halvparten av den samlede inntektsrammen for bransjen (eksklusive Statnett). Inflasjonsjusterte DV-kostnader viser en liten økning fra 2004-2011, for så å reduseres betydelig i 2012. Svingninger i 2008, 2011 og 2012 skyldes i all hovedsak store endringer i avsetning til fremtidige pensjonsforpliktelser. Andre driftskostnader (ADK) utgjør den største andelen av bransjens DV-kostnader. I perioden 2008-2012 utgjør kjøp av eksterne tjenester hele 64 prosent av ADK. Totalt er antall årsverk i bransjen redusert noe fra 2004-2012. Dette er ikke tilfelle for Statnett: I forhold til 2004 er antall årsverk nesten doblet i 2012. I motsetning til resten av bransjen har Statnetts DV-kostnader økt betydelig de siste årene. Fra 2005-2012 er den inflasjonsjusterte økningen på 85 prosent. Antall årsverk og DV-kostnader økte med ti prosent fra 2011-2012. I perioden 2008-2012 har Statnetts lønnsnivå per årsverk i snitt ligget 23 prosent over snittet til de 10 øvrige største nettselskapene i bransjen.

Mot slutten av 1990-tallet og begynnelsen av 2000-tallet akkumulerte bransjen en stor mindreinntekt. Denne er gradvis redusert de senere årene. Nettleien har vært høyere enn tillatt inntekt tilsier de siste årene, og i 2012 hadde bransjen (eksklusive Statnett) akkumulert en merinntekt på 3,7 mrd kr. I tillegg kommer Statnetts akkumulerte merinntekt på 3,5 mrd kr. Med utgangspunkt i den historisk høye inntektsrammen for 2013 har nettleieøkningen vært moderat i 2013. Dette tyder på at nettselskapene korrigerer for at de tidligere år har hatt en for høy nettleie. Dette tilsier at den høye akkumulerte merinntekten i 2012 vil reduseres betydelig i 2013.

Tariffstøtten er i regjeringens tilleggsproposisjon til nasjonalbudsjettet foreslått redusert til 30 mill kr, fra å ha ligget på 120 mill kr i 2012 og 2013. Antall selskap som mottar støtte reduseres fra 25 i 2013 til 11 i 2014.

Vertikalintegrerte selskaper med virksomhetsområder som for eksempel nett og kraftomsetning, er lovpålagt å ha et klart skille mellom monopolvirksomheten og den konkurranseutsatte virksomheten. Vi har sammenlignet nettselskapene ut fra om de har høy, middels eller lav andel nettvirksomhet. Våre analyser viser at nettselskapene med høy andel nettvirksomhet er de som har vært mest effektive i DEA-analysene i hele perioden 2005-2012. Mange av disse selskapene er organisert i konsern.

Gjennom flere deler av rapporten ser vi på om det er forskjell i tallene for små og store selskap. Oppsummert ser vi en tendens til at små selskap har høyere DV-kostnader per abonnent, høyere nettapsprosent, høyere KILE og stort sett lavere avkastning enn store selskap. Alle store distribusjonsnettselskap hadde en positiv avkastning i 2012. Blant de små selskapene hadde 50 prosent en negativ avkastning. Det er en klar hovedvekt av små selskap som faller inn under ordningen for mindreavkastning og det er i hovedsak små selskap som kvalifiserer til tariffstøtte. For øvrig er mange av de små selskapene organisert som samvirkeforetak og kommunale foretak.

1 Innledning

Et nettselskap er en konsesjonær som eier overføringsnett eller har ansvar for nettjenester. Nettselskapene rapporterer årlig inn økonomiske og tekniske data i en database kalt eRapp. Rapporteringen er hjemlet i energilovsforskriften og har pågått siden 1993. Både Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) og Statistisk sentralbyrå benytter innrapporterte data ved regulering av nettselskapene, i statistikker, analyser etc.

Formålet med denne rapporten er å vise og beskrive kostnadsutviklingen til nettselskapene, primært i perioden 2004-2012. I 2012 var det 149 nettselskap pluss Statnett. Analysene er stort sett på et overordnet nivå, med fokus på bransjen i sin helhet eller per nettnivå. Med mindre det er spesifisert, vises bransjen uten Statnett. I mange kapitler vises Statnetts utvikling eksplisitt, i noen tilfeller med utgangspunkt i data fra og med 2008. Dette skyldes at data for tidligere år ikke er rapportert etter strukturen som benyttes i eRapp, og derfor er mindre tilgjengelige med tanke på fremstilling i denne rapporten. Gjennom hele rapporten viser vi utviklingen av kostnader og andre parametre fordelt i forhold til geografisk beliggenhet og til tider også ut fra selskapsstørrelse, jf. vedlegg 1. Selskapsstørrelsene er små, mellomstore og store nettselskap, og er definert ut fra antall abonnenter og lengde på distribusjonsnettet.

Med utgangspunkt i kostnadene som inngår i inntektsrammene ser vi på utvikling i kapitalkostnader, herunder utvikling i avkastning, nettkapital, investeringer og nettets alder, drifts- og vedlikeholdskostnader, nettap og KILE. I tillegg ser vi på utvikling i tariffer, tariffstøtten og mer-/mindreinntekt. Til slutt ser vi på hvorvidt et selskaps nettandel har en sammenheng med selskapenes kostnadseffektivitet i de sammenlignende analysene og om utbyttepolitikken har sammenheng med selskapsform.

Ord markert i *kursiv* er nærmere forklart i kapittel 11.

2 Inntektsramme

Inntektsrammen for distribusjons- og regionalnettet varierer mellom 13 og 19 mrd kr i perioden 2007-2014. Nivået på rammen de siste årene er likevel høyere enn nivået de første årene i perioden. Den historisk høye inntektsrammen i 2013 på 19,1 mrd kr skyldes høye kostnader forbundet med uværet Dagmar og høye estimatavvik knyttet til pensjonskostnader i 2011. Grunnet lavere kostnader og et netto negativt estimatavvik i 2012, er varslet inntektsramme for 2014 betydelig lavere enn for 2013, men fortsatt høyere enn nivået på rammen i 2011 og 2012. Statnetts inntektsramme har variert mellom 3 og 4,7 mrd kr i perioden, men har hatt en økende trend.

NVE fastsetter årlig inntekstrammer[1] for nettselskapene i Norge. Rammene danner grunnlaget for overføringstariffene, og varsles 1. desember året før de gjelder og vedtas rundt 1. februar året etter. Rammene baseres på økonomiske og tekniske tall for nettselskapene to år tilbake i tid. Parameterverdier som inflasjon, nettapspris og *referanserente* fastsettes basert på verdier for inntektsrammeåret og estimeres i varselet. Det er i hovedsak disse som endres fra varsel til vedtak.

De samlede inntektsrammene for alle nettselskap, tilsvarer selskapenes samlede kostnader. For det enkelte selskap er imidlertid inntektsrammen ikke lik selskapets egne kostnader, ettersom rammen avhenger av resultater fra *sammenlignende analyser*. Analysene innfører konkurranse mellom selskapene ved fordeling av samlet inntektsramme. Et selskap som fremstår som mer kostnadseffektivt enn et annet tilsvarende selskap vil få en større andel av inntektsrammen. Formålet med denne konkurransen er å gi økonomiske insentiver til kostnadseffektiv drift, utvikling og utnyttelse av nettet. Selskapene får dekket 40 prosent av sine faktiske kostnader, mens 60 prosent avhenger av resultatet fra analysene.

Statnett sitt regionalnett sammenlignes med de andre regionalnettene i landet og får 60 prosent av inntektsrammen fastsatt på bakgrunn av disse analysene. Effektiviteten til Statnetts sentralnettsvirksomhet bestemmes av en sammenlignende analyse foretatt mellom tilsvarende selskap i Europa. Siste europeiske analyse ble ferdigstilt sommeren 2013[2], hvor Statnett fremstod som mer kostnadseffektivt enn gjennomsnittet av alle selskapene som ble analysert.

Under ser vi på utviklingen i inntektsrammene, på alle nettnivå og for Statnett.

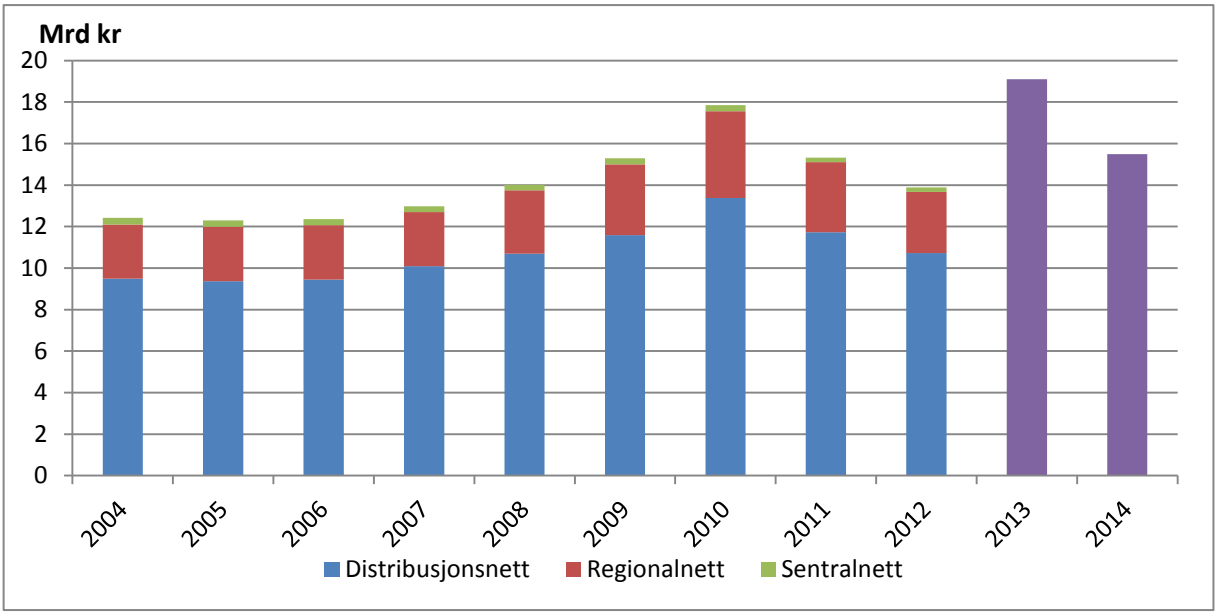
2.1 Utviklingen i inntektsrammer i bransjen

NVE fastsetter én inntektsramme per nettselskap hvert år. Selskap med flere nettnivåer fordeler selv rammen per nettnivå. Figur 1 viser den totale inntektsrammen for bransjen fordelt på nettnivå. Inntektsrammen for 2013 og 2014 er kun vist samlet, ettersom selskapene p.t. ikke har rapportert fordeling av rammen per nettnivå for disse årene. Inntektsrammene for 2013 og 2014 er kun varslede beløp, vedtatt ramme for 2013 vil foreligge rundt 1. februar 2014, og rundt 1. februar 2015 for 2014.

Inntektsrammemodellen for perioden 2002-2006 var basert på inngangsverdier fra regnskapsårene 1996-1999, mens referanserenten ble oppdatert årlig basert på tre års glidende gjennomsnitt av femårige statsobligasjoner tillagt to prosent risikopremie. Reguleringen førte til at de årlige inntektsrammene var relativt stabile i denne perioden. Bakgrunnen for at NVE innførte en ny reguleringsmodell fra 2007 var å styrke investeringsinsentivene. Bransjen sto

[1] Se for eksempel http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Regulering-av-nettselskapene/InntektsrammerNy/ for en forklaring på hvordan nettselskapenes inntektsrammer fastsettes.
[2] Se Frontier Economics, Consentec og Sumicsid (2013): *E3GRID2012 – European TSO Benchmarking Study.*

foran en periode med økte investeringer, og det var nødvendig å bedre kontantstrømmen ved investeringer. Dette ble gjort ved årlige oppdateringer av kostnadsgrunnlag, og fjerning av tidsetterslepet ved investeringer. Sistnevnte ble innført i 2009. Samtidig ble insentivene til kostnadseffektivitet styrket. Modellendringen førte til riktigere inntektsrammer, men førte også til mer volatilitet i nivået fra år til år på grunn av bruken av årlige kostnadsgrunnlag.



Figur 1: Inntektsramme for bransjen eksklusive Statnett fordelt på nettnivå for perioden 2004-2012. På bransjenivå for 2013 og 2014.

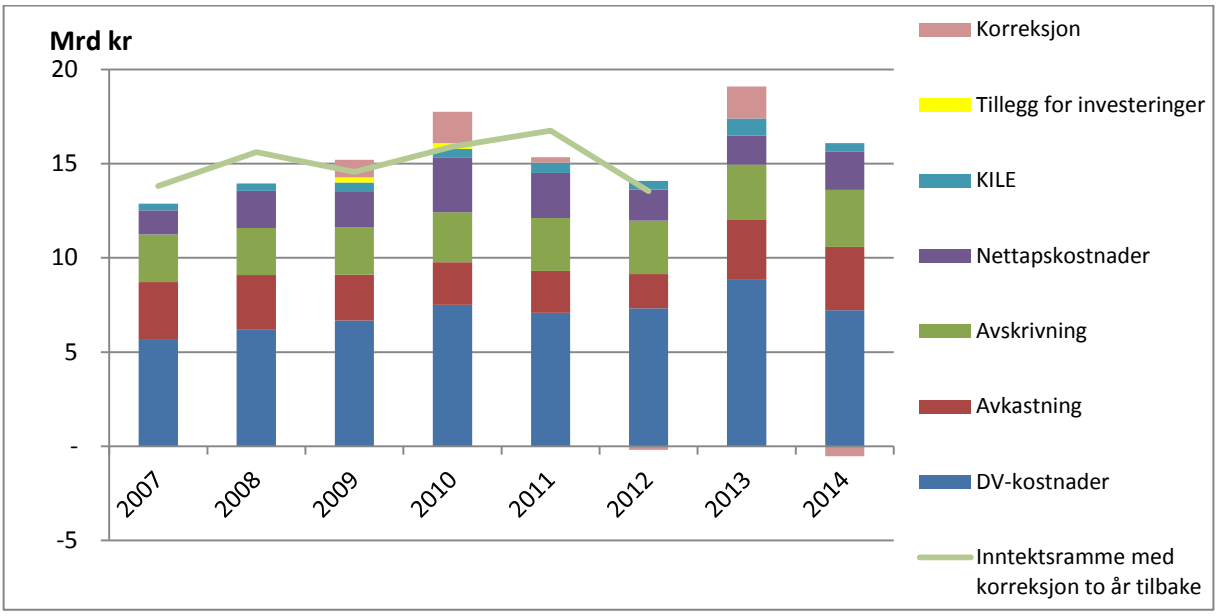
Energilovforskriften[3] § 4-4 b sier at hovedprinsippene for beregningen av inntektsrammen skal revurderes periodevis. Hver periode skal vare minimum fem år. Selv om hovedprinsippet med 40 prosent kostnadsdekning og 60 prosent kostnadsnorm har ligget til grunn siden 2007, har NVE endret flere deler av reguleringsmodellen. I 2009 innførte NVE en korreksjon for avviket mellom faktisk kostnadsgrunnlag og inntektsrammen i det samme året. *Tillegg for investeringer* ble fjernet fra og med 2010, da det ble mulig å hente inn avkastning og avskrivninger gjennom tariffene i det året investeringene faktisk ble i driftsatt. Siden inntektsrammen er basert på tall to år tilbake i tid, vil aldri inntektsrammen være på samme nivå som det faktiske kostnadsgrunnlaget i det året. Inntektsrammen for 2009 ble dermed korrigert for at inntektsrammen for 2007 (basert på 2005-tall) var lavere enn det faktiske kostnadsgrunnlaget i 2007.

Fra og med 2013 ble modellen som beregner referanserenten [4] endret, noe som medførte en økning i renten fra 2012-2013, jf. kapittel 3.1. Alle disse endringene gjør at nivået på inntektsrammen endrer seg fra år til år. I forbindelse med varsel om inntektsramme for 2014 har NVE fått en del innspill på at det er uheldig med store årlige variasjoner i inntektsrammene. NVE vil i løpet av 2014 vurdere muligheten for å justere reguleringen for å redusere svingningene i inntektsrammene over år.

I Figur 2 er inntektsrammen delt inn i de ulike kostnadsgruppene som inngår i rammen. Den viser kun utviklingen i de ulike kostnadene fra og med 2007, ettersom rammene tidligere var basert på kostnader som lå fast i en femårsperiode. Hovedpostene er drift- og vedlikeholdskostnader (DV-kostnader), kapitalkostnader bestående av avskrivninger og

[3] Forskrift om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m., FOR-1990-12-07-959
[4] Kontrollforskriften § 8-3.

avkastning, nettapskostnader og *KILE*. Alle kostnadene er regnskapstall fra to år tilbake i tid. DV-kostnader og KILE prisjusteres med konsumprisindeksen[5] (KPI) for å reflektere kostnadsnivået i inntektsrammeåret, mens det ved beregning av nettapskostnader og avkastning benyttes kraftpris og rente for inntektsrammeåret. Kostnadsgruppene analyseres hver for seg videre i rapporten. Fra 2007-2010 økte rammene fra 12,9 mrd kr til 17,8 mrd kr. Den særskilte økningen i 2010 skyldes i hovedsak en korreksjon for 2008 på 1,7 mrd kr, jf. beskrivelse over. Linjen i Figur 2 viser inntektsrammen dersom korreksjonen inkluderes i rammen to år tilbake, der den egentlig hører hjemme. Når korreksjonen i rammene for 2009 og 2010 inkluderes i rammene for 2007 og 2008 i stedet, ser vi en flatere utvikling i perioden 2007-2010. Etter toppåret 2010 gikk inntektsrammene ned i 2011 og 2012. Sett bort i fra korreksjonen i 2010, skyldes dette i stor grad reduserte nettapskostnader og nedgang i referanserenten. Avkastningen økte betydelig i 2013, hovedsakelig pga. økt referanserente.

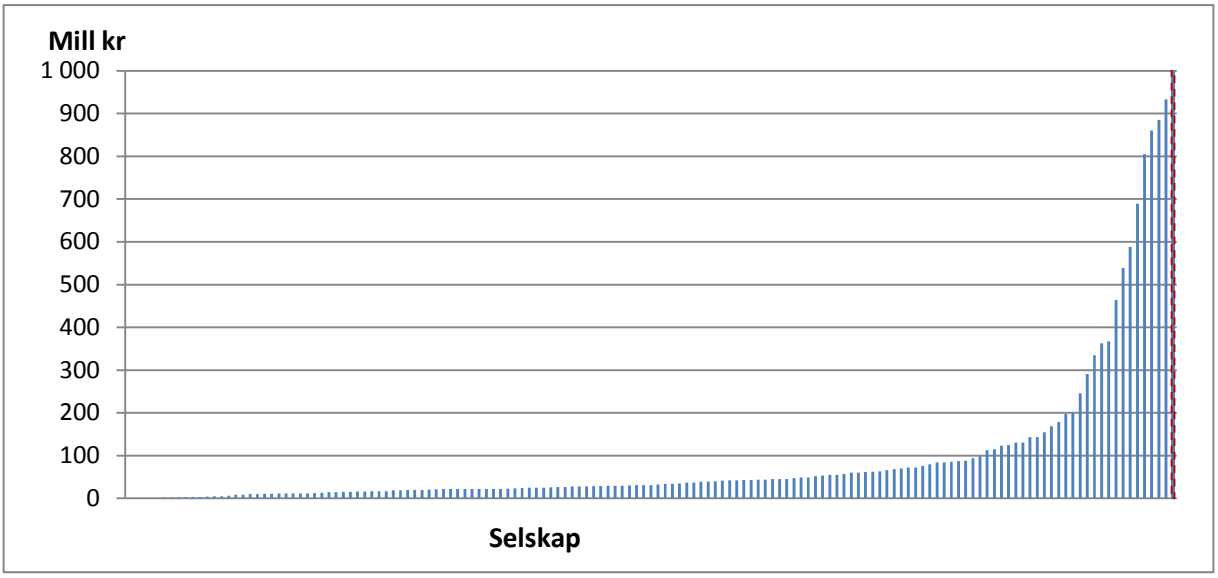


Figur 2: Inntektsramme på bransjenivå inndelt i de ulike kostnadsgruppene for perioden 2007-2014 basert på regnskapstall for perioden 2005-2012.

Varslet inntekstramme for 2013 var på 19,1 mrd kr. Her utgjør korreksjon for avviket mellom estimerte og faktiske kostnader i 2011 også 1,7 mrd kr. Dette skyldes i stor grad uvanlig høye *estimatavvik* for fremtidige pensjonskostnader og merkostnader i forbindelse med uværet Dagmar i 2011. Ettersom kostnadsnivået i 2011 var ekstraordinært høyt, forventer vi at det for 2013 vil oppstå en negativ korreksjon i forbindelse med fastsettelsen av inntektsrammene for 2015. Inntektsrammen for 2014 er varslet til 15,5 mrd kr, en stor nedgang fra 2013, men fortsatt en del høyere enn inntektsrammen i 2012. Nedgangen fra 2013 gjelder i all hovedsak DV-kostnadene, som er redusert pga. en motsatt effekt av pensjonskostnadene enn i 2013. Inntektsrammen for 2014 er i hovedsak høyere enn i 2012 på grunn av økt avkastning.

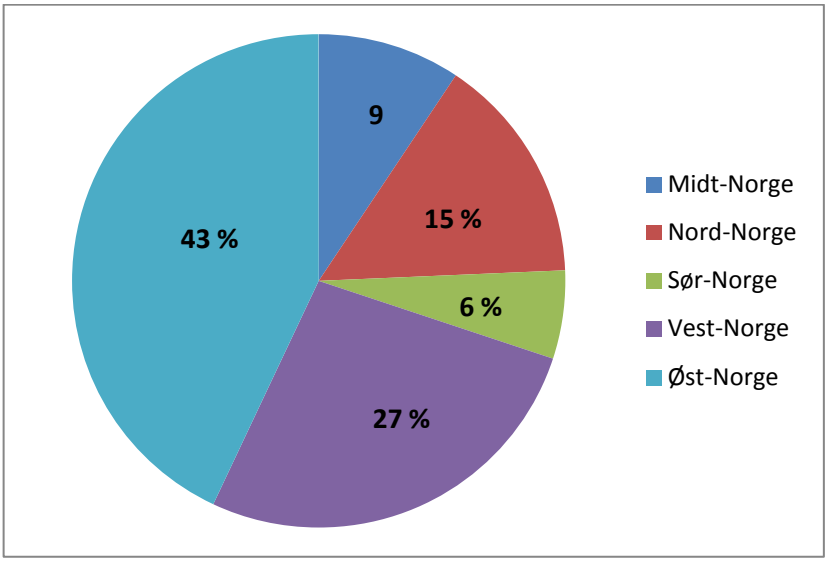
[5] Tabell 03014, ssb.no

Figur 3 viser varslet inntektsramme for 2014 fordelt på hvert enkelt nettselskap. Figuren viser at det er stor spredning i størrelse på inntektsrammen. De minste nettselskapene i Norge, jf. fordelingen i vedlegg 1, har til sammen en andel av inntektsrammen på kun 9 prosent. Til sammenligning er andelen til de 10 største selskapene på 55 prosent. Hele 120 av nettselskapene har en inntektsramme på under 100 mill kr i 2014.



Figur 3: **Varslet inntektsramme for 2014 per selskap. Hafslund Nett AS, markert i stiplet rødt, sin inntektsramme er mer enn dobbelt så stor som for det nest største nettselskapet, og er kuttet i grafen. Hafslund Netts varslede inntektsramme for 2014 er på 2,4 mrd kr.**

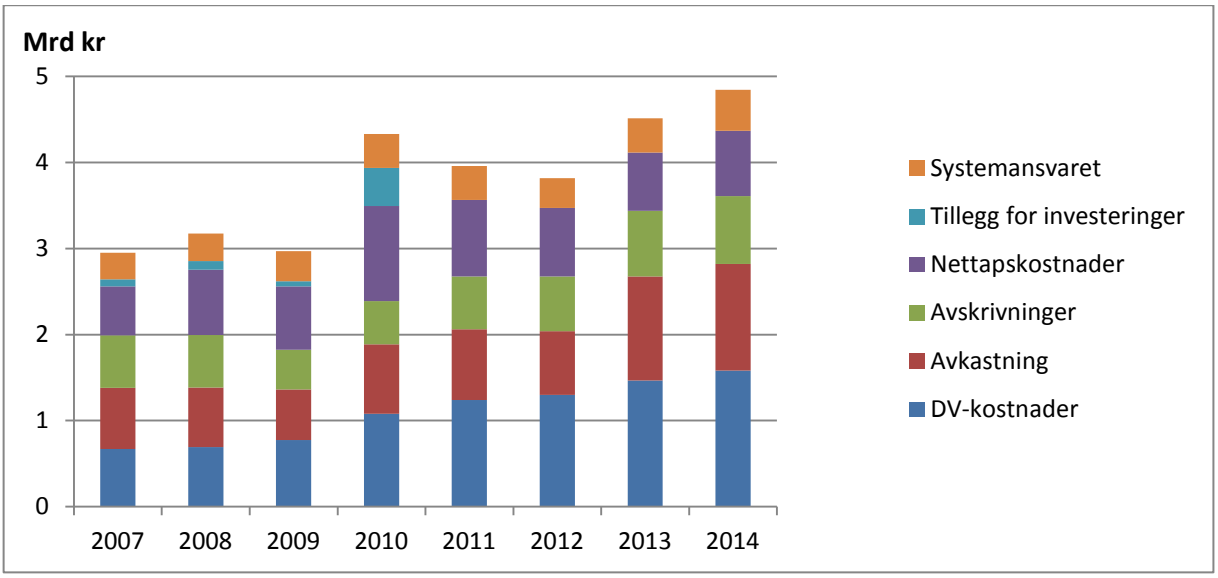
Figur 4 viser total varslet inntektsramme for 2014 fordelt på geografisk område. Nettselskapene i Øst-Norge har en samlet inntektsramme som tilsvarer 43 prosent av total ramme. Sør-Norge er minst med bare seks prosent av bransjens ramme.



Figur 4: Varslet inntektsramme for bransjen i 2014 fordelt på geografisk område.

2.2 Inntektsrammen til Statnett

Beregning av inntektsrammen til Statnett er basert på samme regelverk som for resten av bransjen. Fra og med 2007 fastsettes inntektsrammen til Statnett på årlig basis basert på regnskapstall to år tilbake i tid, på lik linje med andre nettselskap. KILE inngår som en norm i inntektsrammen, basert på 60 prosent av gjennomsnittlig KILE fra 2001-2005. Figur 5 viser inntektsrammen til Statnett fra 2007 delt inn i de ulike kostnadsgruppene. KILE-normen er ikke inkludert siden den er lik i alle år. Her inngår også kostnadene i regionalnettet til Statnett. *Systemansvarskostnadene* reguleres særskilt, men inngår i den samlede inntektsrammen til Statnett.



Figur 5: Inntektsrammen til Statnett fordelt på kostnadsgrupper for perioden 2007-2014, basert på regnskapstall for perioden 2005-2012.

Vi ser at inntektsrammen til Statnett de siste åtte årene har variert mellom tre og ca. fem mrd kr, med en økende trend i perioden. Den høye inntektsrammen i 2010 skyldes i hovedsak aktivering av den undersjøiske kabelen til Nederland (NorNed) og reservekraftanleggene på Nyhamna og Tjeldbergodden i 2008, som begge økte avkastningselementet i inntektsrammen. I tillegg var det høye nettapskostnader i regnskapsåret 2008. I 2011 og 2012 gikk rammen ned sammenlignet med 2010. Dette skyldes i hovedsak den nye ordningen for behandling av kapitalkostnader knyttet til investeringer. Tillegg for investeringer utgjør en merkbar andel av rammen i 2010, mens elementet ikke er med i rammen fra og med 2011, jf. beskrivelse i kapittel 2.1.

I 2013 var den varslede inntektsrammen på 4,5 mrd kr, den høyeste i perioden til da. Inntektsrammen for 2014 er varslet til ca. 5 mrd kr, enda høyere enn i 2013. Alle elementene i inntektsrammen har økt litt fra 2013-2014. Den betydelige økningen i avkastningen fra 2012-2013 skyldes en høyere referanserente. Videre er det verdt å merke seg at DV-kostnadene, som mer enn doblet seg i kostnadsgrunnlaget for 2007-2013, har økt ytterligere i 2014. Dette vil gjennomgås i mer detalj i kapittel 5.1.

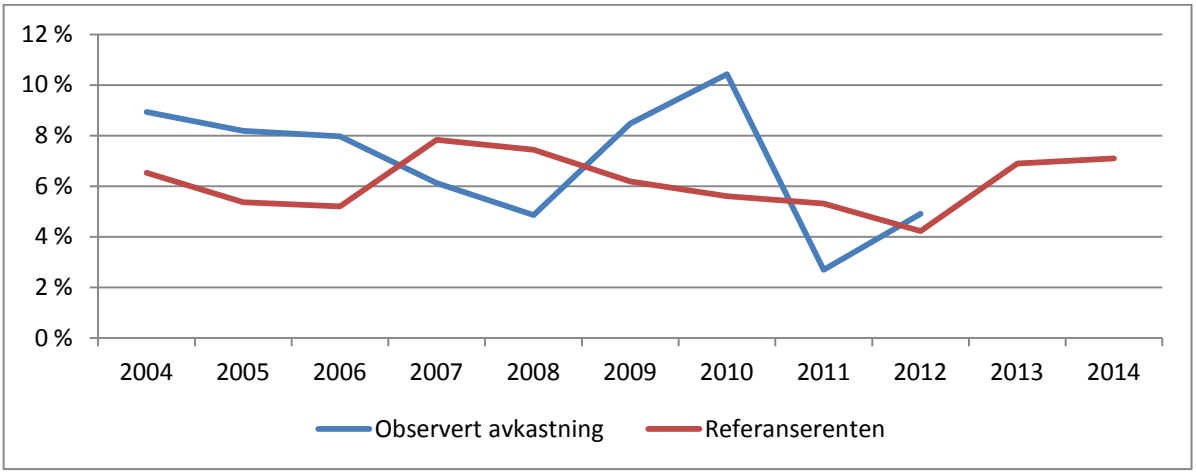
3 Avkastning

Referanserenten ble etter finanskrisen i 2008 gradvis redusert frem til og med 2012 som følge av en stadig lavere statsobligasjonsrente. Fra og med 2013 innførte NVE en ny rentemodell basert på annen markedsinformasjon enn statsobligasjonsrenten, og avkastningen forventes tilbake på nivået i 2008. Fra og med 1. januar 2014 er grensen for mindreavkastning redusert fra to til null prosent. Ny forskrift medfører en mindreavkastning for 2012 på ca. 29 mill kr fordelt på 7 selskap. Etter gammel forskrift ville mindreavkastningen for 2012 vært på ca. 83 mill kr fordelt på 26 selskap.

Nettselskapenes avkastning er regulert ved at selskapene samlet får en avkastning lik referanserenten, som er bestemt i kontrollforskriften[6] § 8-3. Alle selskap er også sikret en gjennomsnittlig minimumsavkastning på to prosent over en femårsperiode. Grensen vil imidlertid bli endret til null prosent fra 2014. Under ser vi på utviklingen i observert avkastning, referanserenten og minimumsavkastning med grense på både to og null prosent.

3.1 Observert avkastning og referanserenten

Figur 6 viser utviklingen i avkastning for nettselskapene i bransjen. Bransjens samlede driftsresultat er delt på det samlede *avkastningsgrunnlaget* slik at vi får et vektet gjennomsnitt. I årene 2004-2006 var avkastningen to til tre prosent høyere enn referanserenten. I reguleringsperioden 2002-2006 var kostnadsgrunnlaget benyttet i inntektsrammene uavhengig av de faktiske kostnadene selskapene hadde det enkelte år. Hafslund Nett AS og flere av de store selskapene hadde høy avkastning i denne perioden. I tillegg var det en egen KILE-regulering som ikke inngikk i inntektsrammene for årene 2002-2006, som de fleste selskapene gikk i overskudd på. Mesteparten av dette overskuddet ble inntektsført i 2006, men noe ble også ført i 2004 og 2005. Til sammen utgjorde overskuddet 2,6 mrd kr i denne reguleringsperioden. Fra og med 2007 er den observerte avkastningen volatil og viser liten sammenheng med referanserenten. Dette skyldes avviket mellom kostnadene som inngår i inntekstrammen og de faktiske kostnadene til selskapene. Som vist i kapittel 2.1, korrigerer NVE for denne differansen i inntektsrammene slik at bransjen sikres en avkastning lik referanserenten.



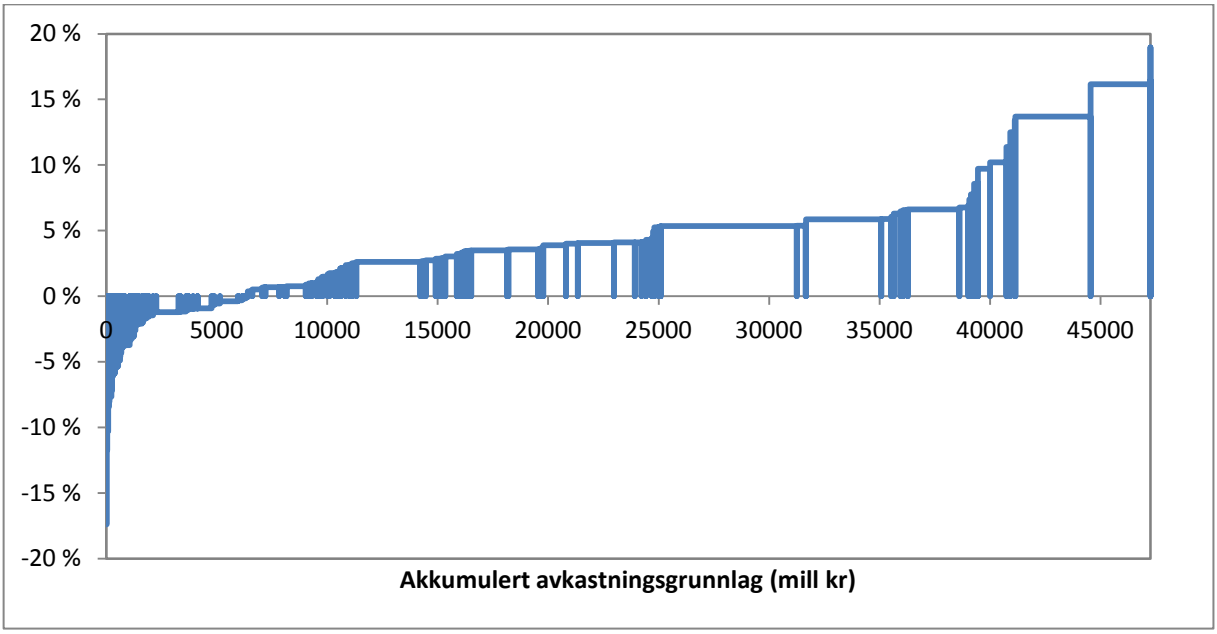
Figur 6: Vektet avkastning i bransjen sammenlignet med NVEs referanserente.

Referanserenten har ligget på mellom fem og åtte prosent i perioden 2004-2011. Den ble gradvis redusert fra 2007, og i 2012 lå den på 4,2 prosent. NVE samlet i årene 2009-2011 inn informasjon om lånekostnadene til selskapene for å sammenligne disse med gjeldskostnaden

[6] Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer, FOR-1999-03-11-302.

som inngår i referanserenten. Sammenligningen viste at lånekostnadene økte gradvis i perioden, og fra 2010 var den høyere enn den estimerte kostnaden til gjeld ved beregning av referanserenten. I 2012 gjennomførte NVE en forskriftsendring av referanserenten som i større grad er tilpasset de faktiske forholdene i finansmarkedene. Den nye rentemodellen trådte i kraft fra og med 1. januar 2013, og NVE har per november 2013 varslet en rente på 6,9 prosent for 2013 og 7,1 prosent for 2014.

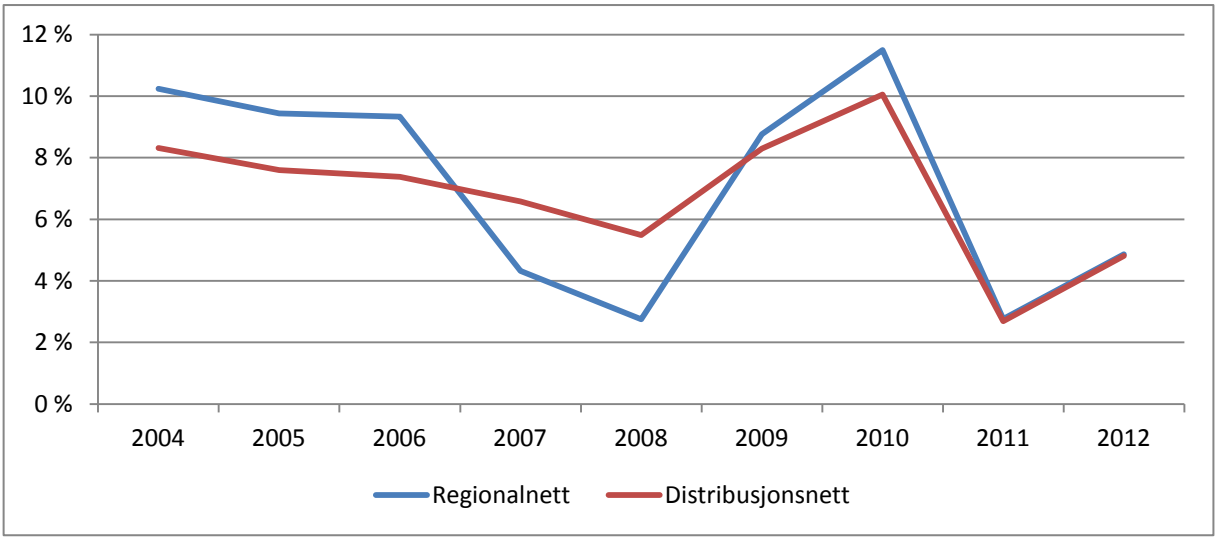
Avkastningen varierer betydelig fra selskap til selskap. Figur 7 viser faktisk avkastning på nettvirksomheten per nettselskap i 2012 i stigende rekkefølge[7]. Selskapenes andel av totalt avkastningsgrunnlag er vist ved søylebredde. Mange av nettselskapene har en avkastning som ligger under referanserenten dette året, men det vektede gjennomsnittet av selskapenes avkastning ligger rett under fem prosent, jf. Figur 7. At den faktiske gjennomsnittlige avkastningen ligger over referanserenten skyldes i hovedsak den store merinntekten tatt inn av bransjen i 2012, jf. kapittel 9. 53 selskap hadde likevel en negativ avkastning i 2012. I 2011 hadde 40 selskap en negativ avkastning. Antall selskap med lavere avkastning enn minus to prosent er det samme de to årene, men selskap med en avkastning på mellom null og minus to er mer enn doblet fra 2011 til 2012. Selskapene med lavere avkastning enn minus ti prosent er Tydal Kommunale Energiverk KF, Rollag Elektrisitetsverk SA og Rissa Kraftlag BA. Store nettselskap som Skagerak Nett AS og BKK Nett AS, som begge hadde negativ avkastning på rundt fem prosent i 2011, har i 2012 økt avkastningen til respektive 14 og 16 prosent. I 2011 bidro høye estimatavvik (ved beregning av fremtidige pensjonsforpliktelser) ført mot egenkapitalen hos de to selskapene sterkt til den negative avkastningen. I 2012 var estimatavvikene enda større for de to selskapene, men med motsatt fortegn.



Figur 7: Faktisk avkastning på nettvirksomheten per selskap i 2012 i stigende rekkefølge. Selskapenes andel av totalt avkastningsgrunnlag er vist ved søylebredde.

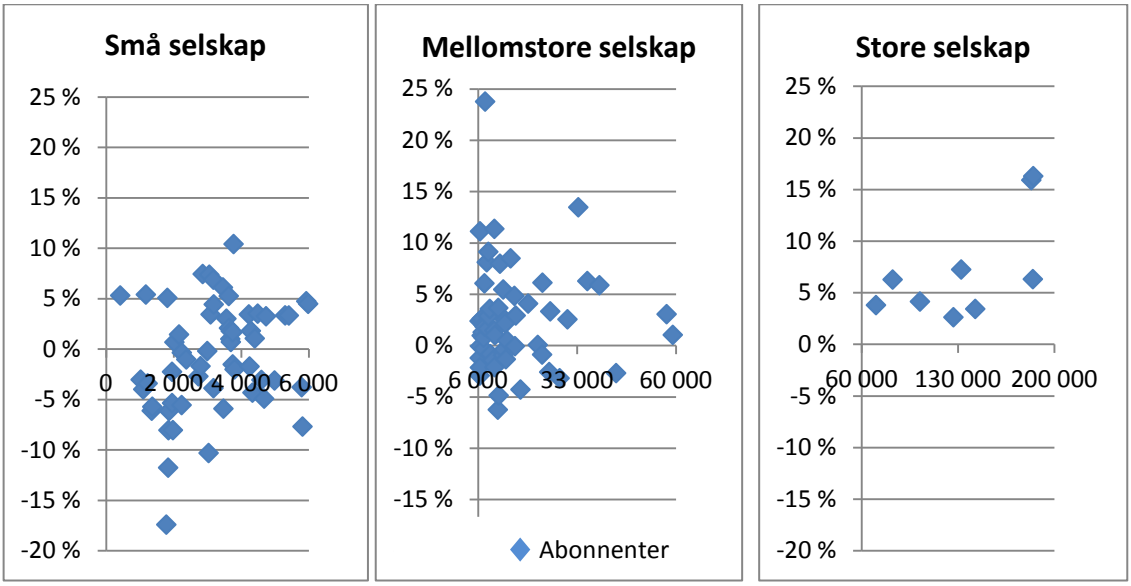
[7] Selskapene Otra Kraft DA, Elkem Bjølvefossen AS, Driva Kraftverk, Aktieselskapet Saudefaldene og Vinstra Kraftselskap DA er fjernet fra analysen da de hadde unormalt høy eller lav avkastning. Totalt er 144 selskap med i figuren. Statnett er ikke med.

Figur 8 viser at faktisk avkastning i distribusjons- og regionalnettet følger hverandre, men at avkastningen i perioden 2006-2011 varierer mindre i distribusjonsnettet enn i regionalnettet.



Figur 8: Vektet faktisk avkastning i distribusjons- og regionalnettet.

I den vektede avkastningen for bransjen vektlegges de store selskapene. Figur 9 viser faktisk avkastning i distribusjonsnettet per selskap i forhold til selskapsstørrelse i 2012. Hafslund AS med 562 000 abonnenter er ikke vist i figuren, men hadde en avkastning i distribusjonsnettet på 4,6 prosent. Samtlige store selskap hadde en positiv avkastning i distribusjonsnettet i 2012. Blant de små selskapene hadde halvparten en negativ avkastning. 14 av disse hadde en avkastning lavere enn minus fem prosent. Blant de 14 selskapene er det fem samvirkeforetak (SA) og tre kommunale foretak (KF), øvrige seks er aksjeselskap. Samlet utgjør SA og KF i underkant av 20 prosent av utvalget i denne rapporten. Blant de mellomstore selskapene hadde 33 prosent en negativ avkastning. Kun ett hadde en avkastning lavere enn minus fem prosent.



Figur 9: Avkastning per selskap i distribusjonsnettet i 2012 i forhold til antall abonnenter.

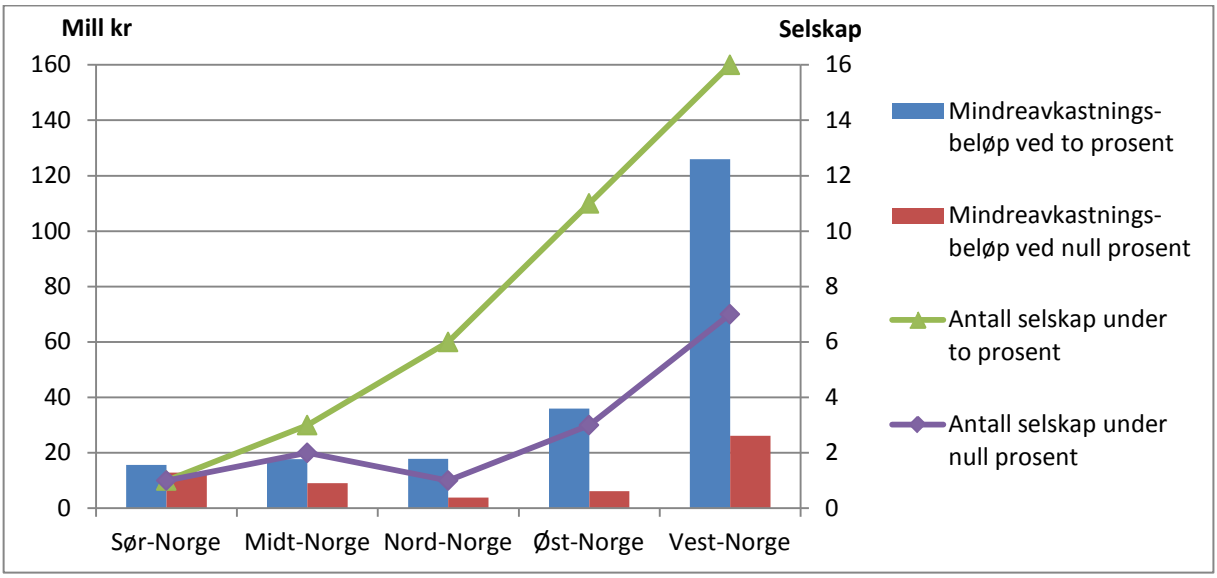
3.2 Minimumsavkastning

Nettselskapene skal sikres en minimumsavkastning, jf. energilovforskriften § 4-4. Videre skal oppnådd avkastning ikke være urimelig høy. NVE ivaretar energilovforskriftens bestemmelse om *mer- eller mindreavkastning* gjennom en fastsatt grense for minimumsavkastning spesifisert i kontrollforskriften § 7-6 første ledd. Frem til og med 2013 sier bestemmelsen at minimumsavkastningen skal være to prosent beregnet som et gjennomsnitt over de siste fem år. Ny § 7-6 første ledd trådde i kraft fra 1. januar 2014:

> *Norges vassdrags- og energidirektorat kan ved enkeltvedtak fastsette mer- eller mindreavkastning for nettvirksomheten. Meravkastning er urimelig høy avkastning, jf. energilovforskriften § 4-4 bokstav b. Mindreavkastning er negativ differanse mellom nettselskapets avkastning fratrukket den minimumsavkastning som fastsettes av Norges vassdrags- og energidirektorat. Minimumsavkastningen er 0 prosent beregnet over de siste 5 år.*

I gjeldende regulering er det ikke fastsatt noen eksplisitt øvre grense for meravkastning.

I skrivende stund er ikke vedtak for mindreavkastning for 2012 klart[8]. På bakgrunn av forskriftsendringen har vi imidlertid gjort en foreløpig beregning av det samlede mindreavkastningsbeløpet for de siste fem år, dvs. 2008 til 2012. Beregningene viser at mindreavkastingsbeløpet ville ha blitt redusert fra 213 mill kr til 58 mill kr. Samtidig ville antall selskap berørt av minimumsavkastning blitt redusert fra 37 til 14 selskap. I Figur 10 viser vi samlet mindreavkastningsbeløp for perioden 2008-2012 fordelt per landsdel og illustrerer hva summen ville ha vært ved ulik prosentsats for minimumsavkastningen. Videre viser vi antall selskaper som berøres ved de ulike prosentsatsene. Vi ser at spesielt for Vest- og Øst-Norge vil forskriftsendringen få en stor innvirkning både på totalt mindreavkastningsbeløp og på antall selskap.



Figur 10: Samlet mindreavkastningsbeløp og antall selskap berørt av mindreavkastning for perioden 2008-2012 per landsdel. Grafen viser resultat med grense for minimumsavkastning på to og null prosent.

Basert på foreløpige beregninger for vedtak om mindreavkastning for 2012 ser vi en reduksjon av både samlet avkastningsbeløp og av antall selskap som vil motta mindreavkastning dersom forskriftens endres. 26 selskap vil motta totalt ca. 83 mill kr i mindreavkastning etter dagens

[8] Vedtak kan forventes i januar 2014.

forskrift, men bare 7 selskap vil motta totalt ca. 30 mill kr i mindreavkastning etter foreslått forskriftsendring med grense for minimumsavkastning på null prosent. Av de 83 mill kr utgjør SFE Nett AS 22 mill kr. Dette skyldes i all hovedsak betydelig beløp rapportert på estimatavvik ført mot egenkapital i 2011. Med en grense på null prosent ville SFE Nett AS ikke fått mindreavkastning. Av de 26 selskapene som mottar mindreavkastning etter dagens forskrift er 22 definert som små selskap, og i overkant av en tredjedel er organisert som et samvirkeforetak eller kommunalt foretak.

4 Nettkapital og investeringer

I 2012 var bransjens totale nettkapital på 64,1 mrd kr. Av dette utgjorde distribusjonsnettet 54 prosent, regionalnettet 19 prosent, Statnetts sentralnett 26 prosent og øvrig sentralnett én prosent. I perioden 2000-2005 var utviklingen i nettkapitalen til bransjen avtakende eller flat, men fra og med 2006 har den vært økende. I 2012 ble det investert totalt 6,6 mrd kr i nettet, hvorav 60 prosent var i distribusjonsnettet. Investeringene de siste årene har ligget 50-55 prosent høyere enn i perioden 2004-2007. Faktiske årlige investeringer ligger fortsatt under et årlig snitt av anslagene for fremtidige investeringsbehov i de tre nettnivåene, men trenden i årlige investeringer er økende.

Anslag gjort av NVE tilsier at investeringsbehovet er 50-55 mrd [9] kr i distribusjonsnettet for perioden 2014-2023 og 16-18 mrd [10] kr i regionalnettet for perioden 2012-2021. Faktiske årlige investeringer i de to nettnivåene ligger fortsatt under et årlig snitt av anslagene for de fremtidige investeringsbehovene, men trenden i de årlige investeringene er økende. Alderen på distribusjons- og regionalnettet har vært stabil de siste årene, og i 2012 var akkumulerte avskrivningers andel av historisk kostnad i de to nettnivåene på respektive 50 og 53 prosent.

Statnetts investeringsplaner for sentralnettet er 50-70 mrd kr for perioden 2012-2021. Faktiske årlige investeringer i sentralnettett har ligget betydelig under årlig snitt av anslaget for fremtidig investeringsbehov. Ser man årlige investeringer i sentralnettet i sammenheng med utviklingen i bokført verdi av *anlegg under utførelse* er investeringstrenden økende også på dette nettnivået.

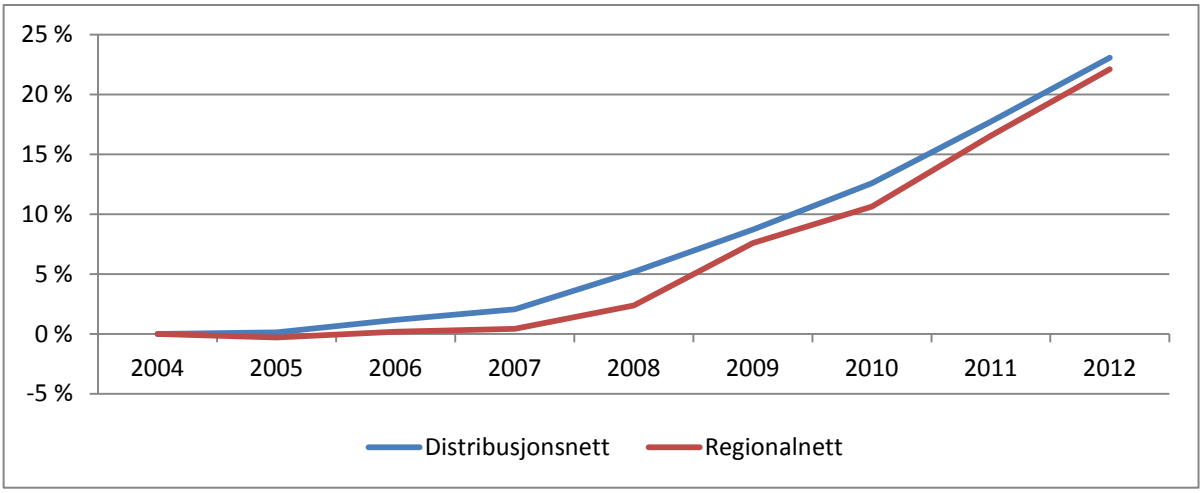
Ved beregning av avkastningselementet i nettselskapenes inntektsrammer benyttes selskapenes avkastningsgrunnlag og referanserenten. Nettkapitalen endres som følge av årlige investeringer, avskrivninger og nedskrivninger. Under ser vi mer detaljert på utviklingen i nettkapitalen og bransjens inflasjonsjusterte investeringer per nettnivå. Videre ser vi på utviklingen i linje- og kabellengder i nettet. Avslutningsvis ser vi på nettets alder.

4.1 Nettkapital og investeringer i distribusjons- og regionalnett

I perioden 2000-2005 var utviklingen i nettkapitalen til bransjen avtakende eller flat, men fra og med 2006 har den vært økende.

Med utgangspunkt i 2004 viser Figur 11 prosentvis endring i distribusjons- og regionalnettets nettkapital. Nettkapitalen økte med henholdsvis 23 og 22 prosent i perioden 2004-2012. De største økningene skjedde i årene 2011 og 2012. Endringen de siste årene skyldes i økende grad reinvesteringer, men det er fortsatt nyinvesteringer (inkludert anleggsbidrag) som er årsak til majoriteten av veksten.

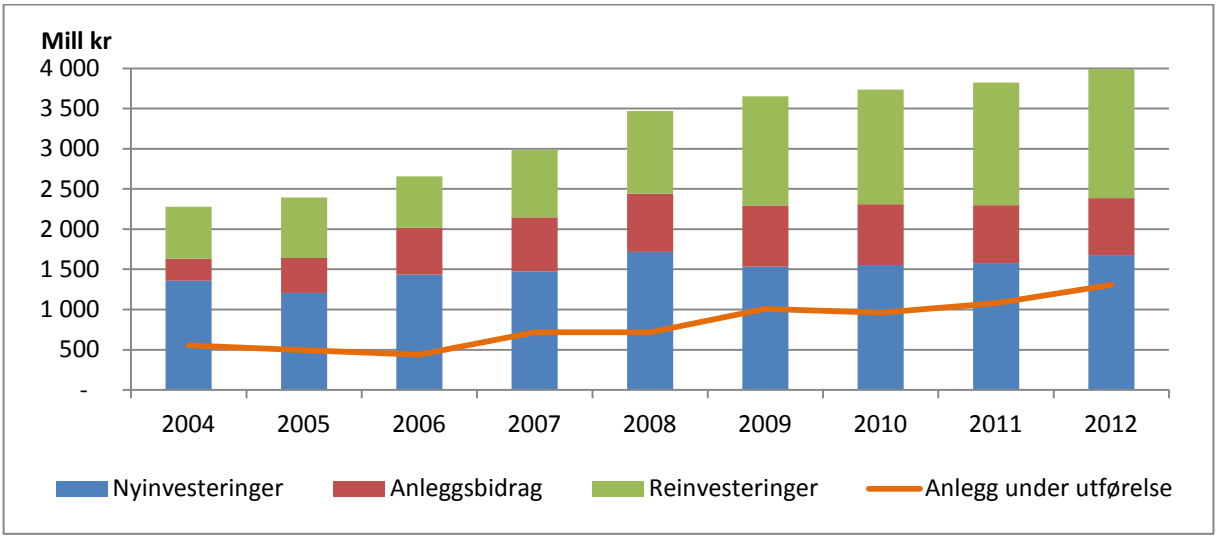
[9] Anslag per november 2013, basert på innrapporterte tall fra et utvalg nettselskap. Tidligere anslag indikerte 30-50 mrd kr.
[10] NVE-rapport 2013:6.



Figur 11: Prosentvis utvikling i nettkapital i distribusjons- og regionalnettet med utgangspunkt i 2004 (løpende kr).

Nettkapitalen inkluderer ikke nettselskapenes anlegg under utførelse. I distribusjonsnettet har denne anleggsmassen i perioden 2004-2012 hatt en størrelse tilsvarende 1,5 til 3,8 prosent av nettkapitalen. I regionalnettet har anlegg under utførelse tilsvart mellom 2,2 og 7,5 prosent. Trenden har vært økende i begge nettnivåene. Per 31. desember 2012 var sum anlegg under utførelse i distribusjons- og regionalnettet på respektive 1,3 mrd kr og 0,7 mrd kr.

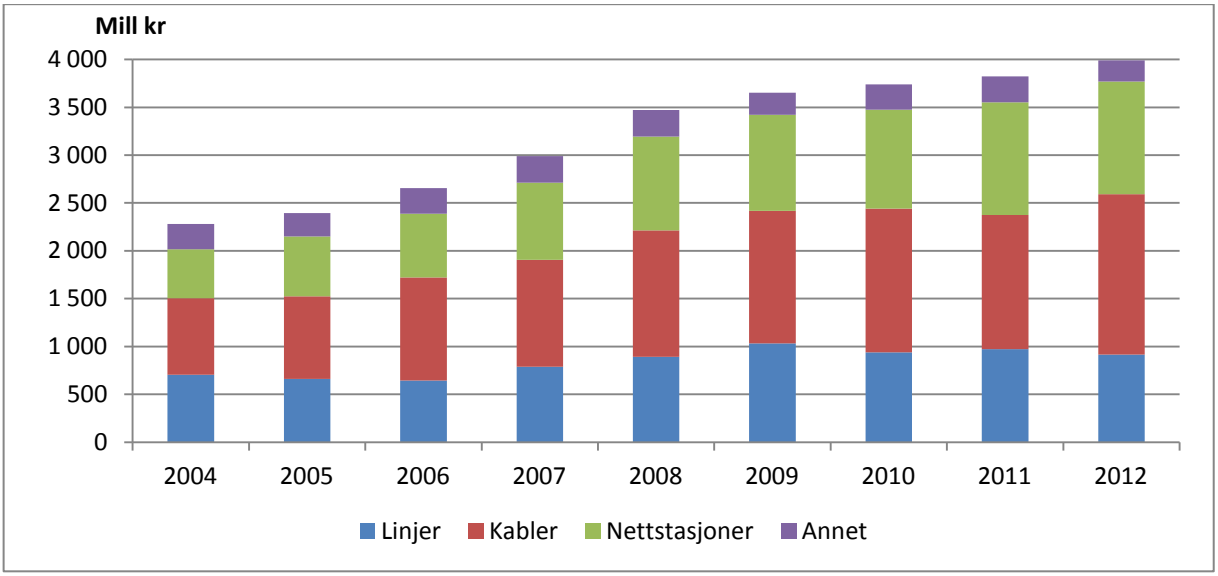
Figur 12 viser utviklingen i inflasjonsjusterte nettinvesteringer[11] fordelt på ny- og reinvesteringer og anleggsbidrag i distribusjonsnettet. Anleggsbidrag er også å anse som nyinvesteringer i nettet. Videre viser figuren utviklingen i bokført verdi av anlegg under utførelse, som har hatt en jevn økning i perioden. Sammenlignet med 2004, er de totale investeringene 75 prosent høyere i 2012. Mye av økningen skyldes økte reinvesteringer; fra 646 mill kr i 2004 til 1 605 mill kr i 2012, dvs. tilnærmet samme nivå som egenfinansierte nyinvesteringer. Sum årlige nyinvesteringer er 23 prosent høyere i 2012 enn i 2004. De bidragsfinansierte nyinvesteringene har siden 2007 ligget stabilt på rundt 700 mill kr per år. Årlige investeringer i distribusjonsnettet de siste årene ligger under et årlig gjennomsnitt av anslått fremtidige investeringsbehov på ca. fem mrd kr per år i perioden 2014-2023.



Figur 12: Investeringer i distribusjonsnett fordelt på ny- og reinvesteringer, anleggsbidrag og anlegg under utførelse (KPI-justert).

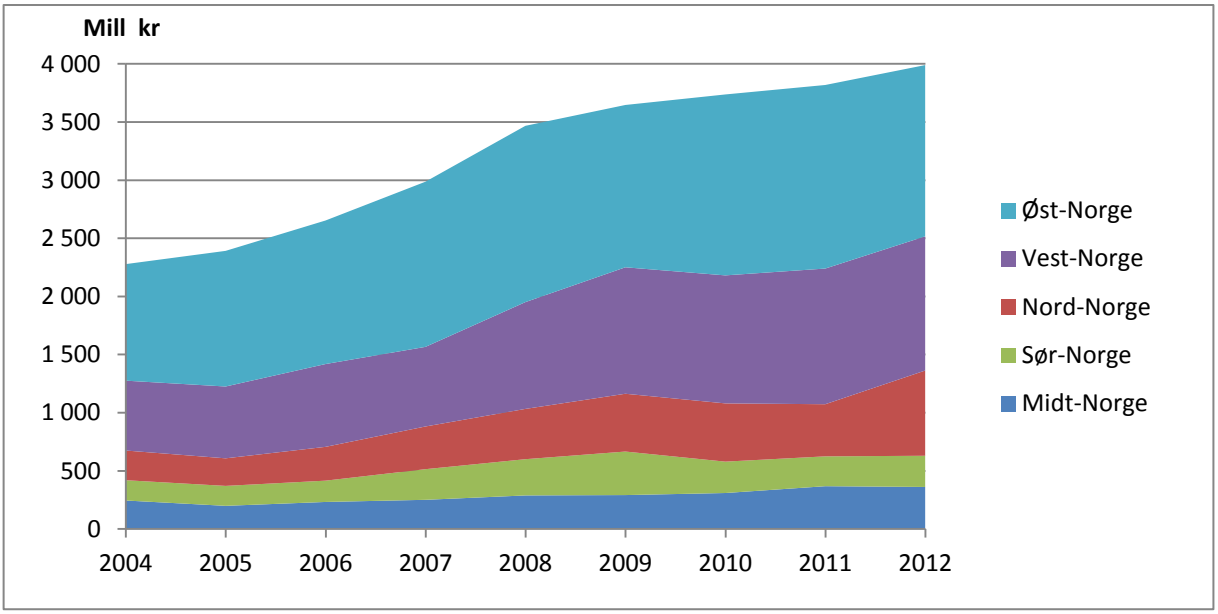
[11] Investeringene i denne rapporten er KPI-justert, se konsumprisindeksen tabell 03014 hos ssb.no.

Figur 13 viser de samme investeringene i distribusjonsnettet, men fordelt på anleggsgruppene linjer (høy- og lavspent), kabler (jord og sjø), nettstasjoner og annet (inklusive målere). I hele perioden 2004-2012 har investeringer i kabler vært høyere enn investeringer i linjer. Investeringene i kabler har gått fra å være på samme nivå som linjer i 2004 til å være nesten dobbelt så store i 2012. I sum har investeringer i linjer og kabler utgjort ca. to tredjedeler av totale årlige investeringer i distribusjonsnettet, men det er investeringer i nettstasjoner som i prosent har økt mest fra år til år. Generelt har nettstasjoner en kortere avskrivningstid enn linjer og kabler, og må derfor fornyes hyppigere. Fra 2011 til 2012 er det likevel bare investeringer i kabler som har økt. Investeringer i gruppen annet har ligget stabilt på rundt 250 mill kr per år, hvorav målere har utgjort 80-90 prosent av investeringene i denne gruppen de siste fire årene. Investeringer i annet var på sitt laveste i 2012 med 220 mill kr.



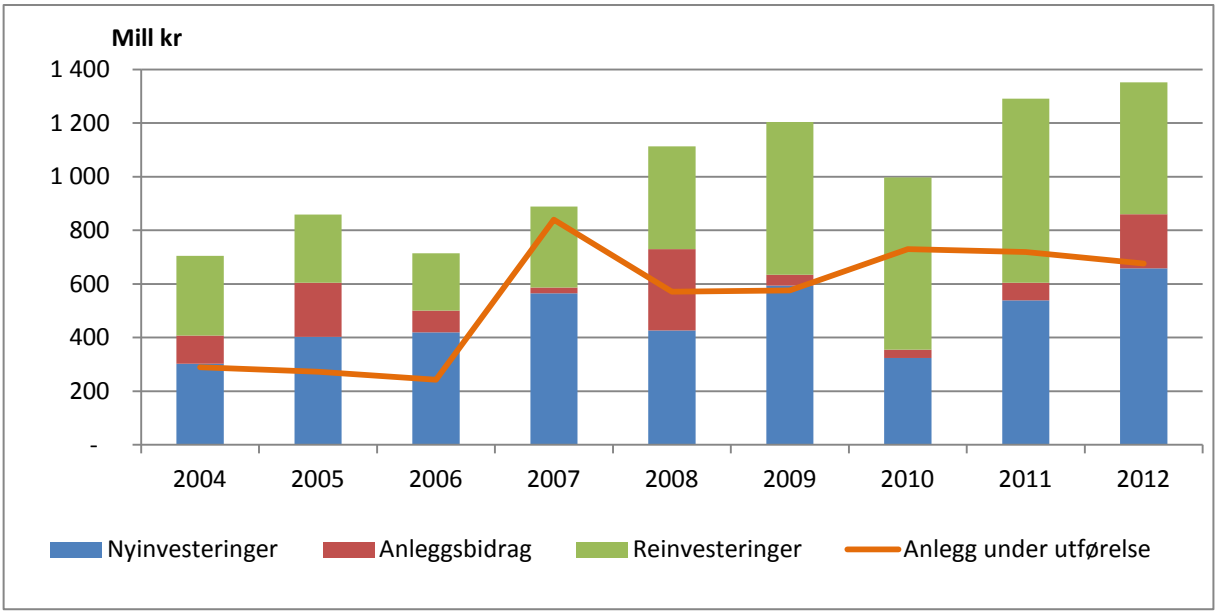
Figur 13: Investeringer i distribusjonsnettet på komponentnivå (KPI-justert).

Figur 14 viser i hvilke deler av Norge det er investert mest i distribusjonsnettet i perioden 2004-2012. Fra å investere én mrd kr i 2004 har selskap i Øst-Norge årlig investert rundt 1,5 mrd kr i perioden 2008-2012. Totalt har det i denne landsdelen blitt investert 12,3 mrd kr i hele perioden. Til sammenligning har selskap i Vest-Norge investert 8 mrd kr, med en tydeligere vekst i de årlige investeringene; fra 600-700 mill kr de første årene til nesten en dobling i 2012. I de øvrige tre landsdelene har det til sammen blitt investert 8,6 mrd kr i perioden. Fra 2004 til 2012 har Midt- og Sør-Norge relativt sett økt de årlige investeringene like mye som Øst-Norge. Nord-Norge har hatt en betydelig sterkere vekst i sine årlige investeringer, og i løpet av de siste fire årene har de nordnorske selskapene investert totalt 2,2 mrd kr. Størrelsen på de ulike landsdelenes investeringer i distribusjonsnettet må sees i sammenheng med størrelsen på landsdelenes nettanlegg og abonnenter, jf. kapittel 4.3 og vedlegg 1. I 2012 hadde for eksempel både Midt- og Sør-Norge henholdsvis elleve og seks prosent av bransjens distribusjonsnett, for både nettlengde og nettstasjoner. Videre hadde de to landsdelene samlet bare 16 prosent av alle abonnentene i distribusjonsnettet.



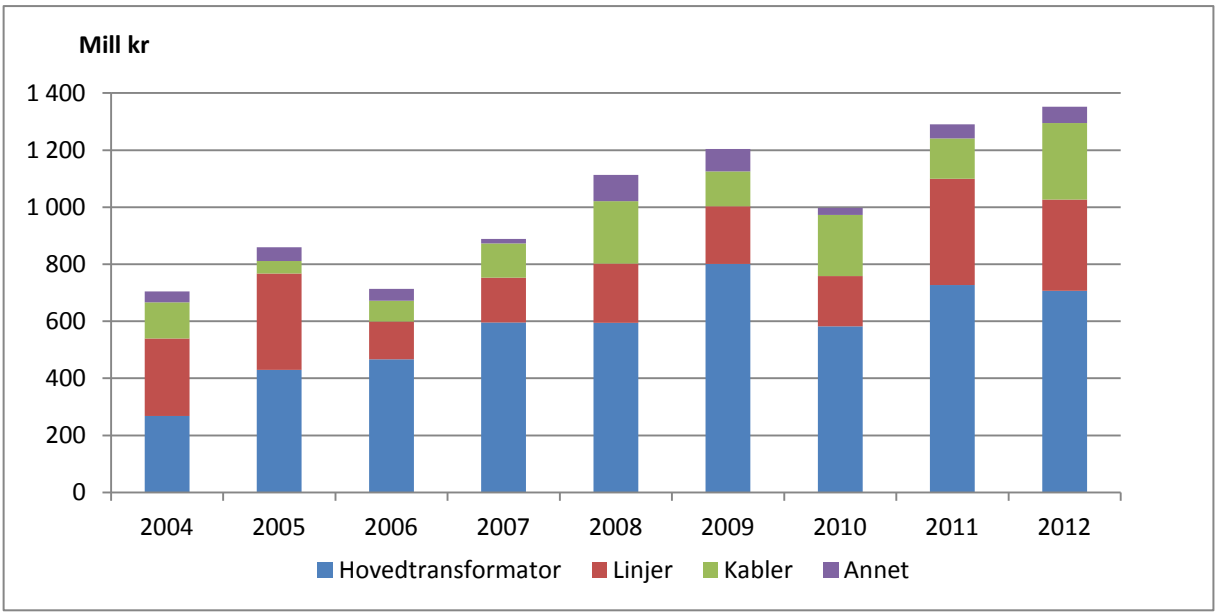
Figur 14: Investeringer i distribusjonsnettet per landsdel (KPI-justert).

Investeringer i regionalnettet (inkludert Statnett) varierer mer fra år til år enn i distribusjonsnettet, men trenden har likevel vært at det årlige investeringsnivået har økt i perioden 2004-2012, jf. fFigur 15. Fra 2004 til 2012 har årlige investeringer nesten doblet seg. Den mer ujevne utviklingen kan forklares med at investeringsprosjektene i regionalnettet er færre og større, og kan gå over flere år før de aktiveres. I distribusjonsnettet er investeringsprosjektene stort sett mindre omfattende og raskere å ferdigstille. Linjen i Figur 15 viser nivået på anlegg under utførelse i perioden. I 2007 og 2010 ser vi en tydelig økning i anlegg under utførelse. Sannsynligvis er dette noe av årsaken til økte aktiverte investeringer i de påfølgende årene 2008 og 2011. Frem til og med 2011 har reinvesteringenes andel av totale investeringer økt mest. Dette er ikke tilfelle i 2012; reinvesteringene er nesten 30 prosent lavere enn i 2011. Mye av nedgangen skyldes mindre reinvesteringer utført av Lofotkraft AS: Selskapet reduserte sin andel av bransjens reinvesteringer fra 20 prosent i 2011 til 9 prosent i 2012. Bransjens egenfinansierte nyinvesteringer økte med 120 mill kr, eller ca. 20 prosent, fra 2011 til 2012. Oppgangen skyldes i stor grad SKL Nett AS sin økning i linjer og transformatorer. Videre er nyinvesteringer finansiert med anleggsbidrag spesielt høyt i 2012. Dette skyldes hovedsakelig Troms Kraft Nett AS, som mottok 144 mill kr i anleggsbidrag for å bygge linjer, sjøkabler og transformatorer. Totalt er sum investeringer i regionalnettet i 2012 fem prosent høyere enn i 2011. Nivået på de årlige investeringene i regionalnettet ligger under årlig gjennomsnitt av det anslåtte fremtidige investeringsbehovet på 1,6 mrd kr og1,8 mrd kr per år.



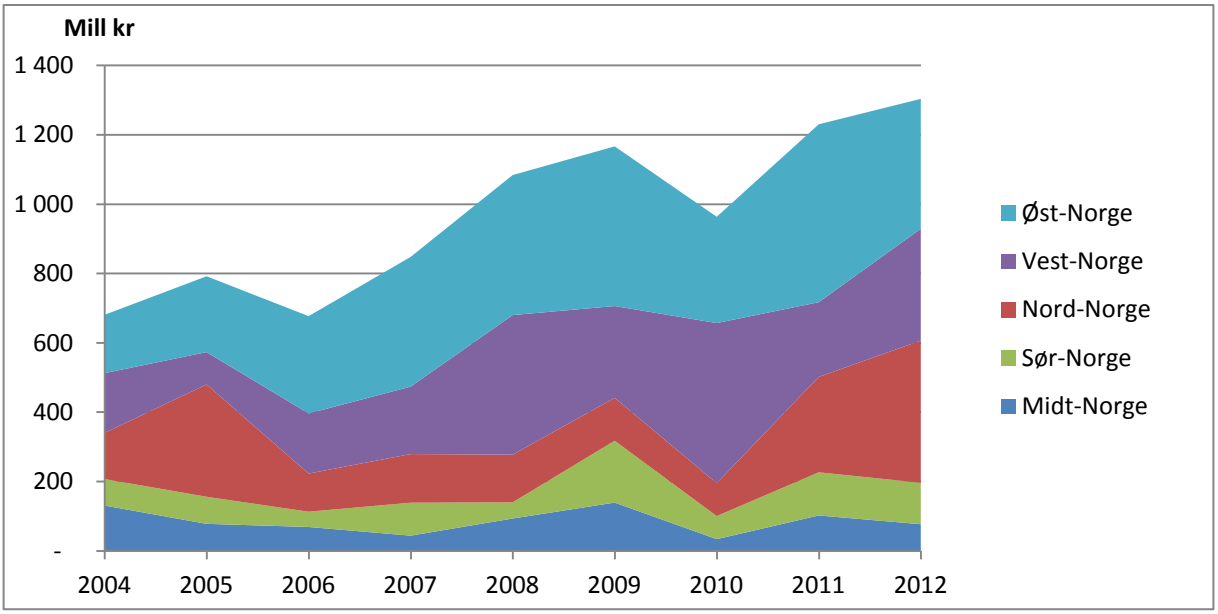
Figur 15: Investeringer i regionalnettet (inkludert Statnett) fordelt på ny- og reinvesteringer og anleggsbidrag og anlegg under utførelse (KPI-justert).

I regionalnettet har investeringer i transformatorer utgjort mye av totale investeringer, jf. Figur 16. Investeringene i linjer og kabler har variert betydelig fra år til år, med klart høyest investering de to siste årene. Investeringer i anleggsgruppen annet utgjør i snitt fem prosent av totale årlige investeringer i regionalnettet, og inkluderer alt fra bygg til brytere.



Figur 16: Investeringer i regionalnett (inkludert Statnett) på komponentnivå (KPI-justert).

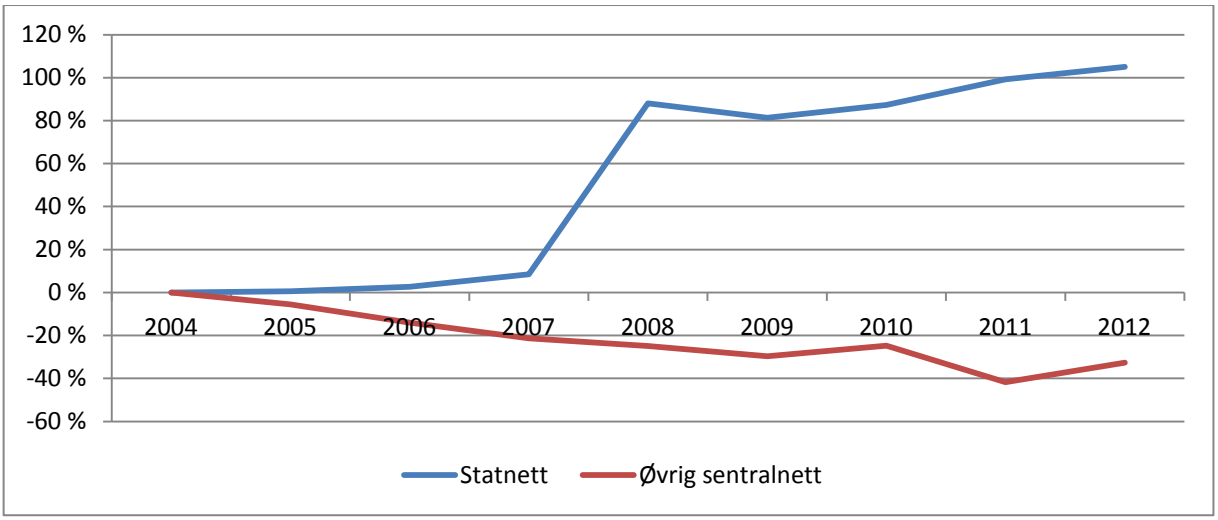
Figur 17 viser i hvilke deler av Norge det har vært investert mest i regionalnettet i perioden 2004-2012. Tallene inkluderer ikke Statnetts investeringer, da disse er vanskelig å fordele geografisk. Bortsett fra i 2010 og 2012 har investeringene i Øst-Norge økt jevnt fra år til år, og det er totalt investert 3,1 mrd kr i denne landsdelen. I Vest-Norge har investeringene variert mer, totalt er det investert 2,3 mrd kr. Nord-Norge har jevnt over hatt lave investeringer, men investerte etter Øst-Norge mest av landsdelene i 2011, med 275 mill kr, og mest i 2012, med 410 mill kr. Midt- og Sør-Norge er de landsdelene det har vært investert minst; totalt henholdsvis 770 mill kr og 830 mill kr. Størrelsen på de ulike landsdelenes investeringer i regionalnettet må sees i sammenheng med størrelsen på landsdelenes nettanlegg, jf. kapittel 4.3.



Figur 17: Investeringer i regionalnettet (eksklusive Statnett) per landsdel (KPI-justert).

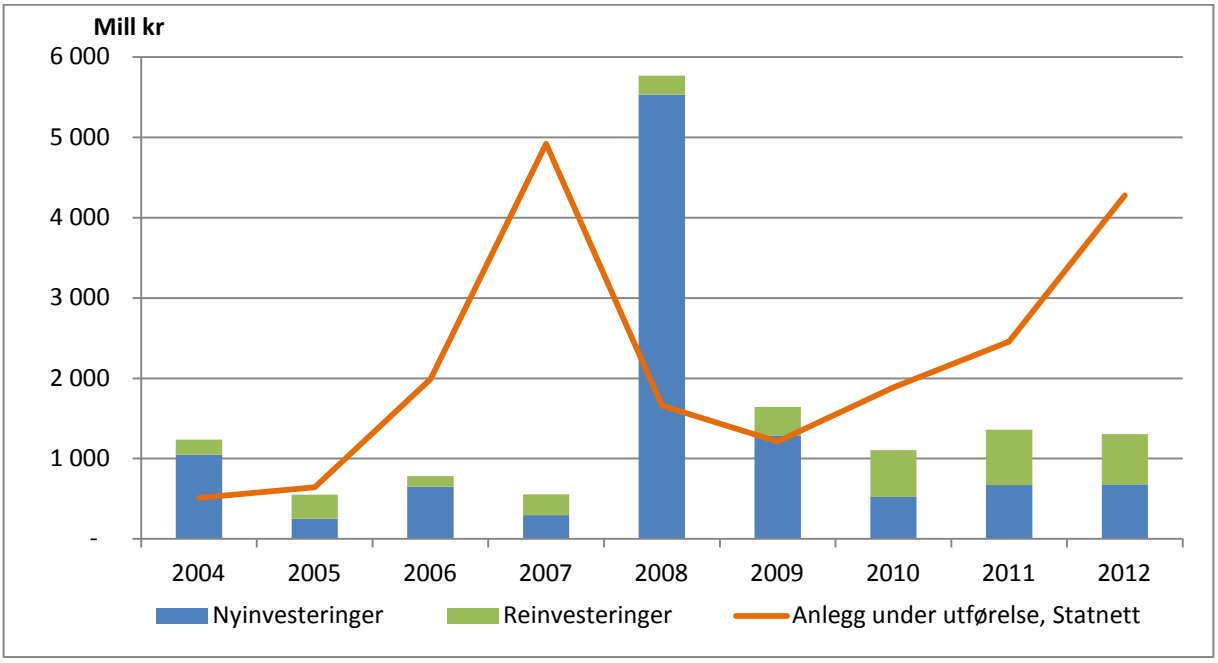
4.2 Nettkapital og investeringer i sentralnett

Figur 18 viser prosentvis utvikling av nettkapitalen i sentralnettet med utgangspunkt i 2004, fordelt på Statnett og øvrige sentralnettseiere. I 2004 var nettkapitalen på 9,4 mrd kr, i 2012 var den på 17,6 mrd kr. Statnett eier det meste av sentralnettet, og har i perioden 2004-2012 mer enn doblet nettkapitalen. Den store økningen i Statnetts nettkapital fra 2007-2008 skyldes hovedsakelig bygging av NorNed-kabelen og reservekraftanlegg. I det øvrige sentralnettet, er nettkapitalen siden 2004 totalt redusert med 33 prosent. Statnett har kjøpt opp mye sentralnettsanlegg de senere årene. I 2011 ble det overdratt sentralnettsanlegg i Smestad, Sogn, Ulven og Furuset innføringsstasjoner fra Hafslund Nett AS til Statnett. Dette førte til en reduksjon på over 20 prosent av bokført verdi i øvrig sentralnett. Økningen fra 2011 til 2012 skyldes hovedsakelig investeringer i transformatorer hos BKK Nett AS.



Figur 18: Prosentvis utvikling av nettkapitalen i sentralnettet med utgangspunkt i 2004 (løpende kr).

Ny- og reinvesteringer i sentralnettet har variert betydelig fra år til år, se Figur 19. I 2008 var investeringene på totalt 5,8 mrd kr. Statnett sto for ca. 95 prosent av disse investeringene, som i hovedsak skyltes bygging av reservekraftanlegg og NorNed-kabelen. Siden 2006 har det vært en økende trend av reinvesteringer. I årene 2010-2012 er reinvesteringene femdoblet sammenlignet med 2006. Sum investeringer i sentralnettet er likevel redusert noe fra 2011 til 2012. Investeringer i sentralnettet de kommende årene må ligge betydelig over 2012-nivået dersom de planlagte investeringene i perioden 2012-2021 skal kunne gjennomføres.



Figur 19: Investeringer i sentralnettet fordelt på ny- og reinvesteringer og bokført verdi av Statnetts anlegg under utførelse (KPI-justert).

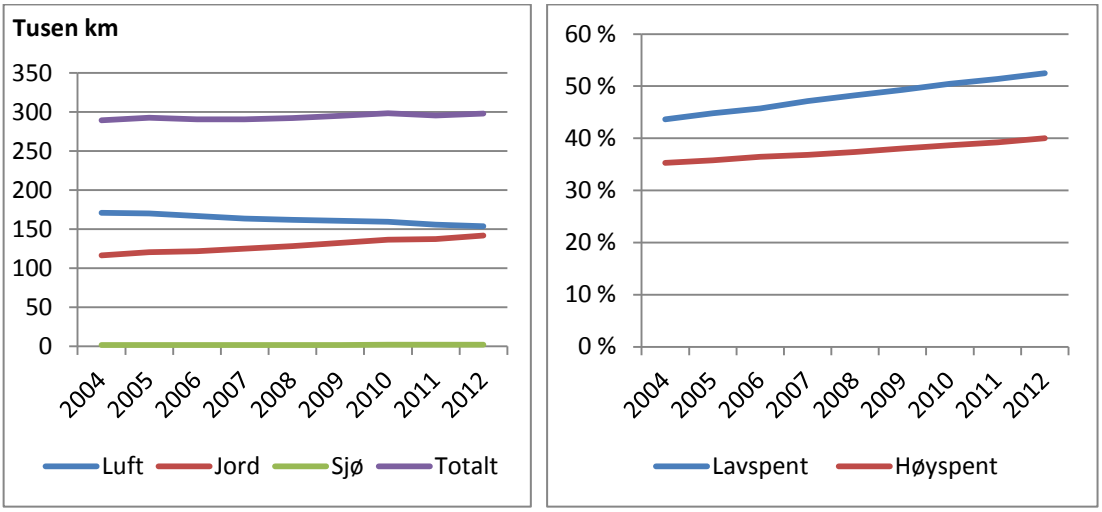
Tilsvarende som for distribusjons- og regionalnettet, inkluderer ikke nettkapitalen i sentralnettet anlegg under utførelse. Investeringsprosjektene i sentralnettet er ofte omfattende og kan gå over flere år før de aktiveres. Bokført verdi av anlegg under utførelse har siden 2006 vært betydelige. Linjen i Figur 19 viser utviklingen av anlegg under utførelse i sentralnett eid av Statnett. I mange av årene har verdien på anlegg under utførelse vært høyere enn sum årlige investeringer i sentralnettet, og i 2012 var verdien hele tre mrd kr høyere enn bransjens totale investeringer i sentralnettet dette året. Anleggene under utførelse de siste årene vil høyst sannsynlig bli aktivert i påfølgende år. Den høye verdien i 2007 er i hovedsak NordNed og reservekraftanleggene, som ble aktivert året etter.

4.3 Nettanlegg

I 2012 var nettet i Norge 328 000 km langt, det vil si i overkant av åtte ganger rundt jorden. Av disse tilhørte 298 000 km distribusjonsnettet, 19 000 km regionalnettet og 11 000 km sentralnettet. 198 000 av km nett i Norge er lavspent [12]. Figur 20 viser netto utvikling i antall km luftlinjer, jord- og sjøkabler for distribusjonsnettet samt kablingsandelen for lav- og høyspent i distribusjonsnettet.

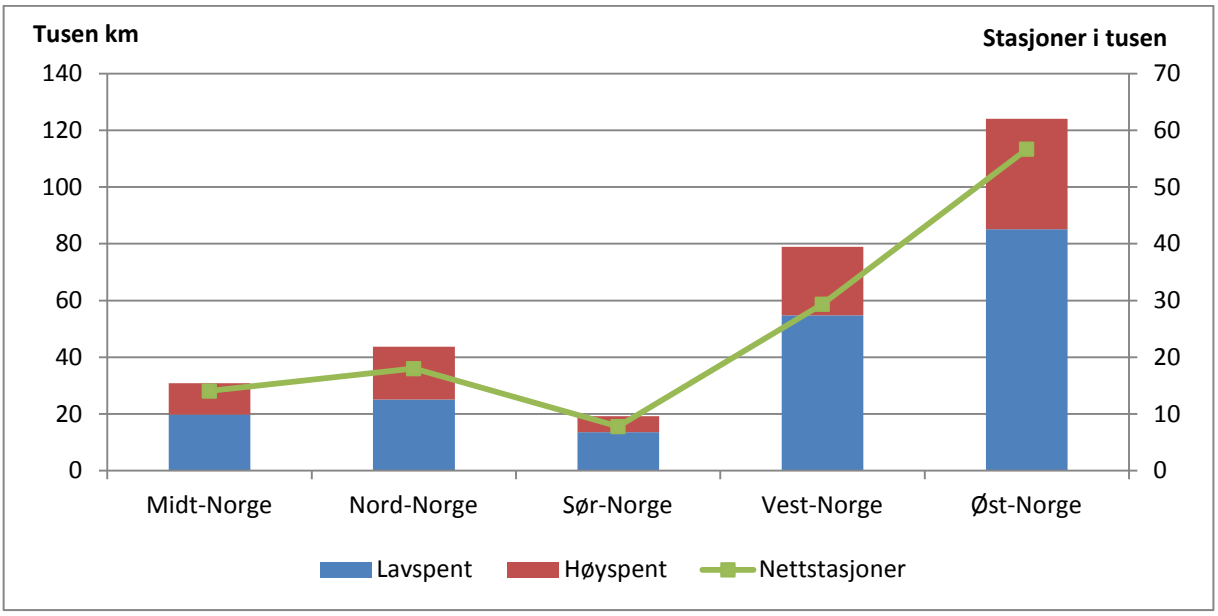
[12] Spenningsnivå på opp til 1 kV.

Lengden på distribusjonsnettet har økt med netto 8 600 km, eller 3 prosent, fra 2004 til 2012; herav er luftlinjer redusert med 10 prosent mens jordkabler er økt med 22 prosent. I 2012 er distribusjonsnettet nesten likt fordelt på luftlinjer og kabler (sjø og jord). Utviklingen har gått fra 41 prosent kablet i 2004 til 48 prosent kablet i 2012. Det er en uttalt policy[13] at det skal legges opp til økt bruk av kabling i distribusjonsnettet og tallene viser at dette følges. Kablingsandelen har økt mest i lavspent nett.



Figur 20: Netto utvikling i km luftlinjer, jord- og sjøkabler i distribusjonsnett. Graf til høyre viser kablingsandel i distribusjonsnettet fordelt på lavspent og høyspent.

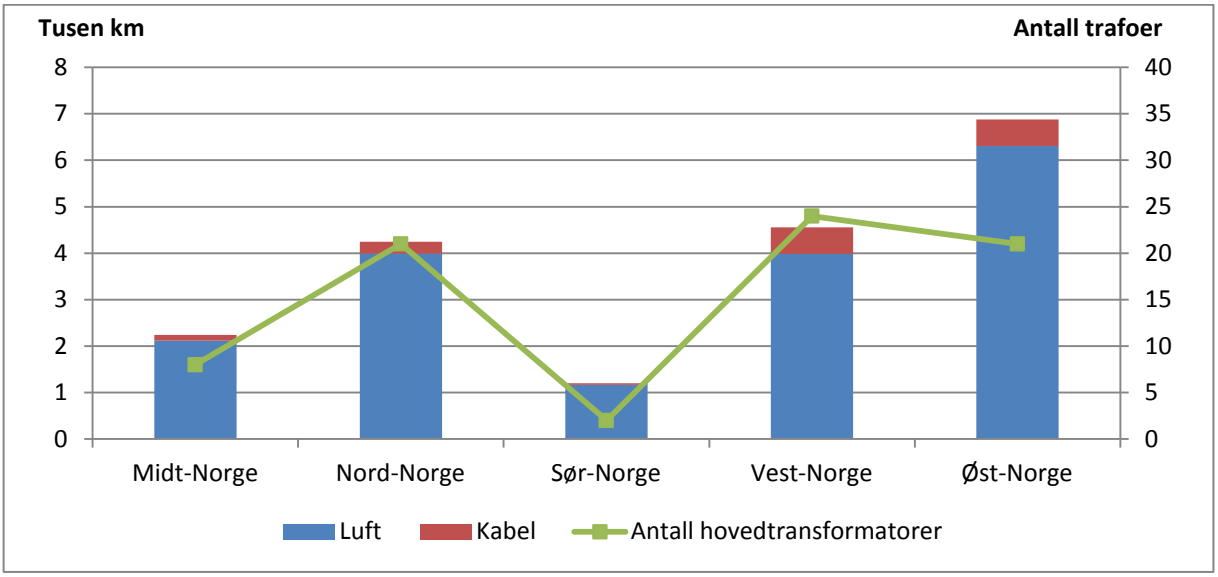
Den geografiske fordelingen av distribusjonsnettet per landsdel for 2012 vises i Figur 21. Vi ser at Øst-Norge har ca. 40 prosent av distribusjonsnettet målt i både nettutstrekning og antall nettstasjoner. Tilsvarende for Sør-Norge er begge andelene på 6 prosent og for Nord-Norge er begge på 14 prosent. Nord-Norge er den landsdelen som har høyest andel av høyspent i sitt distribusjonsnett med ca. 42 prosent. Dette tyder på at de har få abonnenter per km nett, og at det kreves en høyere andel høyspent i forhold til lavspent per abonnent enn på steder med en høyere befolkningstetthet.



Figur 21: Geografisk fordeling av lavspent, høyspent og nettstasjoner i distribusjonsnettet. Høyspent og lavspent nett vises i km på venstre akse og antall nettstasjoner vises på høyre akse.

[13] Ot.Prop. Nr. 62 (2008-2009): Om lov om endringer i energiloven.

I lengde har regionalnettet fra 2004 økt med ca. 5 prosent til 19 000 km i 2012. Kablingsandelen i regionalnettet har ligget stabilt på 8 prosent i hele perioden. Investeringer i regionalnettet har i hovedsak vært på transformatorer i denne perioden, jf. Figur 16. Den geografiske fordelingen av luftlinjer, kabler og hovedtransformatorer vises i Figur 22. Vi ser at det igjen er Øst-Norge som har høyest andel av regionalnettet med 36 prosent av nettutstrekningen. Det er imidlertid Vest-Norge som har høyest kablingsandel med 12,5 prosent og størst andel av hovedtransformatorer med 31,6 prosent.



Figur 22: Geografisk fordeling av luftlinjer, kabler og hovedtransformatorer i regionalnettet. Luftlinjer og kabler vises i tusen km på venstre akse og hovedtransformatorer vises i antall på høyre aksen.

Statnett hadde totalt 11 000 km nett i 2012, hvorav kun 65 km var regionalnett. Lengden på det totale sentralnettet har vært stabil med en svak økning på 169 km fra 2008 til 2012; fra 10 911 km til 11 080 km. Sentralnettet utover Statnett, er i samme periode redusert med 53 km; fra 1 213 km til 1 160 km [14]. Vi har valgt å se på tallene fra og med 2008, da det er usikkerhet i dataene før 2008. Statnett rapporterte i eRapp for første gang i 2008.

[14] Det er ikke hentet inn data for transformatorer for Statnett.

4.4 Aldersindikator for nettet

Vi har anslått nettets alder ved å se på både forholdet mellom nettanleggenes akkumulerte avskrivninger og historisk kostnad og forholdet mellom årets avskrivninger og bokførte verdier. Både egen- og bidragsfinansierte anlegg er inkludert i beregningene. De to aldersindikatorene viser samme trend; at regionalnettet er noe eldre enn distribusjonsnettet i hele perioden 2004-2012. Utviklingen til de to nettnivåene følger hverandre tett. I denne rapporten velger vi å fokusere på aldersindikatoren akkumulerte avskrivninger i forhold til historisk kost[15]. Jo høyere andel de akkumulerte avskrivningene utgjør av den historiske investeringskostnaden, jo eldre er nettanleggene. Når alle anleggene helt avskrevet, er andelen 100 prosent. Våre anslag er kun en indikator på nettets alder og viser ikke nødvendigvis den faktiske alderen. Under omtales denne indikatoren kun som alder. Nettanlegg kan fortsatt være i bruk på tross av at den bokførte verdien er ferdig avskrevet.

Som tidligere nevnt var utviklingen i nettkapitalen i perioden 2000-2005 avtakende eller flat, men har siden vært økende. Dette reflekteres i nettets aldersutvikling. Alderen økte betydelig fra i underkant av 40 prosent avskrevet nett i 2000, til i underkant av 50 prosent avskrevet i 2005. Siden har alderen på begge nettnivåene ligget stabilt. I 2012 var distribusjons- og regionalnettets akkumulerte avskrivningers andel av historisk kostnad på respektive 50 og 53 prosent. I realiteten er nettet eldre enn tallene i denne rapporten tilsier. Dette skyldes blant annet at bokført verdi for mange av selskapenes anlegg ble oppskrevet på 90-tallet. Noen selskap valgte å foreta disse oppskrivningene ved å endre anskaffelseskostnad til netto bokført verdi og dermed akkumulerte avskrivninger til null, slik at benyttet aldersindikator er lik null prosent året oppskrivningen skjedde. Sentralnettets alder er ikke inkludert i denne rapporten da akkumulerte avskrivninger og historisk anskaffelseskost gir et feil bilde av nettets alder. I 1991 korrigerte Statnett netto anskaffelseskostnad til netto bokførte verdier for samtlige nettanlegg slik at nettet fremstår som helt nytt dette året.

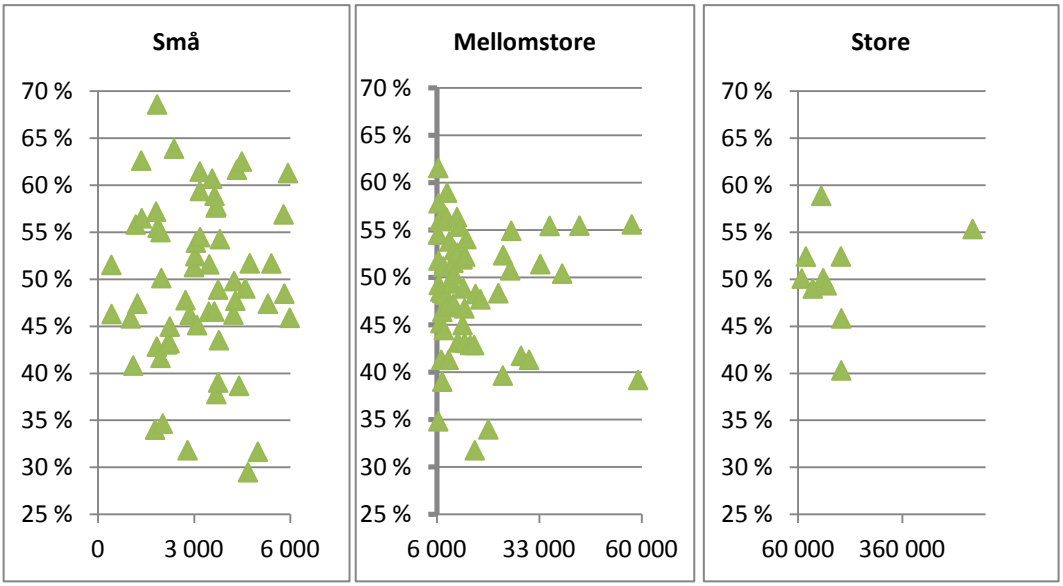
Tabell 1 viser distribusjons- og regionalnettets akkumulerte avskrivningers andel av historisk kostnad i de ulike landsdelene i 2012. Siden 2006 er nettet i Sør-Norge er foreldet raskere enn bransjesnittet, men landsdelen har likevel desidert yngst nett i 2012, både i distribusjons- og regionalnettet. På tross av at regionalnettets alder i Øst-Norge er redusert noe siden 2006, har landsdelen eldst regionalnettet i 2012. Tilsvarende har området ett av de to eldste distribusjonsnettene. Dette må sees i sammenheng med at Øst-Norge var den av landsdelene som tidligst bygde ut det høyspente nettet. Behovet for å kunne transportere strøm fra vest til øst ble tidlig stort. Vest-Norge er den landsdelen med raskest aldring i regionalnettet i perioden 2006-2012. I Nord-Norge har de årlige investeringene i distribusjonsnettet økt gradvis fra år til år, og dette gir utslag på nettets alder. Siden 2006 har alderen ligget stabilt eller blitt yngre. I 2011 og 2012 ble det også investert betydelige beløp i regionalnettet i landsdelen, og dette har påvirket alderen positivt. Midt-Norge har desidert eldst distribusjonsnett og ett av de to eldste regionalnettene.

Akk.avskr/hist.kost. per 31.12.2012	Nord-Norge	Midt-Norge	Vest-Norge	Sør-Norge	Øst-Norge	Bransjesnitt
Distribusjonsnettet	50 %	55 %	48 %	40 %	51 %	50 %
Regionalnettet	49 %	55 %	51 %	43 %	56 %	53 %

Tabell 1: Aldersindikator distribusjons- og regionalnett fordelt per landsdel i 2012.

[15] Jf. vurdering av ulike aldersindikatorer gjennomført av NVE, se NVE-rapport 21/2011.

Alderen på distribusjonsnettene i bransjen varierer fra ca. 30 prosent ferdig avskrevet nett til nesten 70 prosent ferdig avskrevet nett. Figur 23 viser akkumulerte avskrivningers andel av historisk kostnad per 31. desember 2012 per selskap[16], fordelt i forhold til selskapsstørrelse i distribusjonsnettet. Spredningen i alder på de små selskapene er stor, men i snitt er den lik bransjesnittet på 50 prosent. Mellomstore selskap har mindre spredning i alder enn de små selskapene og har et snitt på 49 prosent. De store selskapene har et snitt på 51 prosent. Spredningen på alder innad i hver av de tre gruppene øker jo mindre størrelsen er, men gjennomsnittet i de tre gruppene er jevnt.



Figur 23: Alder (akkumulerte avskrivninger i forhold til historisk kostnad) distribusjonsnett per selskap i forhold til antall abonnenter (2012).

[16] Inkluderer ikke nettselskap med under 100 abonnenter i distribusjonsnettet.

5 Drift- og vedlikeholdskostnader

I 2012 utgjorde DV-kostnader nesten halvparten av alle kostnader som inngår i inntektsrammen for distribusjons- og regionalnettet og ca. 30 prosent for Statnett. Utviklingen i sum inflasjonsjusterte DV-kostnader i bransjen eksklusive Statnett, viser en svak reduksjon fra 2004 til 2012. Fra 2011 til 2012 er det en nedgang på 20 prosent, som i hovedsak skyldes avsetning for fremtidige pensjonsforpliktelser. I 2012 hadde flere store nettselskap betydelige negative estimatavvik forbundet med fremtidige pensjonsforpliktelser, mens de samme nettselskapene hadde uvanlig høye estimatavvik i 2011. Reduksjonen i kostnader i 2012 har også sammenheng med at det i 2011 var noe høye kostnader knyttet til ekstremvær som for eksempel stormen Dagmar. I motsetning til resten av bransjen har Statnetts DV-kostnader økt betydelig de siste årene. Fra 2005 til 2012 er den inflasjonsjusterte økningen på 85 prosent. Fra 2011 til 2012 var økningen på 10 prosent. I perioden 2008-2012 har Statnetts lønnsnivå per årsverk (eksklusive pensjonskostnader) i snitt ligget 23 prosent over snittet til de 10 øvrige største nettselskapene i bransjen.

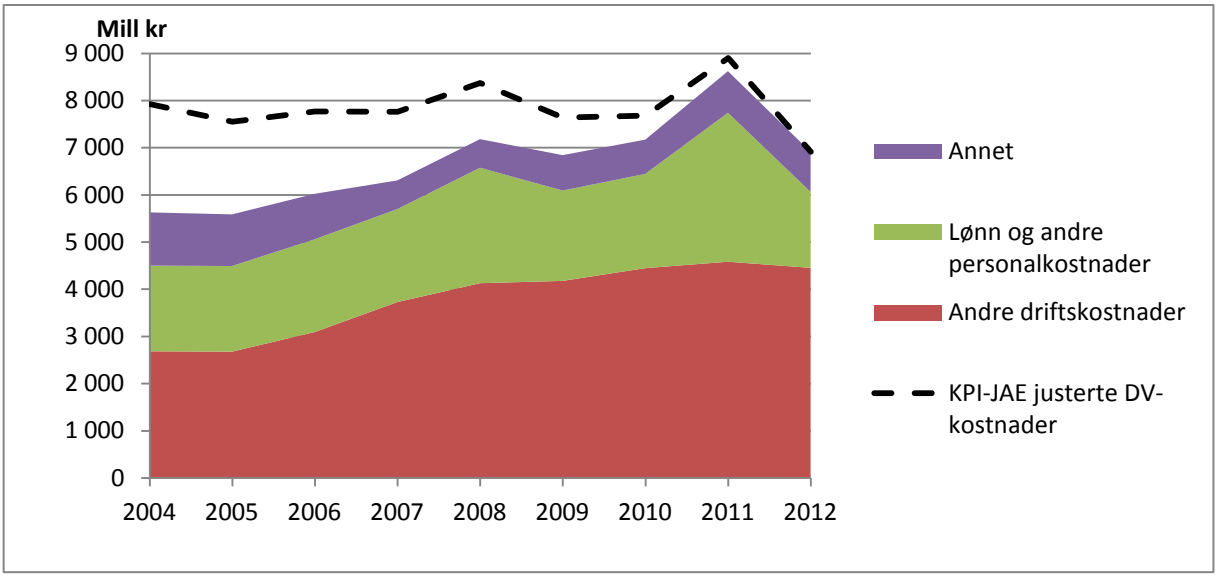
Ved rapportering til NVE fordeles nettselskapenes DV-kostnader på flere poster, og ikke alle postene inngår i beregning av inntektsrammene. Følgende poster inngår i beregningen: Lønn og andre personalkostnader (inkludert pensjonskostnader), systemtjenester, varekostnader, tap på fordringer, internprisede tjenester, felleskostnader og andre driftskostnader (ADK). Videre trekkes posten andre driftsinntekter fra DV-kostnadene før de inkluderes i inntektsrammen.

I dette kapittelet ser vi på utviklingen i DV-kostnadene, både på bransjenivå uten Statnett og for Statnett eksplisitt. I enkelte av figurene har vi KPI-justert tallene for å se på den reelle utviklingen. I dette kapitelet benyttes KPI-JAE[17]. Dette fordi DV-kostnader blant annet består av lønn og andre personalkostnader inklusive pensjonskostnader. KPI-JAE tar i større grad enn "vanlig" KPI[18] hensyn til lønnsveksten, og er derfor mer relevant når man vurderer DV-kostnadene.

5.1 Utvikling i bransjen

Figur 24 viser utviklingen i DV-kostnader i løpende kr for distribusjons- og regionalnettet samt sentralnettet uten Statnett. Kostnadene er delt i ADK, lønn og andre personalkostnader (inkludert pensjonskostnader) og annet. Annet er sum av øvrige DV-kostnader inkludert i inntektsrammen. Fra 2011 til 2012 faller DV-kostnadene med 20 prosent, og ligger under kostnadsnivået i 2010. Den store reduksjonen skyldes pensjonskostnader. De var negative i 2012, mens de i 2011 var svært høye. Med unntak av variasjonene i pensjonskostnader, er DV-kostnadene relativt stabile. For perioden 2004-2012 har DV-kostnadene økt med moderate 23 prosent. Justert for KPI-JAE er DV-kostnadene (stiplet linje) redusert med 13 prosent, noe som tilsvarer i underkant av én mrd kr. Dersom vi holder pensjonskostnader utenfor analysen er inflasjonsjusterte DV-kostnader redusert med tre prosent i perioden. Bransjen har redusert antall årsverk i perioden med tre prosent.

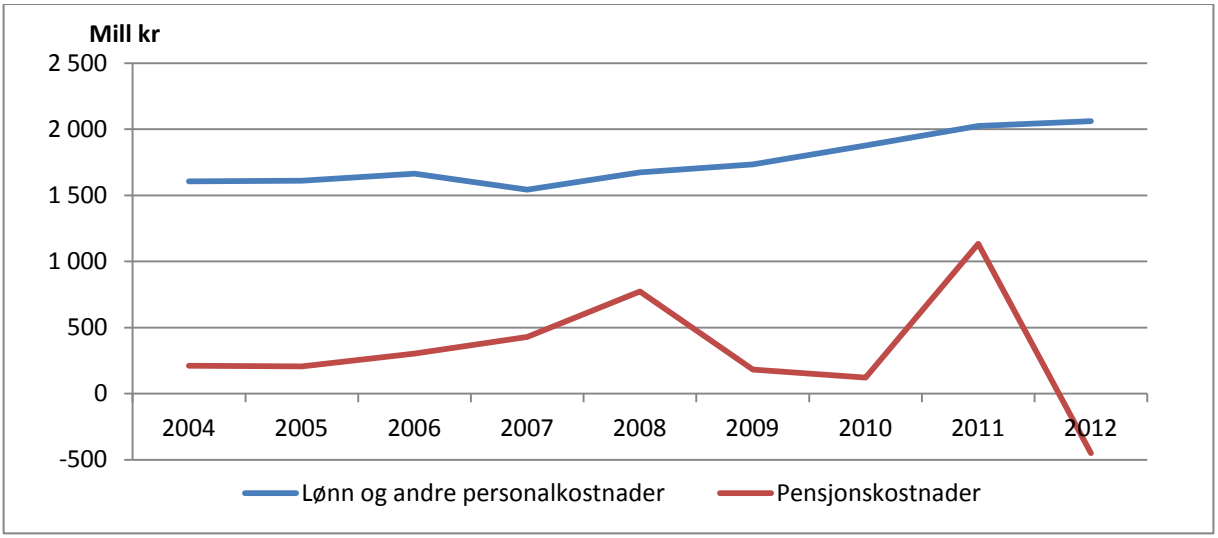
[17] Tabell 03363 (Konsumprisindeks for andre tjenester med arbeidslønn som dominerende prisfaktor), ssb.no. KPI-JAE benyttes i de sammenlignende analysene.
[18] Tabell 03014, ssb.no. KPI benyttes i inntektsrammefastsettelsen.



Figur 24: Utvikling i de ulike elementene i DV-kostnader for bransjen.

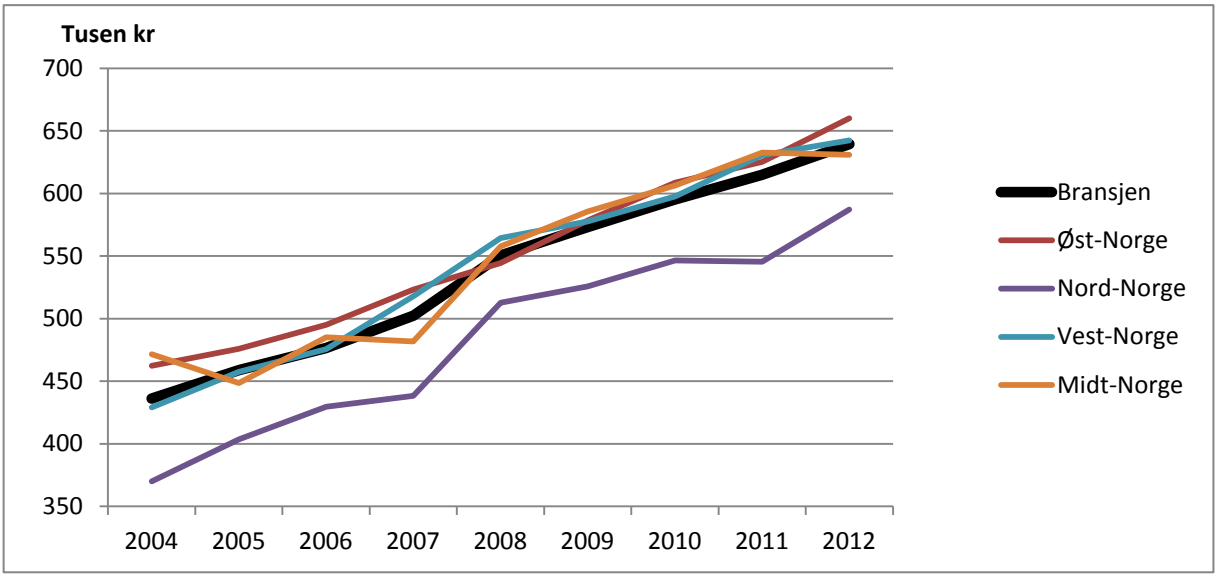
Figur 25 viser utviklingen i løpende lønn og andre personalkostnader inklusive pensjonskostnader. Lønn og andre personalkostnader var stabile i perioden frem til 2007, men fra 2007 til 2011 stiger disse kostnadene med 31 prosent. Tar man hensyn til økning i antall årsverk, fra ca. 4 000 i 2007 til 4 500 i 2011, inflasjonsjustering og normal lønnsøkning er utviklingen likevel moderat. Pensjonskostnadene derimot varierer i stor grad. I 2008 og 2011 er de meget høye, mens de er negative i 2012. Svingningene skyldes at estimatavvik, som er ført mot egenkapital i det offisielle årsregnskapet, inkluderes i årlige DV-kostnader for nettselskapene. Estimatavvik er avvik mellom parametre som benyttes i beregningen av fremtidige pensjonsforpliktelser, og den virkelige lønnsveksten.

Det er imidlertid få nettselskap som fører estimatavvik mot egenkapitalen, og for 2011 og 2012 er det i hovedsak BKK Nett AS, Skagerak Nett AS og Agder Energi Nett AS som skaper svingningene i DV-kostnadene. I 2011 hadde disse tre samlet et estimatavvik på 600 mill kr for nettvirksomheten, mens i 2012 var estimatavviket på minus 750 mill kr. Forskjellen mellom estimatavvikene i 2011 og 2012 er totalt på 1,5 mrd kr. Ettersom totale DV-kostnader er i underkant av 7 mrd kr i 2012, medfører denne endringen i pensjonskostnader en markant nedgang i sum lønn og andre personalkostnader inklusive pensjonskostnader.



Figur 25: Lønn og andre personalkostnader og pensjonskostnader 2004-2012 (løpende kr).

Figur 26 viser lønn og andre personalkostnader eksklusive pensjonskostnader per årsverk for de ulike landsdelene. Sør-Norge er tatt ut av grafen fordi landsdelen er for liten i denne sammenheng til å gi troverdige resultater. Kostnadene per årsverk i bransjen har økt med 50 prosent fra 2004 til 2012. Justert for inflasjon, er økningen i perioden på fire prosent. Øst-, Vest- og Midt-Norge ligger relativt likt med snittet i bransjen, mens Nord-Norge har tilsynelatende lave lønnskostnader. I gjennomsnitt ligger bransjen tolv prosent høyere enn selskapene i Nord-Norge. Resultatet må sees i sammenheng med at selskapene i Nord-Norge har lav eller ingen arbeidsgiveravgift.

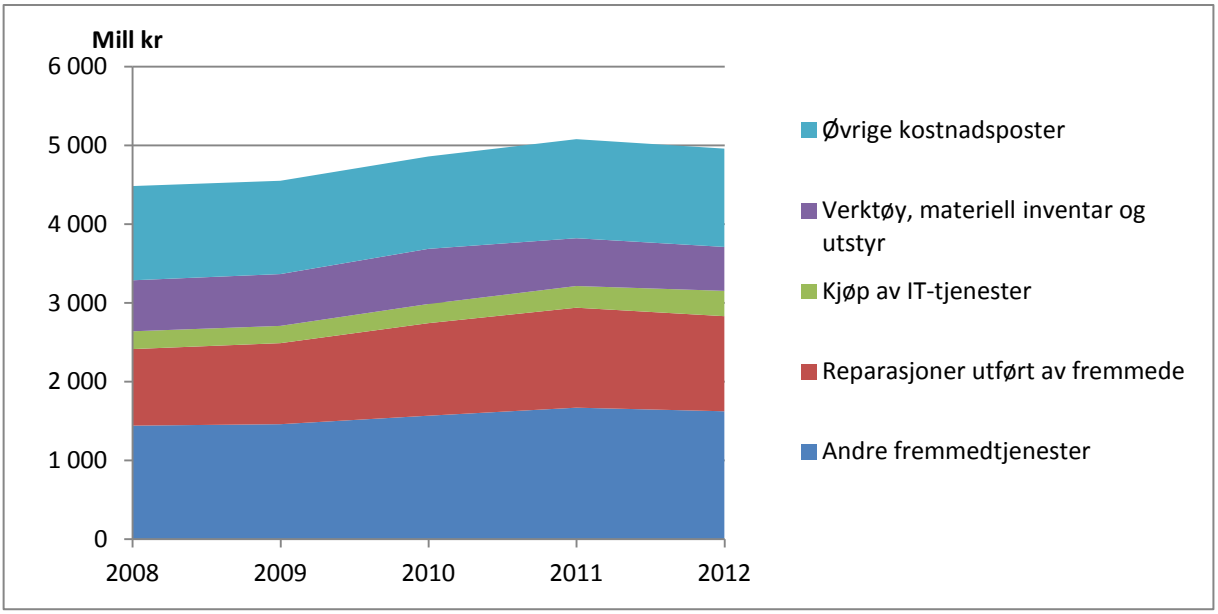


Figur 26: Geografisk oversikt over lønn og andre personalkostnader eksklusive pensjonskostnader per årsverk (uvektet og i løpende kr).

Selv om pensjonskostnader forklarer den store endringen i DV-kostnader fra 2011 til 2012, er ADK det største enkeltelementet i totale DV-kostnader. ADK er oppdelt i mange kostnadsarter, jf. Figur 27. I figuren er ADK, rapportert under virksomhetsområdet felles virksomhet, lagt til ved bruk av fordelingsnøkler oppgitt av nettselskapene. Dette utgjør ca. ti prosent (400-500 mill kr) av totale ADK. Derfor er ADK i denne grafen høyere enn i

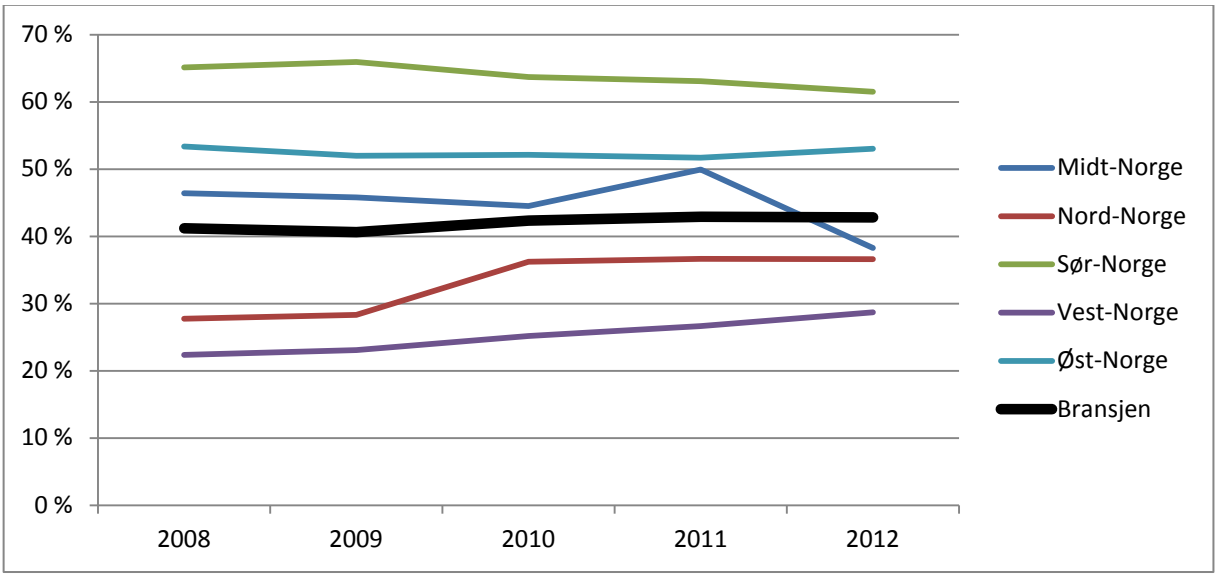
Figur 24. I perioden 2008-2012[19] utgjør kjøp av eksterne tjenester[20] 64 prosent av ADK og er et vesentlig kostnadselement for nettselskapene. Disse kostnadene har økt med 20 prosent i perioden. De andre kostnadsartene har ligget relativt stabilt i hele perioden.

[19] Perioden omfatter kun årene 2008-2012, da en spesifikasjon av andre driftskostnader først ble et krav i økonomisk og teknisk rapportering fra og med 2008.
[20] Med eksterne tjenester menes andre fremmedtjenester, reparasjoner utført av fremmede og kjøp av IT-tjenester.



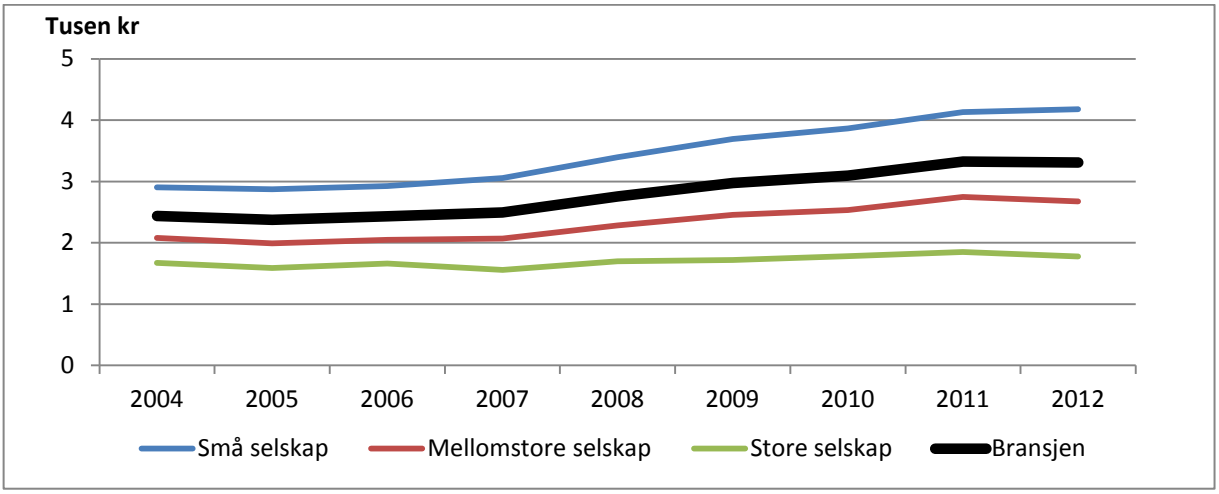
Figur 27: Spesifikasjon av ADK inkludert ADK ført på felles virksomhet (løpende kr).

Bruken av eksterne tjenester varierer i stor grad fra landsdel til landsdel. I Figur 28 ser vi hvor mye disse kostnadene utgjør av totale DV-kostnader eksklusive pensjonskostnader. I Sør- og Øst-Norge utgjør kjøp av eksterne tjenester over 50 prosent av DV-kostnadene. I Vest-Norge og Nord-Norge har nettselskapene en lavere andel av kjøp av eksterne tjenester.



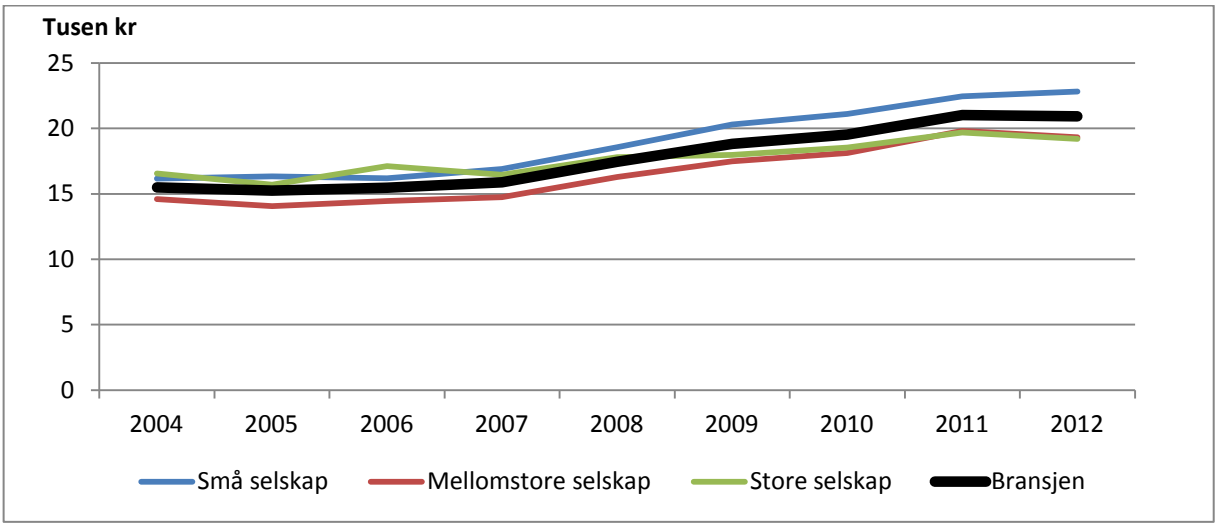
Figur 28: Andel eksterne tjenester i prosent av DV-kostnader uten pensjonskostnader.

Figur 29 viser gjennomsnittlig DV-kostnad per abonnent i distribusjonsnettet etter de tre selskapsstørrelsene i vedlegg 1. DV-kostnadene er uten pensjonskostnader for å unngå de store variasjonene som disse kostnadene skaper i enkelte år. 10 av selskapene er definert som store, mens 57 er mellomstore og 59 er små[21]. Figuren viser at jo mindre selskapet er, jo større er DV-kostnaden per abonnent. I gjennomsnitt har små nettselskap et kostnadsnivå som er dobbelt så høyt per abonnent sammenlignet med store nettselskap. Videre har snittet av de små selskapenes DV-kostnader økt med 44 prosent fra 2004 til 2012, mens de store selskapene har økt 6 prosent.



Figur 29: Uvektet gjennomsnitt av DV-kostnader eksklusive pensjonskostnader per abonnent i distribusjonsnettet vist etter selskapsstørrelse.

Figur 30 viser gjennomsnittlig DV-kostnad (uten pensjonskostnader) per km i distribusjonsnettet etter de samme grupperingene som i Figur 29. De store selskapene holder ofte til i mer tettbebygde strøk hvor man har mindre nett per abonnent, mens de mindre selskapene ofte operer i mer grisgrendte deler av landet. De små selskapene har i snitt fortsatt de høyeste DV-kostnadene, men det er betydelig mindre forskjeller mellom gruppene enn vist Figur 29.

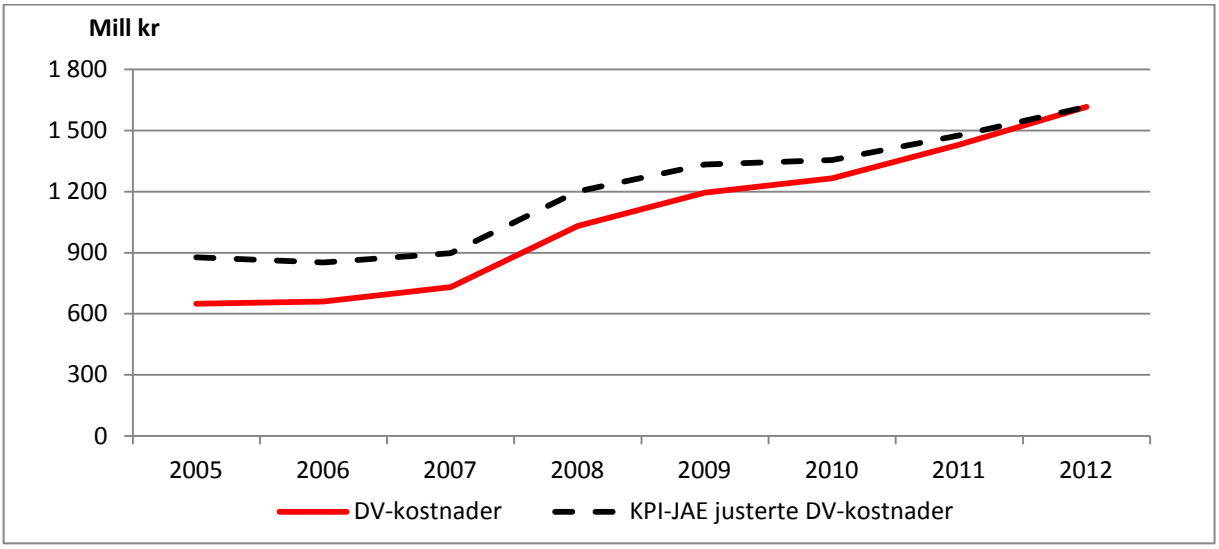


Figur 30: Uvektet gjennomsnitt av DV-kostnader eksklusive pensjonskostnader per km nett (lavspent og høyspent nett) i distribusjonsnettet vist etter selskapsstørrelse.

[21] De små selskapene er justert for de selskapene som har noen få næringskunder (Lyse Produksjon AS, Mo Industripark AS, Løvenskiold Fossum Kraft, Hydro Aluminium AS, Tinfos AS, Norsk Hydro Produksjon AS og Yara Norge AS), og dermed har unormalt høye DV-kostnader per abonnent sammenlignet med andre.

5.2 Utviklingen i Statnett

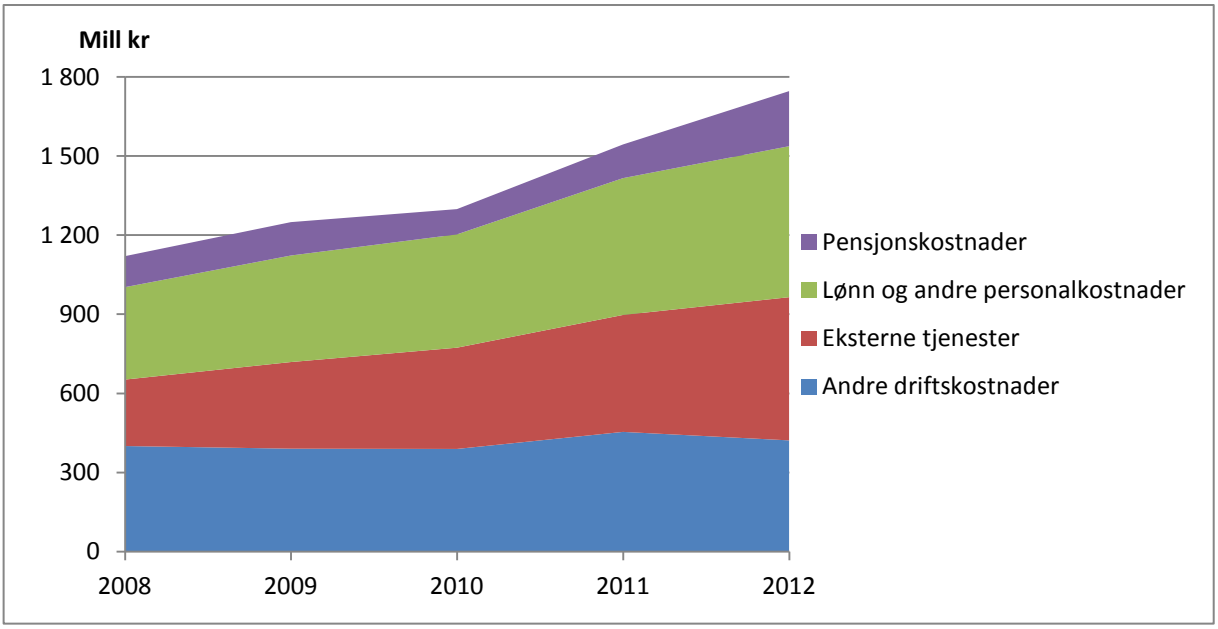
DV-kostnadene som inngår i inntektsrammen til Statnett har fra 2005-2012 mer enn doblet seg, jf. kapittel 0. Justert for KPI-JAE[22] er økningen på 85 prosent. Figur 31 viser utviklingen i DV-kostnadene med og uten inflasjonsjustering. Statnett har tidligere forklart at økningen skyldes at de har hatt økt fokus på beredskap etter utfallet i Oslofjordkablene i 2008, og at økte oppgaver og krav til selskapet har gitt vekst i driftkostnadene. I årsberetningen for 2012 oppgir selskapet at DV-kostnadene øker som følge av endringer i aktuarmessige forutsetninger ved pensjonsberegninger og at lønnskostnadene har vokst som følge av økt bemanning. NVE har satt i gang et arbeid med en gjennomgang av utviklingen i Statnetts kostnader de senere årene, og har nylig bedt Statnett om en redegjørelse i denne forbindelse.



Figur 31: DV-kostnader med og uten inflasjonsjustering Statnett.

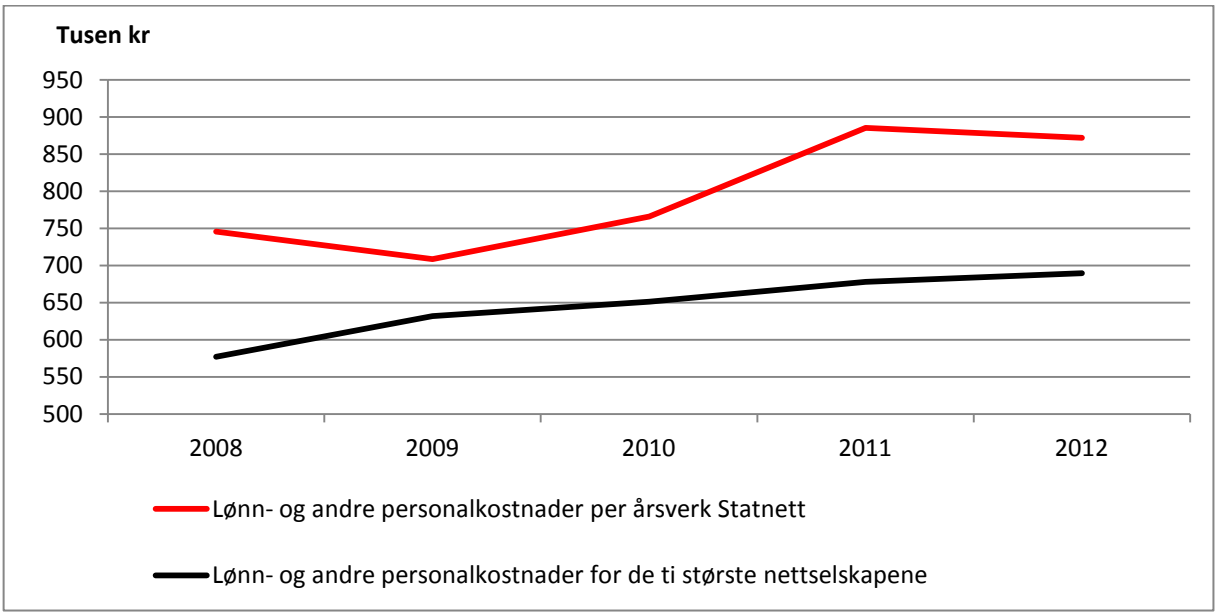
Figur 32 viser utviklingen i hovedpostene som inngår i Statnetts DV-kostnader for perioden 2008-2012: Lønn og andre personalkostnader, pensjonskostnader, kostnader til kjøp av eksterne tjenester og ADK. I figuren vises ikke andre driftsinntekter, som reduserer DV-kostnadene. Andre driftsinntekter utgjorde 129 mill kr i 2012, og dermed er de samlede kostnadene i Figur 32, 129 mill kr høyere enn i Figur 31. Kjøp av eksterne tjenester er den kostnadsposten som har økt mest; nesten en dobling fra 250 mill kr i 2008 til 550 mill kr i 2012. Lønn og andre personalkostnader har økt fra 350 til 570 mill kr i samme periode, en økning på 63 prosent. Økningen skyldes i hovedsak økt bemanning; Statnett hadde 650 årsverk tilknyttet nettvirksomheten i 2008, mens antallet var 1 000 i 2012. Bare fra 2011 til 2012 økte antall årsverk med 100. ADK har vært mer stabile i samme periode med kun en økning på fem prosent. Pensjonskostnadene var relativt stabile frem til 2011. I 2012 økte de fra 130 mill kr til 210 mill kr som følge av endrede forutsetninger i beregningen av pensjonskostnader.

[22] Tabell 03363, ssb.no.



Figur 32: Utvikling i hovedpostene i Statnetts DV-kostnader (løpende kr).

Veksten i antall årsverk totalt for Statnett, har naturligvis økt lønnskostnadene til selskapet, men kostnadene per årsverk har også vokst relativt mye. Figur 33 viser lønn- og andre personalkostnader eksklusive pensjonskostnader per årsverk for Statnett sammenlignet med det uvektede gjennomsnittet til de ti største nettselskapene. Økningen fra 2008 til 2012 har vært relativt lik med respektive 17 og 20 prosent, men i snitt har Statnetts lønnsnivå ligget 23 prosent over snittet til de 10 største selskapene i hele perioden.



Figur 33: Lønn og andre personalkostnader eksklusive pensjonskostnader per årsverk (løpende kr) for Statnett og det uvektede gjennomsnittet til de ti største nettselskapene.

6 Levert energi og nettap i distribusjonsnettet

Total levert energi har økt med 18 prosent i perioden 2004-2012. 2011 var et unormalt varmt år og er årsaken til økningen på 6 prosent fra 2011 til 2012. Bransjens nettapsprosent ble noe redusert; fra 5,6 prosent i 2004 til 4,9 prosent i 2012.

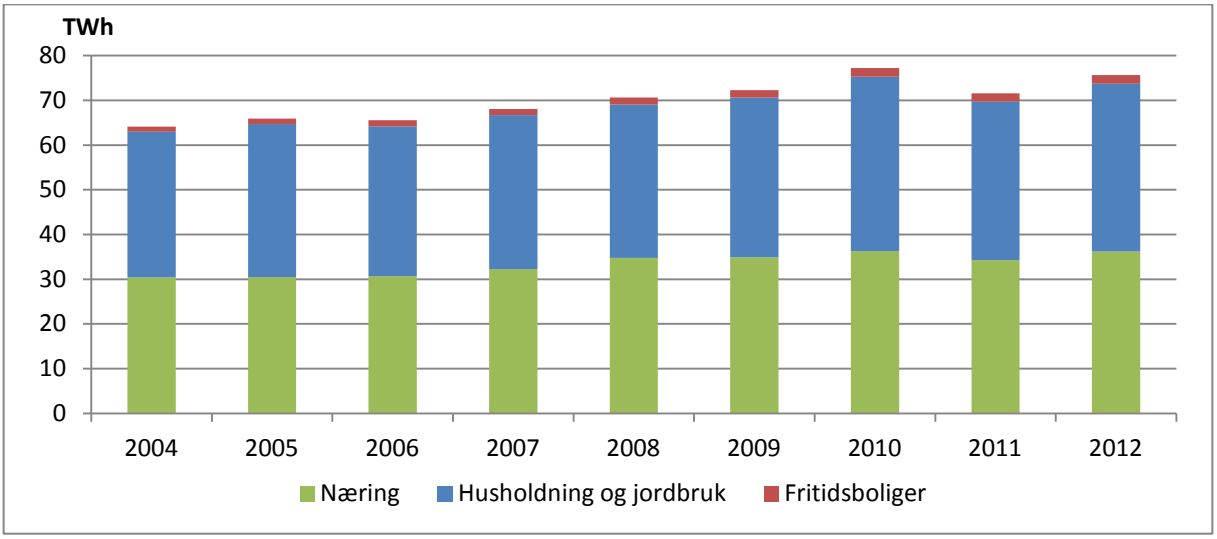
Nettap inngår i kostnadsgrunnlaget i inntektsrammen som mengde nettap (MWh) multiplisert med en *referansepris på kraft*. Nettapsprosent er andel nettap av sum energi som går gjennom nettet. Nettapet vil generelt øke i år med høy etterspørsel etter strøm og relativt mer jo nærmere man er kapasitetsgrensen i nettet.

Under ser vi mer detaljert på utviklingen i levert energi og nettapsprosent i distribusjonsnettet. Regionalnettet er ikke analysert da levert energi ikke inngår i inntektsrammeberegningen for dette nettnivået.

6.1 Levert energi

I den årlige økonomiske og tekniske rapporteringen til NVE registrerer nettselskapene levert energi til 38 ulike kundegrupper. Figur 34 viser utviklingen i levert energi fordelt på tre kundegrupper. Vi har slått sammen fire ulike kundegrupper under næring[23], og sitter igjen med kundegruppene husholdning og jordbruk, fritidsboliger og næring. Figuren viser kun levert energi til kunder tilknyttet distribusjonsnettet.

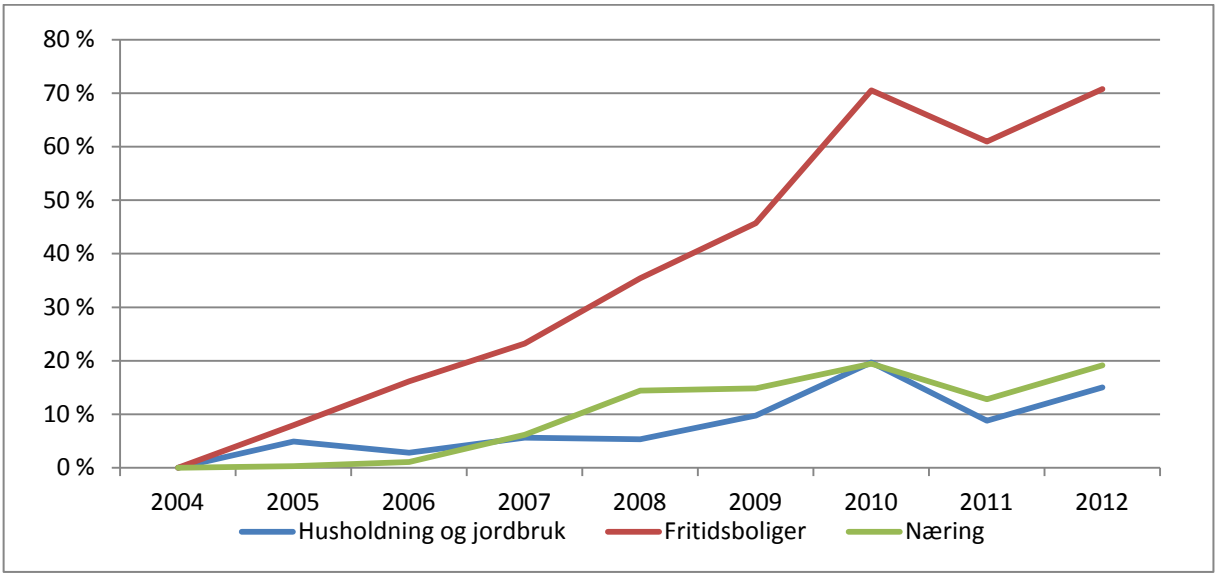
Distribusjonsnettet leverer omtrent like mye energi til husholdning og jordbruk som til næringer. Totalt levert energi har økt med 18 prosent i perioden 2004-2012. Bortsett fra i 2006, 2010 og 2011 har økningen vært jevn. 2006 og 2011 var noen av de varmeste årene siden 1900[24]. 2010 skiller seg ut ved at det var et uvanlig kaldt år; det kaldeste siden 1941[25]. I 2012 ser vi at levert energi har hatt en jevn utvikling sammenlignet med årene før 2010.



Figur 34: Levert energi per kundegruppe i distribusjonsnettet.

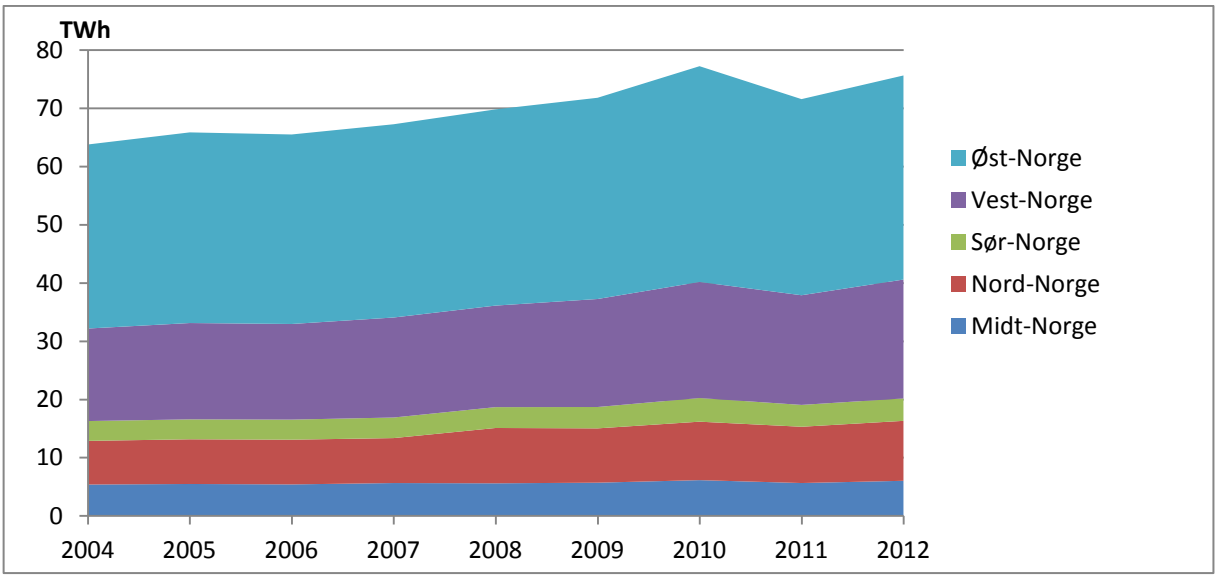
[23] Kundegruppen næring består av: Mindre næring kun energimåling, Mindre næring med effektmåling, Næring (200-1000 kW), Næring (> 1000 kW).
[24] NVE-rapport 6/2012: *Kvartalsrapport for kraftmarknaden – 4. kvartal 2011*, s.10.
[25] NVE-rapport 3/2011: *Kvartalsrapport for kraftmarknaden – 4. kvartal 2010*, s. 5.

Figur 35 viser utviklingen i levert energi per kundegruppe med utgangspunkt i 2004. Økningen er klart størst i levert energi til fritidsboliger; hele 71 prosent fra 2004 til 2012. Denne kundegruppen er imidlertid klart den minste målt etter levert energi. Økningen i antall kunder knyttet til fritidsboliger har vært på 24 prosent i samme periode. Levert energi til husholdning og jordbruk og til næring har økt med henholdsvis 15 og 19 prosent fra 2004 til 2012. Tilsvarende har økningen i antall abonnenter vært på henholdsvis 8 og 2 prosent. Dette viser at forbruket per abonnent i alle kundegruppene har økt fra 2004 til 2012.



Figur 35: Utvikling i levert energi per kundegruppe, med utgangspunkt i 2004.

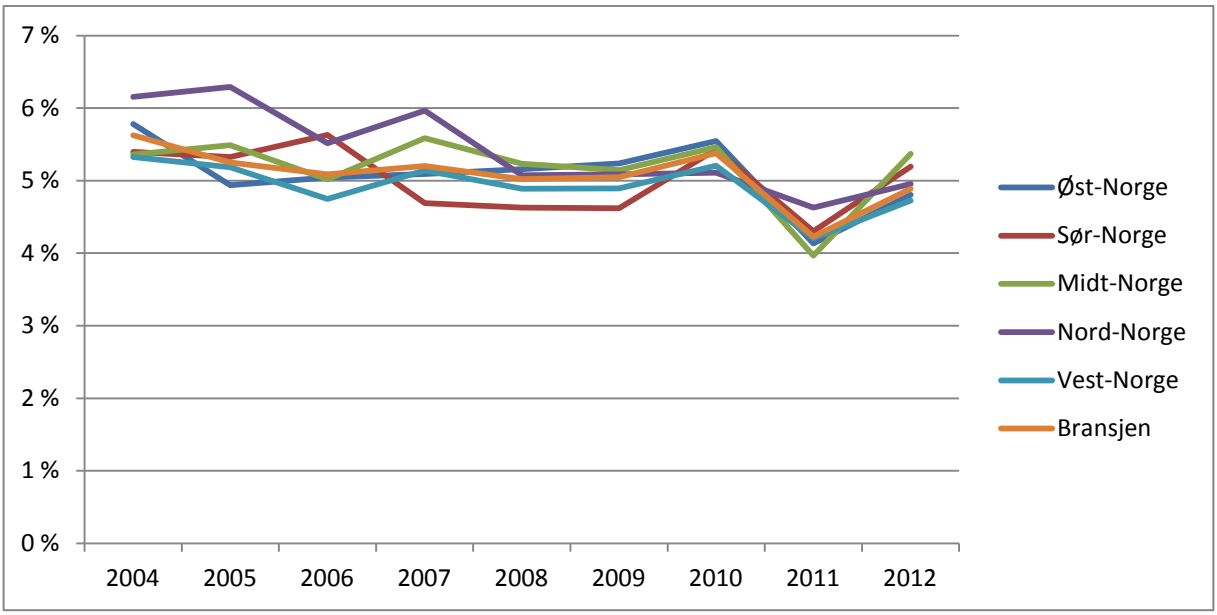
I Figur 36 ser vi på levert energi i perioden 2004-2012 per landsdel. Vi ser at alle landsdelene har hatt en relativt jevn stigning med en topp i 2010.



Figur 36: Utvikling i levert energi i perioden 2004-2012 per landsdel.

6.2 Nettapsprosent

Nettapsprosenten kan oppgis både som et vektet og uvektet gjennomsnitt. Vektet gjennomsnitt er sum nettap dividert på sum levert energi i hele distribusjonsnettet, mens uvektet er et gjennomsnitt av hvert enkelt selskaps nettapsprosent. I det vektede snittet vil størrelsen på selskapet ha innvirkning på snittet gjennom relativt høyere nettap og levert energi. Når det vektede snittet for bransjen er lavere enn det uvektede, tilsier dette at mindre selskap har relativt høyere nettapsprosent. For perioden 2004-2012 var vektet nettap for bransjen i snitt 5,1 prosent. Til sammenligning var det uvektede nettapet på 6,4 prosent. Både det vektede og uvektede snittet gikk relativt mye ned i 2011, for så å gå tilbake til et normalnivå i 2012. Vi har ingen god forklaring på denne reduksjonen, bortsett fra at 2011 var et mildt år og langvarig avbrudd i romjulen på grunn av stormen Dagmar reduserte mengden levert energi. Det vektede snittet er redusert fra 5,6 prosent i 2004 til 4,9 prosent i 2012. I snitt i perioden er det selskap i Midt- og Nord-Norge som har høyest nettapsprosent, mens selskap i Vest-Norge ligger lavest, jf. Figur 37.



Figur 37: Vektet nettapsprosent per landsdel i distribusjonsnettet.

7 KILE

Årlig variasjon i KILE kan være stor for hvert enkelt selskap, men generelt for bransjen er KILE relativt jevn fra år til år. 2011 var ekstremt, da Dagmar og annet uvær gjorde at samlet KILE i bransjen doblet seg i forhold til året før og året etter. Små selskap har i snitt en høyere KILE per abonnent enn store selskap, men det varierer mye innad i gruppene. Selskapene i Nord-Norge har desidert høyest KILE per abonnent når vi ser på geografisk fordeling av KILE.

Selskapene er pålagt å registrere årlige avbruddstall i et registreringssystem kalt FASIT. På bakgrunn av disse registreringene utgir NVE årlige avbruddstatistikker[26].

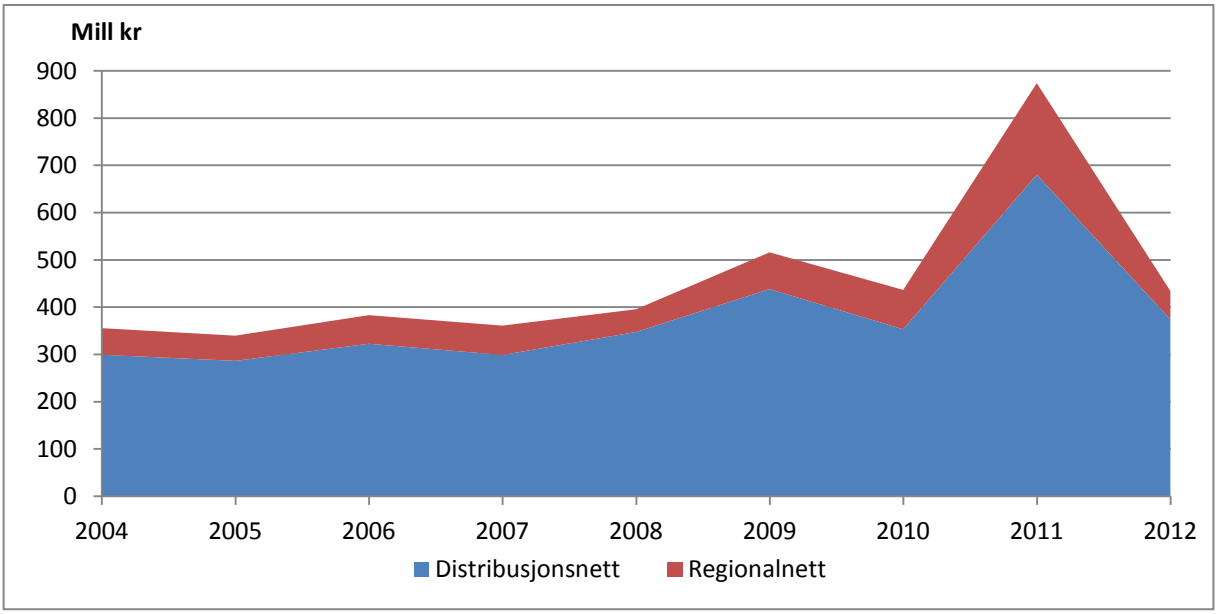
NVE har inkludert en insentivregulering kalt KILE i inntektsreguleringen for å bidra til at selskapene tar hensyn til leveringspålitelighet i nettet når de foretar sine valg. Kundene er delt inn i seks ulike kundegrupper for å ta hensyn til ulike avbruddskostnader. Kostnadene som beregnes gjennom KILE-ordningen skal reflektere at kundenes kostnader avhenger av varigheten på avbruddet, tidspunkt for når avbruddet inntreffer og om det er varslet eller ikke. Registreringene i FASIT ligger til grunn for den årlige beregningen av KILE for hvert selskap. Leveringspålitelighet påvirkes hovedsakelig av selskapenes investeringer, drift og vedlikehold i nettet. KILE gir nettselskapene insentiver til å avveie samfunnsøkonomiske kostnader ved avbrudd mot andre påvirkbare kostnader i sitt nett. For eksempel vil det ofte være dyrere å legge en linje i kabel enn i luft, men sannsynligheten for avbrudd er større for luftlinjer enn kabler pga. ytre påvirkning fra vær og mennesker.

Videre i kapitlet vil vi først se på årlig utvikling i KILE på bransjenivå, før vi ser på KILE per abonnent i forhold til selskapsstørrelse og geografi. Til slutt ser vi om KILE-ordningen virker etter hensikten.

7.1 Utviklingen i KILE på bransjenivå

Av Figur 38 ser vi at de største kostnadene ved avbrudd ligger i distribusjonsnettet. Regionalnettet er stort sett masket nett, og leveringspåliteligheten er ofte høyere i masket nett fordi utfall av én komponent i kraftsystemet ikke nødvendigvis medfører avbrudd. I tillegg er regionalnettet ofte mer robust enn distribusjonsnettet, slik at det sjeldnere oppstår feil som forårsaker avbrudd. De totale KILE-beløpene i bransjen har ligget mellom 340 og 400 mill kr i perioden 2004-2008. Til og med 2008 omfattet KILE-ordningen kun langvarige avbrudd, det vil si avbrudd med varighet over tre minutter. Fra og med 2009 omfatter KILE-ordningen også kortvarige avbrudd. I 2009 utgjorde kortvarig KILE omtrent 72 mill kr, som tilsvarer 55 prosent av økningen i KILE fra 2008 til 2009.

[26] Se for eksempel http://www.nve.no/no/Energi1/Kraftsystemet/Leveringskvalitet/Avbruddstatistikk/.



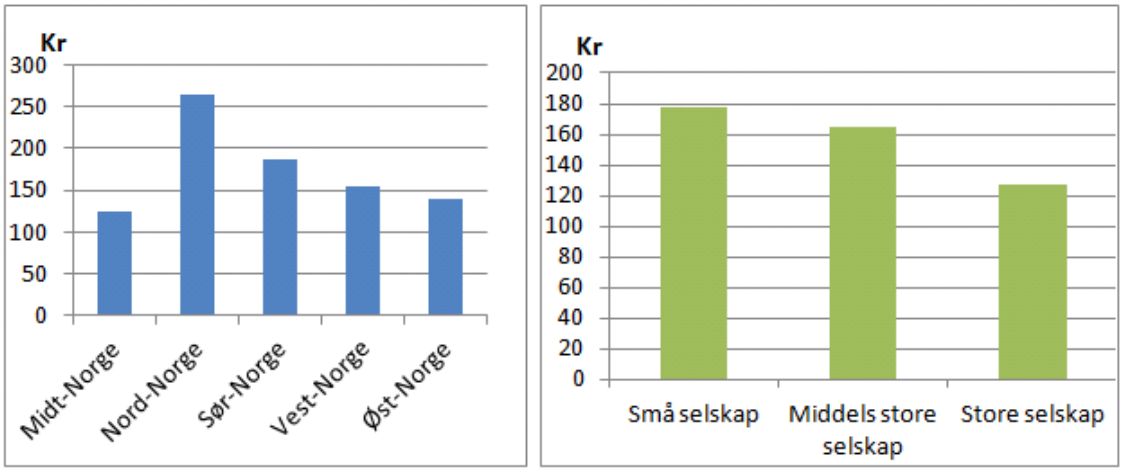
Figur 38: Utvikling i totale KILE-beløp for distribusjons- og regionalnettet eksklusive Statnett (løpende kr).

De totale KILE-kostnadene mer enn doblet seg fra 2010 til 2011, men ble redusert tilbake til 2010-nivået igjen i 2012. Det høye KILE-nivået i 2011 skyldes i hovedsak Dagmar, som forårsaket omfattende og langvarige avbrudd mange steder i landet, samtidig som det var generelt mye uvær i 2011. Dagmar rammet hardest i Vest-Norge, men også deler av Øst-Norge ble hardt rammet, spesielt i Oppland og Hedmark.

7.2 KILE fordelt på selskapsstørrelse og geografi

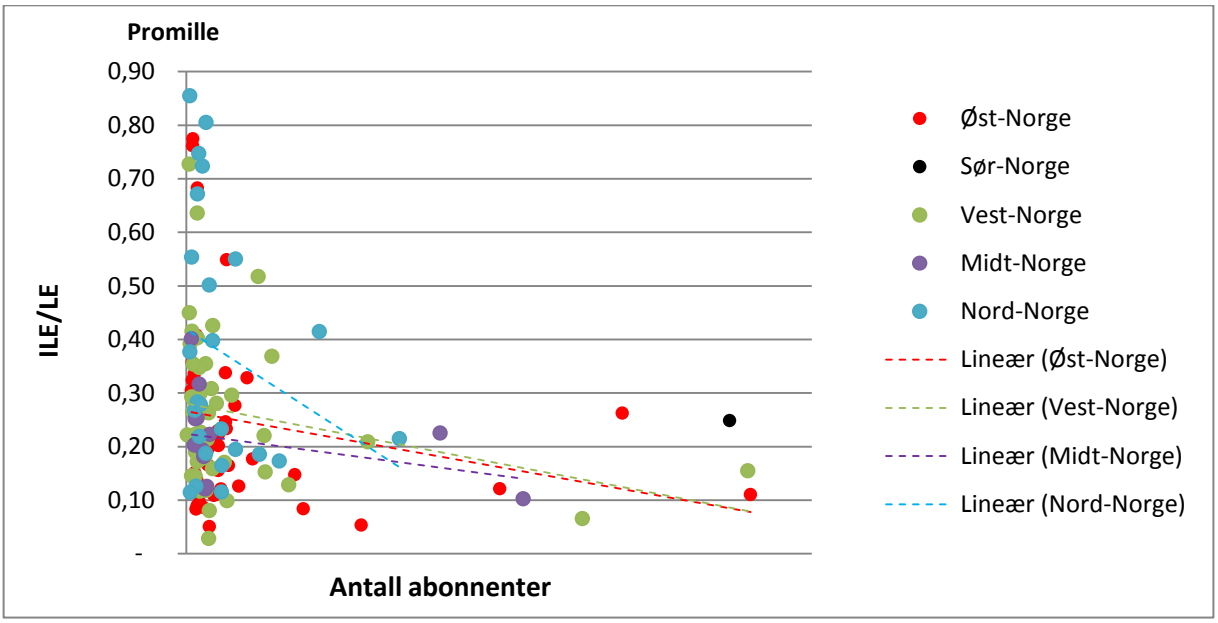
Som vi ser av Figur 38, varierer total KILE noe fra år til år, og for hvert enkelt nettselskap kan årlig variasjon være svært stor. For å se på fordelingen av KILE i forhold til geografisk plassering og selskapsstørrelse, har vi derfor brukt gjennomsnittlig KILE per abonnent for perioden 2004-2012. Et slikt gjennomsnitt vil jevne ut de årlige forskjellene. Effekten av Dagmar på KILE i 2011 var imidlertid så stor at den vil ha en innvirkning på gjennomsnittet for de selskapene som opplevde uværet. Vi ser av grafen til venstre i Figur 39[27] at Nord-Norge er området med desidert høyest KILE per abonnent i perioden. Gjennomsnittlig KILE per abonnent i området var på 260 kr, mens Midt-Norge kun hadde en KILE per abonnent på 140 kr. Av grafen til høyre i Figur 39 fremgår det at små selskap har en høyere KILE per abonnent enn middels store og store selskap. Gjennomsnittlig KILE per abonnent varierer likevel veldig mellom nettselskapene. Klepp Energi AS, et middels stort nettselskap i Vest-Norge, ligger lavest med en KILE per abonnent på kun 33 kr, mens Luostejok Kraftlag AL, et lite selskap i Nord-Norge, har høyest KILE per abonnent på 590 kr. Gjennomsnittet i bransjen ligger på 168 kr.

[27] Hydro Aluminium AS, Mo Industripark AS og Yara AS er ekskludert fra datasettet pga. en ekstrem KILE per abonnent.



Figur 39: Gjennomsnittlig KILE per abonnent i distribusjonsnettet for perioden 2004-2012 (uvektet og i løpende kr). Fordelt på geografisk beliggenhet til venstre og selskapsstørrelse til høyre.

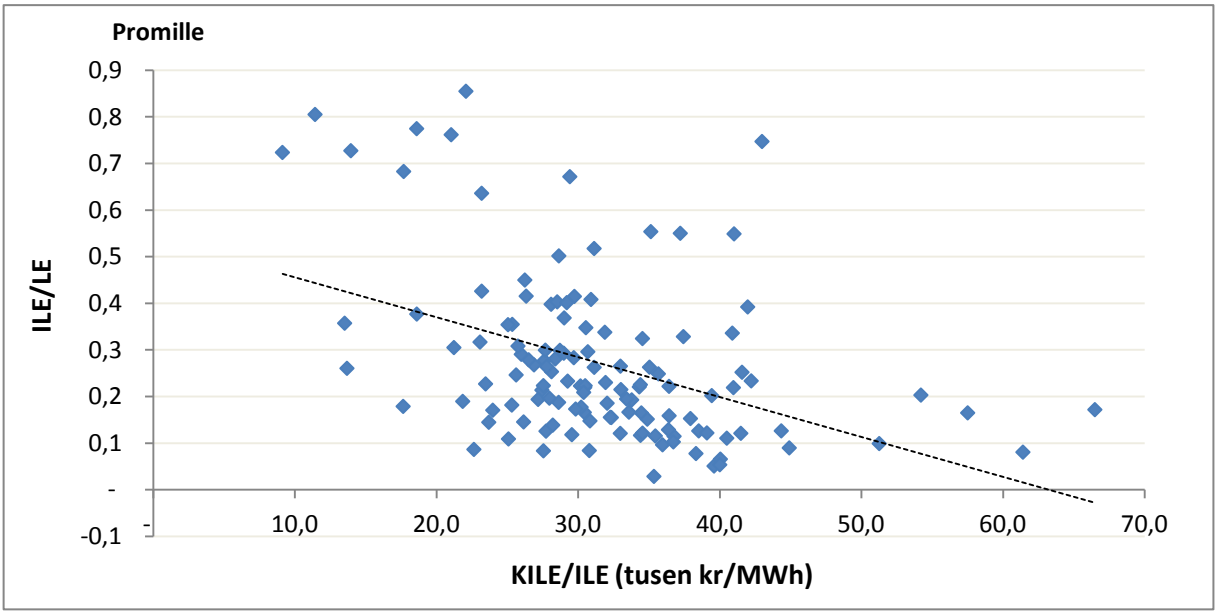
Figur 40[28] viser hvordan leveringspålitelighet i distribusjonsnettet, målt ved ikke levert energi (ILE) som promille av levert energi (LE), varierer med størrelse. Tallene omfatter kun avbrudd som skyldes hendelser i distribusjonsnettet. ILE som skyldes hendelser i regional- eller sentralnettet er ikke inkludert. Leveringspåliteligheten varierer mye mellom de små selskapene, fra 0,03 promille til 0,86 promille. Selv om det er en god del variasjon mellom selskap i samme størrelsesgruppe, er det en klar trend at leveringspåliteligheten øker med selskapsstørrelsen. Figuren viser også spredning i leveringspålitelighet innenfor hver landsdel. Trenden er den samme i alle områder i Norge, men spredningen mellom leveringspålitelighet er større i Nord-Norge enn i de øvrige områdene.



Figur 40: Leveringspålitelighet, målt som ILE/LE, i forhold til størrelse målt ved antall abonnenter. Gjennomsnittstall for 2007-2012, kun distribusjonsnett.

[28] Hafslund Nett AS er ikke inkludert i figuren.

KILE skal bidra til at nettselskapene tar valg der leveringskvalitet er en faktor på samme måte som andre kostnader i vurderingen. Figur 41 viser at KILE-ordningen gir nettselskapene insentiv til å hensynta ulike kunders kostnader ved avbrudd i planleggingen. Langs den vannrette aksen vises konsekvensen av et avbrudd, målt i tusen kr per MWh. Lengst til høyre ligger dermed de selskapene som ved avbrudd har hatt størst økonomisk konsekvens. Den vertikale aksen viser andel ikke levert energi (ILE) i promille av levert energi (LE). Et lavt tall her tilsier en høy pålitelighet. Det er stor spredning blant selskapene, men vi ser en trend der selskap med høy konsekvens ved avbrudd også har høy pålitelighet.



Figur 41: Leveringspålitelighet målt i ILE/LE mot konsekvensen av et avbrudd, tall i gjennomsnitt for perioden 2007-2012.

8 Tariffer

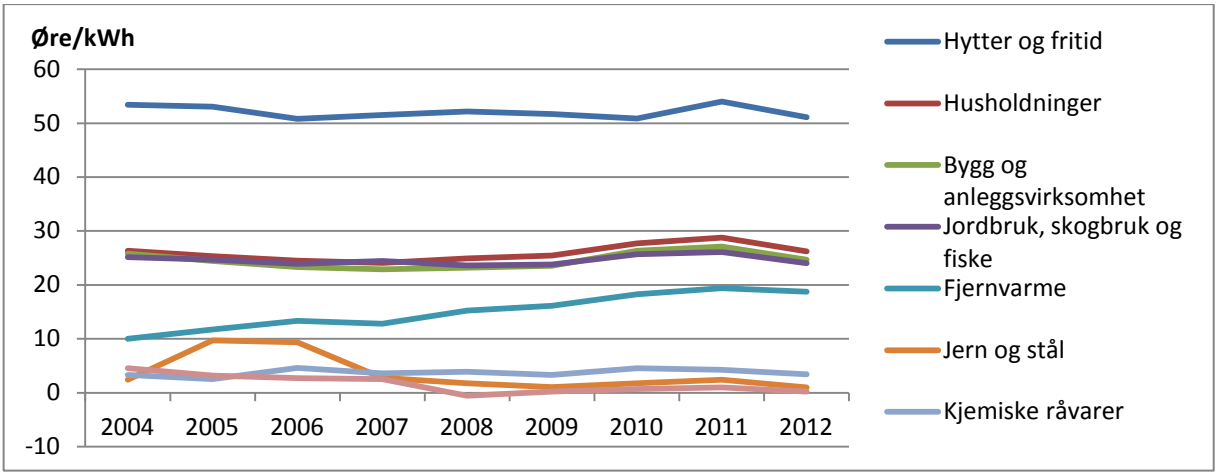
Stort sett er tariffutviklingen for hver kundegruppe relativt stabil i perioden 2004-2012. Tariffene ble satt opp noe i 2011, for så i 2012 å bli satt ned til under 2010-nivået. Tross historisk høy inntektsramme for 2013 er tariffene for en gjennomsnittlig husholdning i 2013 minimalt høyere enn i 2012. Den foreslåtte reduksjonen i tariffstøtten medfører at antall selskap som mottar støtte reduseres fra 25 i 2013 til 11 i 2014. Videre halveres antall abonnenter som mottar støtten.

Nettselskapene setter selv sine tariffer i tråd med NVEs forskrifter om tariffutforming, basert på størrelsen på inntektsrammen og *tillatt inntekt*. Selskapene rapporterer fortløpende endringer i sine tariffer til NVE, som utgir en årlig statistikk over disse[29]. Siden 2000 har det hvert år blitt delt ut et tilskudd til utjevning av nettleien i distribusjonsnettet over statsbudsjettet. Formålet er å redusere tariffene til sluttbrukere i områder av landet med høye overføringskostnader. Årsaker til forskjeller i nettleie er ulik kundetetthet, ulike geografiske utfordringer og kostnadseffektivitet. NVE fordeler de årlige bevilgningene til nettselskapene etter kriterier gitt av Olje- og energidepartementet (OED). Nettselskapene plikter å la hele tilskuddet komme kundene til gode i form av redusert nettleie samme år som tilskuddet er tildelt. Tildelingsbrevet for 2014 er i skrivende stund ikke mottatt fra OED, og vi har derfor i de følgende analysene lagt regjeringens tilleggsproposisjon til nasjonalbudsjettet av 8. november 2013 til grunn. Tariffstøtten er der foreslått redusert fra 120 mill kr i 2013 til 30 mill kr i 2014.

I avsnittene under beskrives utviklingen i gjennomsnittlige tariffer og tariffstøtten.

8.1 Gjennomsnittlige tariffer

Selskapene rapporterer en oversikt over inntekter knyttet til levert energi, og fordelt på kundegrupper i eRapp[30]. Fra 2007 endret NVE struktur på kundegruppene i rapporteringen, slik at en sammenligning for alle kundegrupper blir vanskelig. Det er derfor gjort et utvalg av noen grupper. Figur 42 viser utviklingen i gjennomsnittlig tariff for disse kundegruppene. Den gjennomsnittlige tariffen varierer mye mellom gruppene. Industrien ligger lavest med en gjennomsnittlig tariff for produksjon av aluminium på 0,24 øre/kWh i 2012 mot 51 øre/kWh for hytter og fritidshus. Ser man på utviklingen i hele perioden, har tariffen for fjernvarme nesten doblet seg, mens tariffen for jern og stål og primæraluminium har hatt en betydelig prosentmessig reduksjon. I de øvrige kundegruppene er tariffen tilnærmet uendret i perioden.



Figur 42: Gjennomsnittstariff (vektet) beregnet ved inntekt/levert energi per utvalgte kundegruppe (løpende kr).

[29] Se for eksempel NVE-rapport 14/2013: *Statistikk over nettleie i regional- og distribusjonsnettet 2013*.
[30] Note 1 i eRapp.

Dersom vi ser tariffutviklingen i sammenheng med utviklingen i inntektsrammen, jf. kapittel 2, var tariffene i 2010 lave tatt i betraktning den høye inntektsrammen. Selv om inntektsrammen for 2011 var en del lavere enn i 2010, ble tariffene satt litt opp dette året. Vi ser at tariffene er justert ned igjen for 2012 sammenlignet med 2011. Dette må sees i sammenheng med at inntektsrammen for 2012 var lavere enn i 2011.

I februar 2013 publiserte NVE på sine nettsider at nettleien for en gjennomsnittlig husholdning blir 0,9 prosent høyere i 2013 enn i 2012. Økningen i nettleien er vesentlig mindre enn den høye inntektsrammen for 2013 skulle tilsi. Økt tillatt inntekt som følge av uværet Dagmar og andre ekstraordinære kostnader, ser ut til å jevnes ut over flere år. Den moderate nettleieøkningen tyder også på at nettselskapene korrigerer for at de tidligere år har hatt en nettleie som har ligget noe høyere enn inntektsrammene har tilsagt. Selskapene har i all hovedsak et overordnet ønske om å holde tariffene stabile ut i fra et kundehensyn, og ordningen med mer-/mindreinntekt bidrar i så henseende. Mer-/mindreinntekt beskrives nærmere i kapittel 9.

8.2 Tariffstøtte

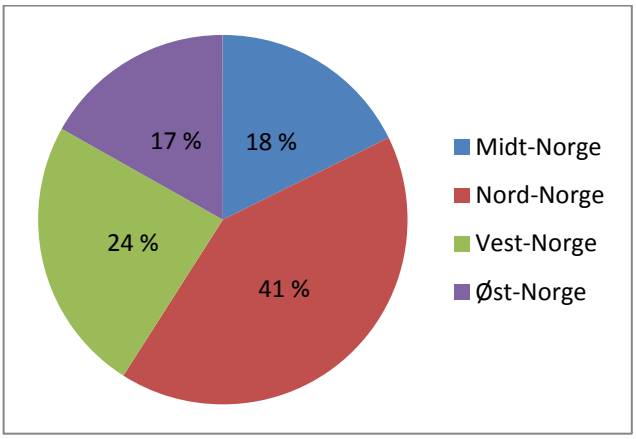
Kriteriene for tildeling av tariffstøtte er basert på en *gjennomsnittlig nettkostnad* per kWh for uttak av kraft. Tabell 2 viser utviklingen i bevilgningen fra 2000 til i dag. Vi ser at denne har økt fra 10 mill kr i 2000 til 120 mill kr i 2012. Spesielt var økningen stor fra 2011 til 2012; 60 mill kr. Støtten for 2014 er redusert til 30 mill kr. Dette tilsvarer et 2008-nivå. Det er totalt utdelt 659,5 mill kr i tariffstøtte siden ordningen ble innført. Videre viser tabellen antall selskap som har mottatt støtte siden 2000. Antallet øker med økt bevilgning, og fra 9 selskaper i 2000 var det 31 selskap som fikk støtte i 2012. På grunn av den reduserte rammen for støtte i 2014 reduseres antallet selskap til 11. Til sist viser tabellen den gjennomsnittlige støtten per abonnent i det enkelte år, hvor den totale støtten er fordelt på totalt antall abonnenter i selskapene. For 2014 vil abonnentene i gjennomsnitt motta 944 kr i tariffstøtte, men i realiteten vil det være store forskjeller i støtte per abonnent mellom selskapene. Antall abonnenter som nyter tariffstøtte utgjør mellom to og fire prosent av totale antall abonnenter i distribusjonsnettet i perioden 2007 til 2013. I 2014 er antallet redusert til ca. én prosent.

År	Tariffstøtte i mill kr	Antall selskap	Antall abonnenter	Gj.sn. støtte/abon
2000	10	9	27 755	360
2001	10	9	26 466	378
2002	10	10	29 028	344
2003	20	10	45 271	442
2004	40	16	49 213	813
2005	29,5	12	43 545	677
2006	30	13	46 685	643
2007	30	17	66 351	452
2008	30	14	59 035	508
2009	60	25	66 428	903
2010	60	26	72 349	829
2011	60	24	65 544	915
2012	120	31	102 579	1 170
2013	120	25	89 342	1 343
2014	30	11	31 785	944

Tabell 2: Oversikt over utvikling i bevilget tariffstøtte, antall selskap som får tariffstøtte, antall abonnenter som mottar støtte og gjennomsnittlig støtte per abonnent.

Basert på foreløpige beregninger, vil det i 2014 være 11 selskaper som vil motta tariffstøtte på totalt 30 mill kr. De 11 selskapenes kunder får i gjennomsnitt redusert nettleien med knapt 6 øre/kWh. I Buskerud, Hordaland og Nordland er det tre selskap i hvert fylke som mottar støtte. Totalt får disse fylkene 87,5 prosent av den totale bevilgningen for 2014. Fylkene mottar støtte på henholdsvis 3,5 mill kr, 11,1 mill kr og 11,6 mill kr.

Totalt er det 39 selskaper som har mottatt støtte i perioden 2000 til 2014, og mange selskap har mottatt flere år. Rødøy-Lurøy Kraftverk AS og Tysnes Kraftlag SA har mottatt støtte hvert år på totalt henholdsvis 81 mill kr og 73 mill kr; til sammen 23 prosent av totalt tildelt støtte i perioden. Vedlegg 2 gir en oversikt over alle selskap som har mottatt støtte i perioden 2000 til 2013, samt beløpet selskapet har mottatt. Figur 43 viser hvordan totalt tildelt tariffstøtte er fordelt per landsdel. Nord-Norge har mottatt mest, mens Sør-Norge aldri har blitt tildelt støtte.

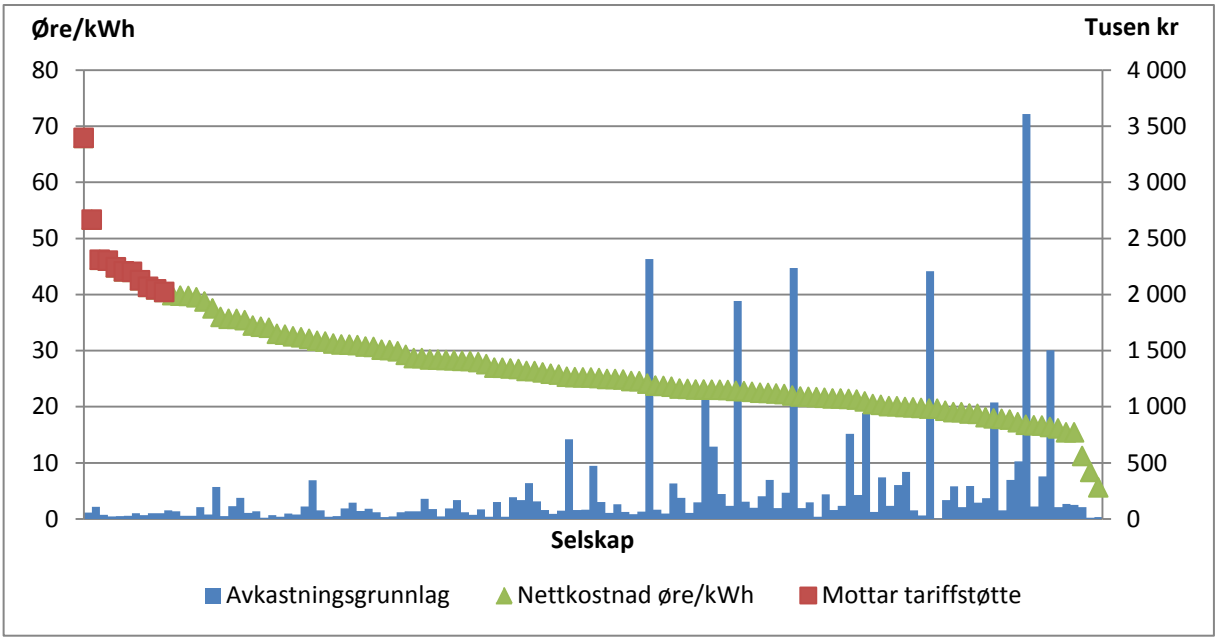


Figur 43: Totalt tildelt tariffstøtte for perioden 2000-2014 (foreløpige beregninger for 2014).

For 2013 er i overkant av én tredjedel av selskapene som mottok tariffstøtte, organisert som samvirkeforetak. Til sammenligning er nesten halvparten av selskapene som vil motta tariffstøtte i 2014 samvirkeforetak.

Figur 44[31] viser nettkostnaden per selskap i avtakende rekkefølge, mens stolpene viser avkastningsgrunnlaget til det enkelte selskap. Selskapene som vil motta tariffstøtte i 2014 er markert til venstre i figuren. Det er en klar tendens at mindre selskap målt ved avkastningsgrunnlag har høyest nettkostnad i 2012. Alle selskapene som mottar tariffstøtte for 2014 er etter vår definisjon å anse som små. Samtidig er det også flere små selskap som har lav nettkostnad. Det er relativt flere av de små selskapene som er organisert som samvirkeforetak eller kommunale foretak enn blant de store selskapene.

[31] Hydro Aluminium AS, Svorka Produksjon AS, Arendals Fossekompani ASA, Løvenskiold Fossum Kraft, Norsk Hydro Produksjon AS, Tinfos AS og Tydal Kommunale Energiverk KF er ekskludert fra datasettet. Selskapene holdes utenfor når tildeling av tariffstøtte beregnes.



Figur 44: Nettkostnaden per selskap i 2012 i avtagende størrelse fra venstre. Stolpene viser størrelsen på avkastningsgrunnlaget til de samme selskapene, målt i aksen til høyre.

9 Mer - og mindreinntekt

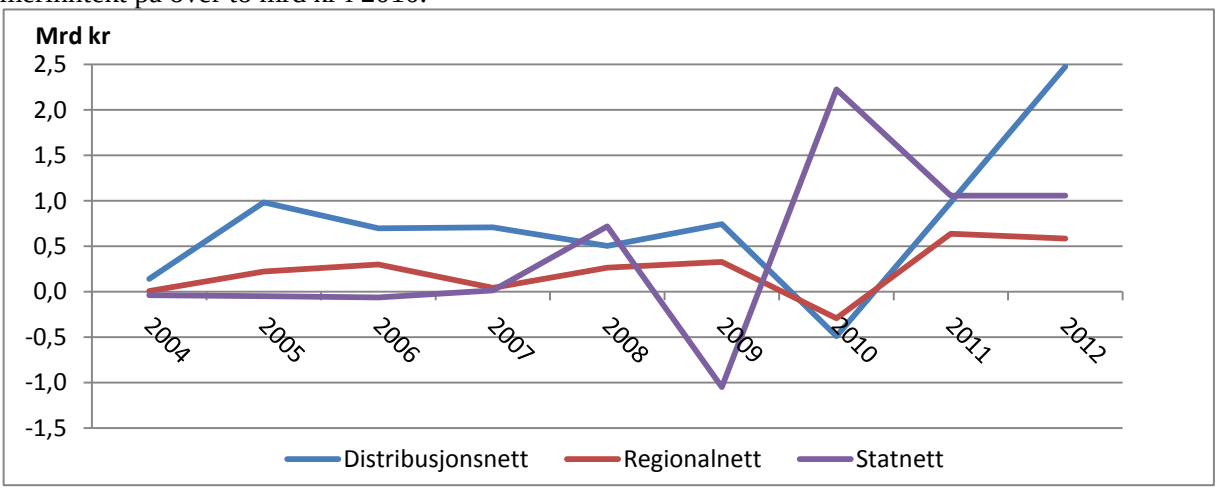
Akkumulert MMI i bransjen har økt fra en stor mindreinntekt i 2003 til en like stor merinntekt i 2012. Bare fra 2011 til 2012 har akkumulert merinntekt økt fra ca. én mrd kr til 3,7 mrd kr. Statnetts MMI har økt gradvis siden 2009, og er i 2012 på 3,5 mrd kr.

NVE fastsetter årlig en mer- eller mindreinntektssaldo for nettselskapene basert på om de har tatt inn for mye (merinntekt) eller for lite (mindreinntekt) gjennom tariffer sammenlignet med tillatt inntekt. Merinntekt *må* tilbakebetales kundene gjennom tariffene, mindreinntekt *kan* belastes kundene gjennom tariffene. Ordningen skal bidra til jevnere tariffer, slik at årlige fluktuasjoner i tillatt inntekt ikke slår direkte ut i endringer i tariffene. Selskapene skal styre denne saldoen mot null over tid. Det har tidligere ikke eksistert en øvre eller nedre grense for hvor mye et selskap kan akkumulere av mer- eller mindreinntekt (MMI), noe som har ført til at flere selskap har høye akkumulerte saldoer. For å unngå strategiske tilpasninger og øke insentivene til å redusere saldoene, endret NVE kontrollforskriften fra 1. januar 2013. Inntil 2013 har all MMI blitt rentebelastet med foliorenten til Norges Bank. Fra og med 2013 skal denne renteberegnes med årsgjennomsnitt av 12 måneders NIBOR[32], og merinntekt over 25 prosent av tillatt inntekt justert for KILE skal renteberegnes med NVEs referanserente. Videre skal mindreinntekt over 25 prosent av tillatt inntekt avskrives, men dette gjelder først fra og med 2015. For Statnett er grensen satt til 35 prosent.

Under ser vi først på den årlige utviklingen i forholdet mellom tillatt inntekt og tariffer; årlig mer- og mindreinntekt. Deretter ser vi på akkumulert MMI, på bransjenivå og selskapsspesifikt.

9.1 Utviklingen i mer- og mindreinntekt

Figur 45 viser årlig MMI fordelt på nettnivå. Med andre ord vises det årlige differansen mellom faktisk og tillatt inntekt, og man kan se en sammenheng med fluktuasjonene i inntektsrammene. For eksempel skyldes mindreinntekten for distribusjons- og regionalnettet i 2010 at det ble tatt inn lavere tariffer enn tillatt inntekt ga rom for dette året. Bortsett fra i 2010 har det i de to laveste nettnivåene vært en årlig merinntekt gjennom hele perioden. I perioden 2007-2012 har MMI for Statnett variert kraftig fra en årlig mindreinntekt på én mrd kr i 2009 til en årlig merinntekt på over to mrd kr i 2010.

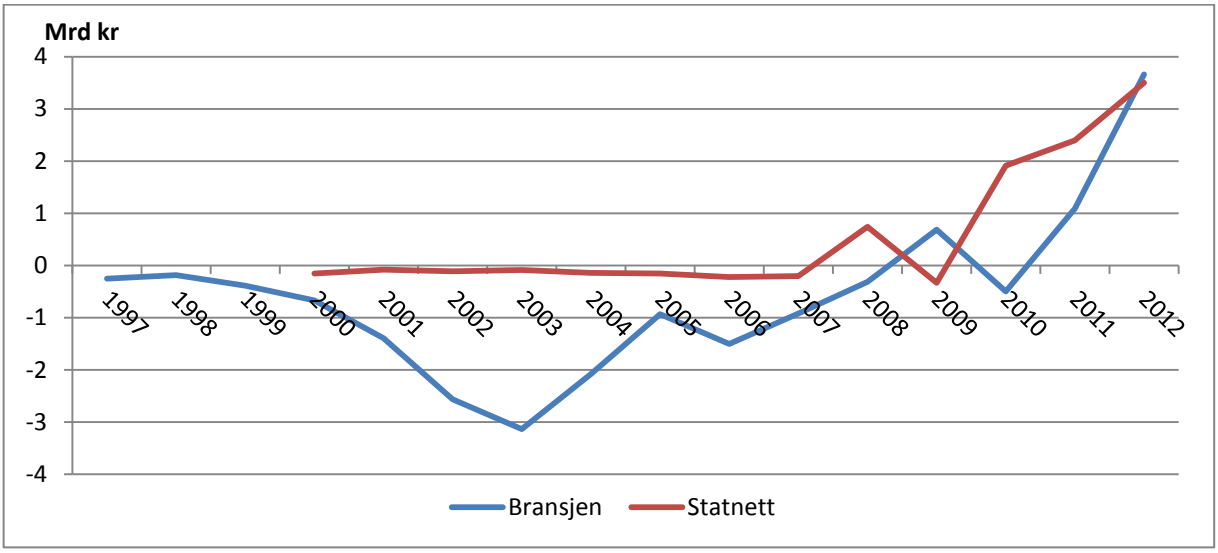


Figur 45: Årlige svingninger i MMI (løpende kr). MMI for 2012 er basert på estimater fordi vedtak for MMI for 2012 i skrivende stund ikke er fattet.

[32] NIBOR med løpetid på 12 måneder vil ikke bli beregnet fra og med 1.1.2014. NVE vil benytte årsgjennomsnittet av NIBOR nominell rente med løpetid på 3 måneder pluss et påslag på 0,3 prosentpoeng fra årsskiftet. Forslaget er ikke vedtatt per dags dato.

I Figur 46 vises akkumulert MMI tilbake til 1997. Fra slutten av 90-tallet og frem til 2003 var selskapenes faktiske inntekt lavere enn tillatt inntekt, og det ble gradvis akkumulert mindreinntekt. Det var sannsynligvis feilprognoser vedrørende forbruksutvikling og endringer i kraftpris som var de viktigste forklaringsfaktorene til den økende mindreinntekten. Ser man Figur 45 og Figur 46 i sammenheng, viser utviklingen at bransjen startet innhentingen av mindreinntekten i 2004 og 2005, og i 2012 er det akkumulert en merinntekt på 3,7 mrd kr. Som beskrevet i kapittel 2.1, var inntektsrammen for 2012 lav sammenlignet med perioden 2009-2011. Som vist i kapittel 8.1, ble tariffene økt i 2011 i forhold til 2010, sannsynligvis for å hente inn mindreinntekten som oppsto i 2010. I tillegg er inntektsrammen for 2013 historisk høy. Dette tilsier at den høye akkumulerte merinntekten i 2012 vil reduseres betydelig i 2013. Tariffene ble satt ned noe i 2012, men ikke mer enn at bransjen akkumulerte en høy merinntekt for 2012. Det er grunn til å tro at nettselskapene ikke har satt ned tariffene tilstrekkelig for å treffe tillatt inntekt for 2012, og har akkumulert en merinntekt som de vil betale tilbake til sine kunder i 2013 ved å ikke sette opp tariffene så mye som rammen tillater.

Fra 2010 har Statnett økt tariffene sine som følge av store planlagte investeringer i kommende år, og akkumulert MMI har økt fra mindreinntekt i 2010 til 3,5 mrd kr merinntekt i 2012. Statnett har tidligere[33] vist til at volatile flaskehalsinntekter påvirker MMI-saldoen i stor grad. I 2011 og 2012 kom det uventet mye nedbør i Norge samtidig som vinteren 2011/2012 var uvanlig mild. Dette førte til store prisdifferanser mot Nederland og Danmark samt uventet høye flaskehalsinntekter.

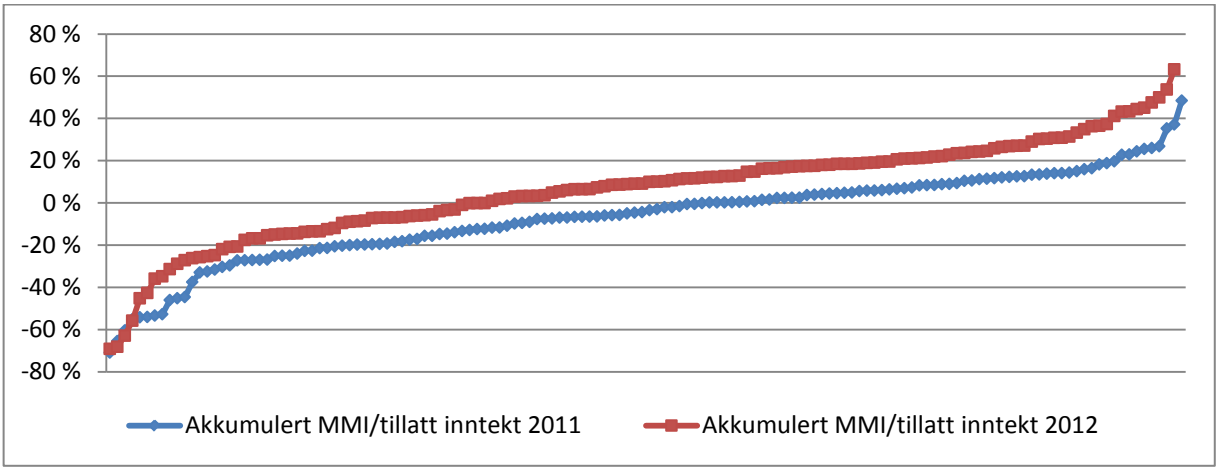


Figur 46: Årlig akkumulert MMI (løpende kr). Akkumulert MMI for 2012 er kun foreløpig.

[33] Se Statnetts høringssvar på NVE-høringsdokument 1/2012 av 12.9.2012

9.2 Mer- og mindreinntekt fordelt per selskap

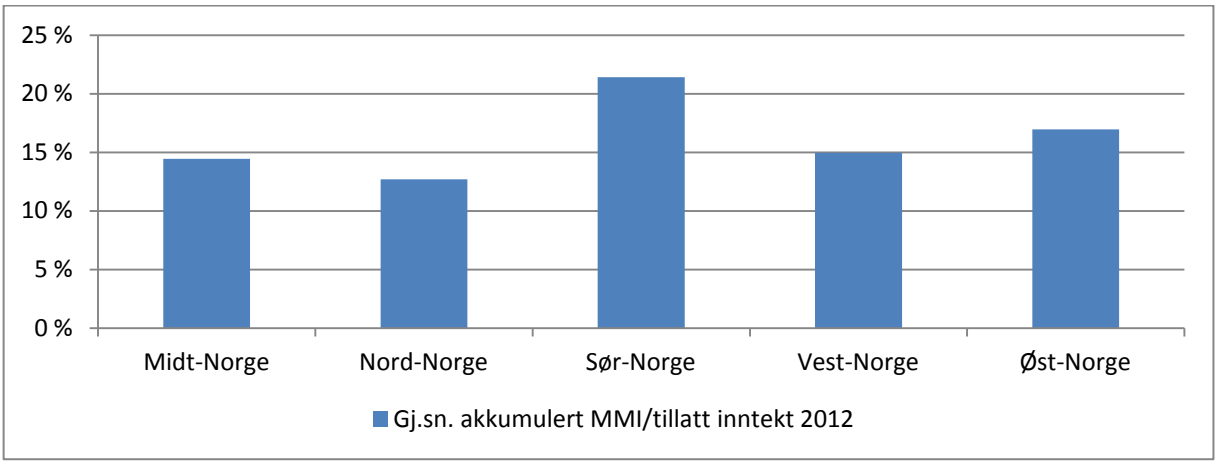
Figur 47[34] viser andel akkumulert MMI av tillatt inntekt i 2011 og 2012 per selskap. 92 av 143 selskap har akkumulert merinntekt i 2012, mot 64 i 2011. 26 av selskapene hadde en merinntekt som oversteg 25 prosent av tillatt inntekt i 2012; med et samlet snitt på 37 prosent av tillatt inntekt. Til sammenligning hadde kun 6 selskap en merinntekt som oversteg 25 prosent av tillatt inntekt i 2011. 15 selskap har imidlertid en mindreinntekt som utgjør mer enn 25 prosent av den tillatte inntekten i 2012. Samlet gir dette et snitt på 40 prosent av tillatt inntekt.



Figur 47: Akkumulert MMI som andel av tillatt inntekt per selskap, per 31.desember 2011 og 2012.

Av Figur 46 så vi at bransjen samlet har en merinntekt på 3,7 mrd kr. De største selskapene har i snitt en akkumulert merinntekt per 31.desember 2012 på 240 mill kr; ca. 17 prosent av tillatt inntekt i 2012. De små selskapene har i snitt en mindreinntekt på 260 tusen kr; ca. én prosent av tillatt inntekt. Det kan være flere grunner til at selskapene velger å akkumulere en merinntekt; for eksempel at det planlegges store investeringer framover slik at tariffene vil bli jevnere om de økes litt i forkant av investeringen.

Figur 48 viser gjennomsnittlig akkumulert MMI som andel av tillatt inntekt i 2012 fordelt på geografisk område. Andelen er godt over 10 prosent i alle områdene. I Sør-Norge er den over 20 prosent.



Figur 48: Gjennomsnittlig akkumulert MMI/tillatt inntekt 2012, fordelt på geografisk område.

[34] Norsk Hydro Produksjon AS, Ustekveikja Kraftverk AS, Skjåk Energi SA, Statkraft Energi AS, Elkem AS Bjølvefossen er fjernet fra figuren pga. veldig stor andel akkumulert mindreinntekt av tillatt inntekt.

10 Selskapsstruktur

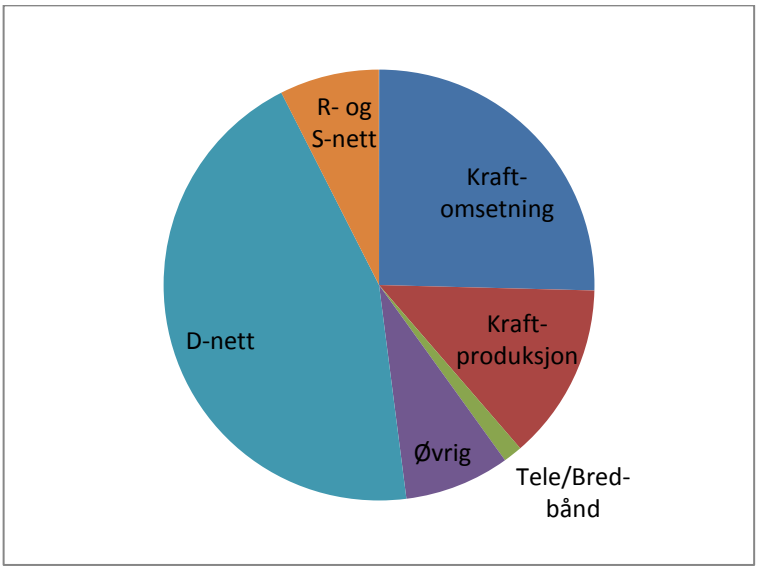
Vertikalintegrerte selskap med virksomhetsområder som for eksempel nett og kraftomsetning, er lovpålagt[35] å ha et klart skille mellom monopolvirksomheten og den konkurranseutsatte virksomheten. Vi ser i dette kapittelet på hvorvidt andel nettvirksomhet i nettselskapene har noen sammenheng med deres kostnadseffektivitet i distribusjonsnettet. Våre undersøkelser viser at gjennomsnittlig *DEA-resultat* i distribusjonsnettet er bedre for nettselskap med høy nettandel enn for nettselskap med lavere nettandel.

Nettselskapene er organisert i ulike juridiske selskapsformer. Vi har undersøkt om det er forskjeller mellom de ulike selskapsformene hva gjelder kostnadseffektivitet i distribusjonsnettet, utdeling av utbytte/konsernbidrag og *egenkapitalandel*. Basert på varselet om inntektsramme for 2014, har vi sett at selskapsform har innvirkning på resultatet i de sammenlignende analysene. Aksjeselskap (AS) kommer bedre ut enn samvirkeforetak (SA) og kommunale foretak (KF). Egenkapitalgraden er ca. 80 prosent eller høyere for selskap med delt ansvar (DA) og SA, mens AS har en andel på ca. 50 prosent.

Under går vi nærmere inn på analysene bak disse observasjonene.

10.1 Vertikalintegrering og resultatgrad

Utover nettvirksomhet har mange nettselskap også annen virksomhet som ikke er monopolvirksomhet, men som inngår i verdikjeden i el-markedet. Figur 49 viser hvilke virksomhetsområder et gjennomsnittlig norsk nettselskap har. De mest vanlige konkurranseutsatte næringene som nettselskapene har virksomhet i er kraftomsetning og kraftproduksjon. Figuren viser at et typisk norsk nettselskap er vertikalintegrert.



Figur 49: Uvektet gjennomsnitt av virksomhetsområder for et nettselskap i perioden 2004-2012.

Figur 49 viser at foruten nettvirksomhet, er kraftomsetning og kraftproduksjon de største virksomhetsområdene for nettselskapene, og dermed de områdene som utgjør den største risikoen for kryssubsidiering mellom monopol- og konkurranseutsatt virksomhet.

Tabell 3 viser antallet distribusjonsnettselskap som inngår i de sammenlignende analysene, og hvor mange av de som har en høy, middels eller lav andel av omsetningen i nettvirksomhet.

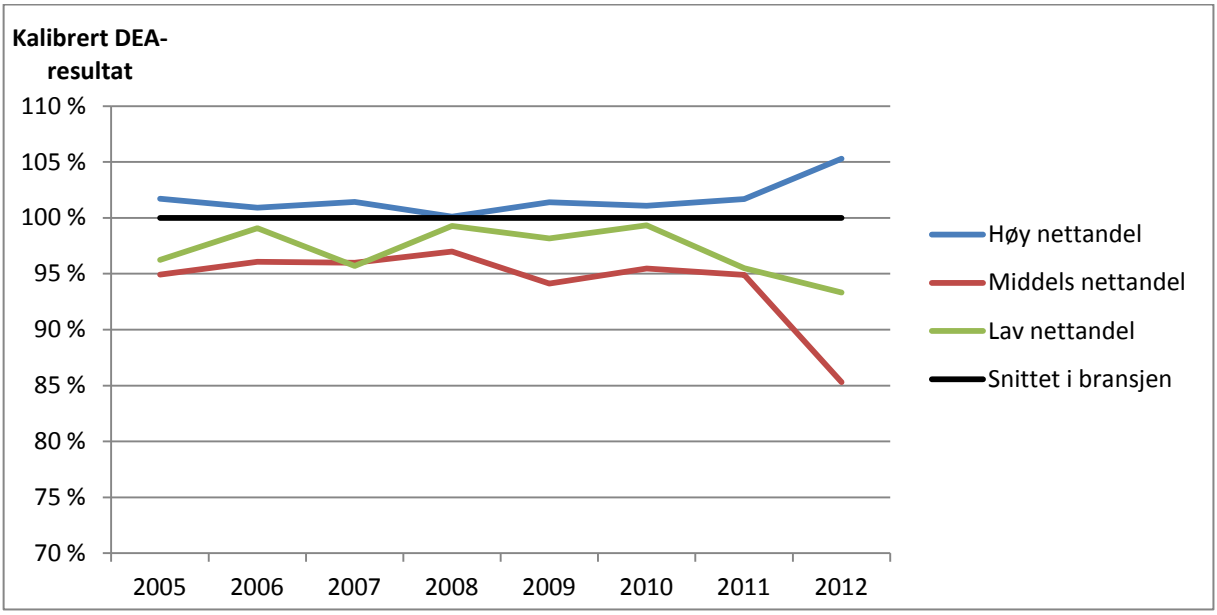
[35] Energiloven § 4-7

Dessuten viser tabellen hvor mange selskaper som har andre virksomhetsområder enn nett og hvor stor andel av omsetningen selskapene har i den øvrige virksomheten. Kraftomsetning utgjør en middels eller høy andel av omsetningen hos 57 av distribusjonsnettselskapene i perioden 2005-2012, mens det kun er 6 selskaper med en høy eller middels andel kraftproduksjon.

Gjennomsnitt 2005-2012	Høy andel (> 65 %)	Middels andel (65 % > 35 %)	Lav andel (35 % > 1 %)	Ingen andel	Totalt
Nettvirksomhet	44	57	25	0	126
Kraftomsetning	4	53	45	24	126
Kraftproduksjon	0	6	45	75	126
Tele	0	0	52	74	126
Øvrig	1	2	117	6	126

Tabell 3: Antall distribusjonsnettselskap med høy, middels eller lav andel i de ulike virksomhetsområdene, basert på omsetning.

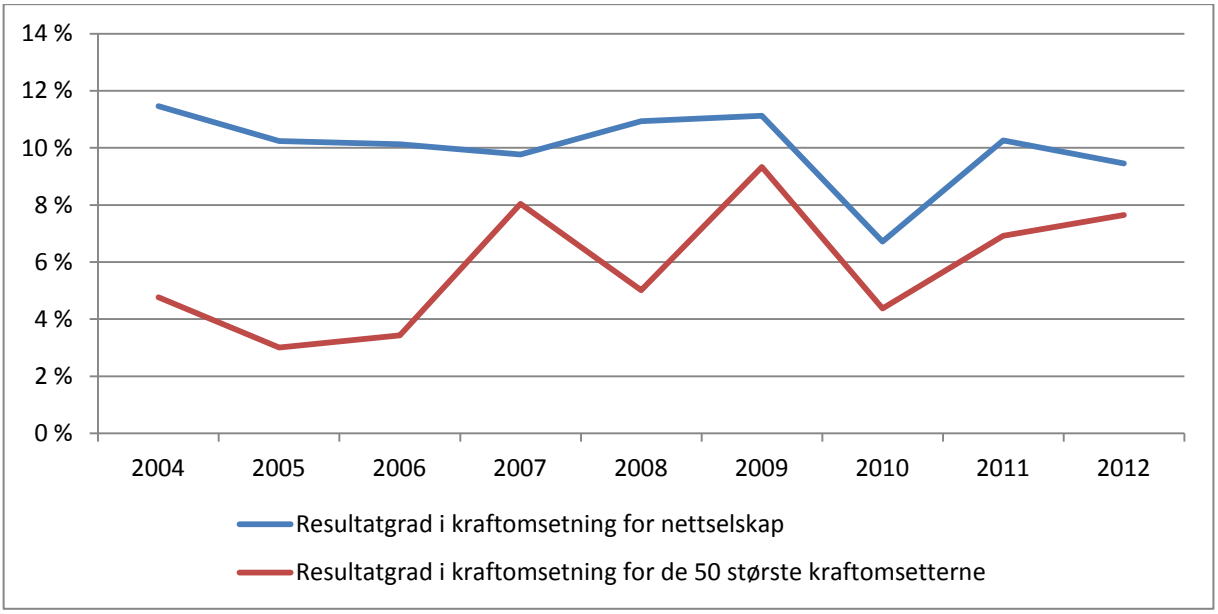
Figur 50 viser nettselskapenes DEA-resultat i distribusjonsnettet gruppert etter fordelingen i tabell 3. 23 av selskapene med en høy nettandel har mer enn 90 prosent nettvirksomhet, og mange av disse selskapene ligger i konsern[36]. Kostnadseffektivitet er vist ved et vektet DEA-resultat etter kostnadsgrunnlaget for hver av gruppene. Resultatene er kalibrerte, slik at gjennomsnittet i bransjen er 100 prosent. Figur 50 viser at gruppen med høy nettandel er mer kostnadseffektiv enn de andre to gruppene i hele perioden. Sammenlignet med gruppene middels og lav nettandel har selskapene med en høy nettandel i gjennomsnitt et DEA-resultat som er henholdsvis åtte og fem prosentpoeng høyere i perioden 2005-2012 enn gjennomsnittet til de andre to gruppene. Utslagene i 2012 skyldes i stor grad negative estimatavvik ført mot egenkapitalen hos tre store nettselskap, jf. kapittel 5. Disse tre selskapene ligger i gruppen med høy nettandel og drar snittet i gruppen opp ettersom de har betydning for det vektede DEA-resultatet. Fjernes de tre selskapene fra analysen blir utslaget i 2012 mindre, mens det i 2011 ville skapt et større skille mellom gruppen med høy nettandel og de andre.



Figur 50: Kalibrert DEA-resultat (fra inntektsramme for perioden 2007-2014) i distribusjonsnettet gruppert etter selskapenes nettandel.

[36] Energiloven § 4-6

Ettersom nettselskap med middels og lav nettandel fremstår som mindre kostnadseffektive i DEA-analysen enn selskap med høy nettandel, er det interessant å vite hvordan disse selskapene gjør det i de konkurranseutsatte næringene. Ved å benytte *resultatgrad* kan man få en indikator på årets resultat for de ulike virksomhetsområdene i nettselskapene. Som vist i Figur 49 utgjør kraftomsetning i gjennomsnitt 25 prosent av et vanlig norsk nettselskap. For selskapene som hører hjemme i gruppene middels og lav nettandel er andelen kraftomsetning noe høyere. Figur 51 viser resultatgraden til virksomhetsområdet kraftomsetning hos nettselskap som etter tabell 3 har en høy eller middels andel kraftomsetning sammenlignet med resultatgraden til de 50 største omsetterne[37] i 2012 som ikke har nett i sin virksomhet. De førstnevnte selskapene har en resultatgrad som i snitt er fire prosentpoeng høyere enn de selskapene som har kraftomsetning som sin kjernevirksomhet.



Figur 51: Uvektet resultatgrad i kraftomsetning for nettselskap med en høy eller middels andel kraftomsetning, sammenlignet med de 50 største selskapene i Norge som driver med kraftomsetning.

Kraftproduksjon utgjør 13 prosent av et gjennomsnittlig nettselskaps virksomhet. Etter tabell 3 er det kun seks distribusjonsnettselskap som har en middels andel kraftproduksjon, mens det ikke er noen som har en høy andel kraftproduksjon. Vi sammenlignet resultatgraden i kraftproduksjon til disse selskapene med de 50 største kraftprodusentene[38] som ikke har nett. I gjennomsnitt har nettselskapene 16 prosentpoeng høyere resultatgrad i perioden 2004-2012. Ettersom det er såpass få nettselskaper med en betydelig andel kraftproduksjon gir ikke nødvendigvis resultatene et riktig bilde.

Virksomhetsområdene tele og øvrig virksomhet utgjør totalt ca. ti prosent av virksomheten til et typisk norsk nettselskap. Vi har ikke noe sammenligningsgrunnlag å vurdere resultatene til disse virksomhetsområdene mot, og vi går derfor ikke nærmere inn på områdene i denne rapporten.

10.2 Selskapsform og kostnadseffektivitet i distribusjonsnettet

Nettselskapene er organisert som aksjeselskap (AS), samvirkeforetak (SA/AL), delt ansvar (DA) eller kommunale foretak (KF). Eierinteressene er enten statlige, kommunale, private eller

[37] Basert på innrapportering i NVEs database eRapp.
[38] Basert på innrapportering i NVEs database eRapp.

en kombinasjon av disse. Mange nettselskap er de siste 20 årene omdannet fra KF til AS, mens det har vært lite eller ingen organisasjonsendringer i SA. Selskapsform kan virke inn på hvordan et selskap drives. Vanligvis vil et selskap ønske å maksimere profitten gitt de betingelser som stilles i den direkte reguleringen. Et SA som driver nettvirksomhet vil i utgangspunktet være indifferent mellom utbytte i form av direkte utbetalinger eller gjennom redusert nettleie. I 2012 var 25 av nettselskapene organisert som SA.

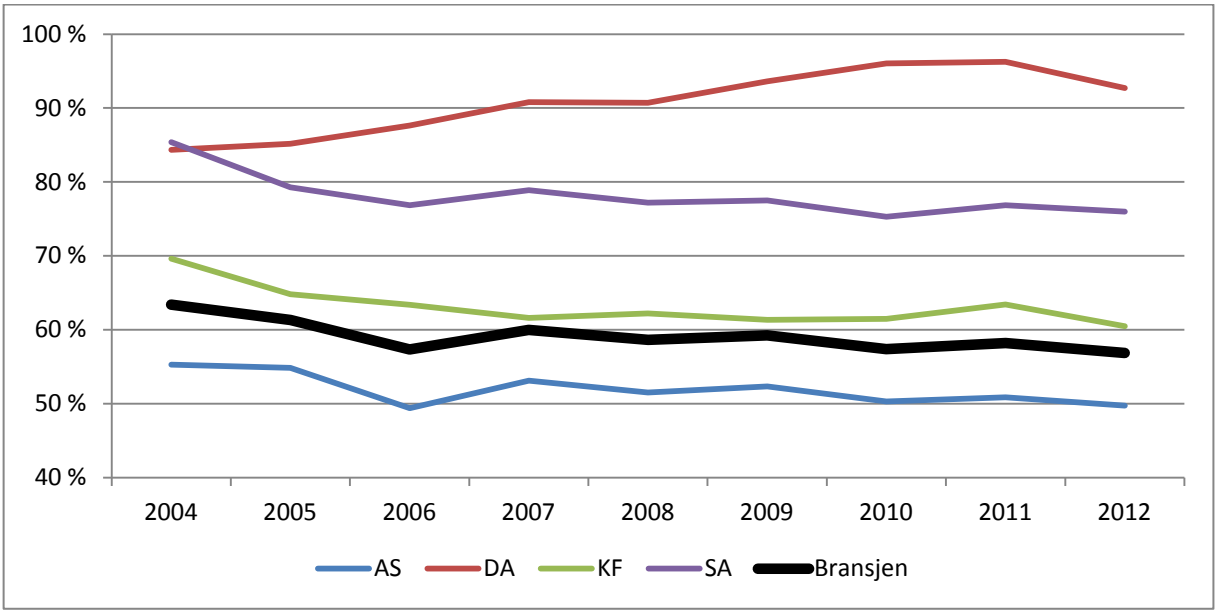
Tabell 4 viser antall selskap i distribusjonsnettet med selskapsformene AS, SA og KF i 2012. Tabellen viser at SA og KF i gjennomsnitt har et lavere DEA-resultat for distribusjonsnettet enn selskapsformen AS i varsel om inntektsramme for 2014. Seks nettselskap er organisert som DA, men disse har ikke distribusjonsnett og er dermed ikke vist i tabellen under.

Selskapsform 2012	Antall	DEA-resultat
Aksjeselskap (AS)	96	81 %
Samvirkeforetak (SA)	25	70 %
Kommunale foretak (KF)	12	73 %
Totalt	**133**	**78 %**

Tabell 4: Antall selskap innenfor ulike selskapsformer og uvektet gjennomsnittlig DEA-resultat før kalibrering i distribusjonsnettet i varsel om inntektsramme for 2014.

10.3 Egenkapitalandel og utbytte/konsernbidrag

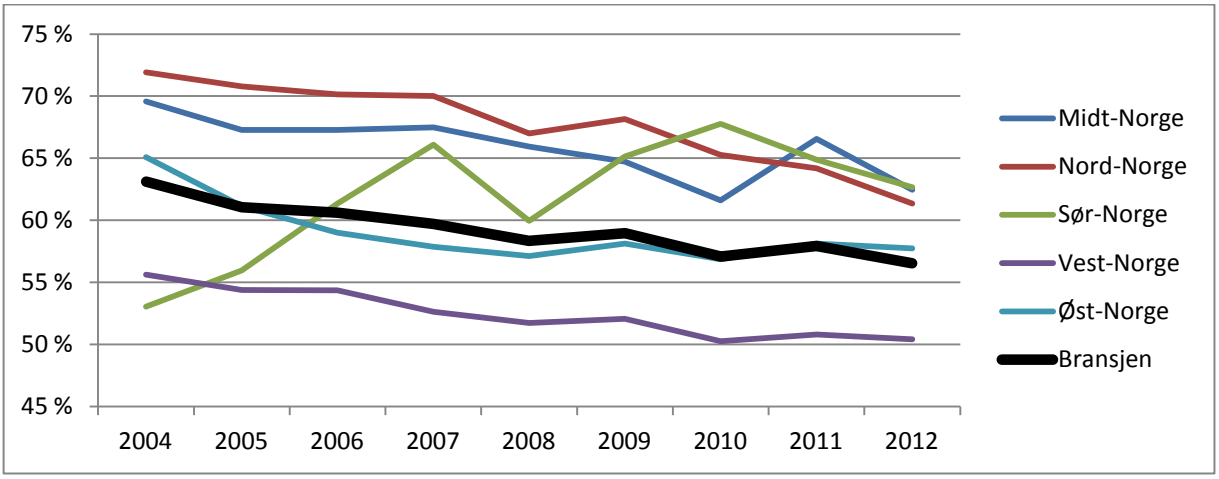
Figur 52 viser utviklingen i den uvektede egenkapitalandelen[39] (EK-andel) etter selskapsform. Den uvektede EK-andelen vektlegger alle selskap likt, og vi ser at denne reduseres gjennom perioden 2004-2012; fra 63 til 57 prosent. De seks selskapene organisert som DA i 2012 er de med høyest gjennomsnittlig EK-andel. Gjennomsnittlig EK-andel til de 25 samvirkeforetakene er betydelig høyere enn snittet i bransjen. AS er den vanligste selskapsformen i bransjen, og gjennomsnittlig EK-andel hos AS ligger under snittet i bransjen.



Figur 52: EK-andel etter selskapsform (uvektet snitt).

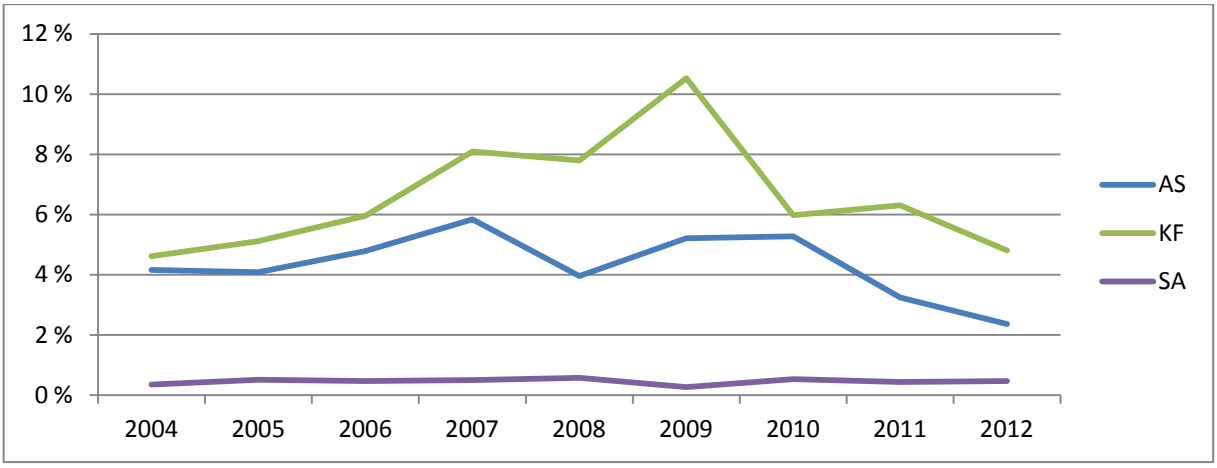
[39] NVE har kun data på egenkapital for hele selskapet, slik at også virksomhet utover nett inkluderes i analysene videre. Ettersom noen selskaper er vesentlig større enn andre (inkludert andre virksomhetsområder), vil det gi et uriktig bilde av bransjen å benytte et vektet gjennomsnitt av EK-andelen.

Figur 53 viser utviklingen i den uvektede EK-andelen etter landsdel. Snittet i bransjen er redusert med syv prosent i perioden 2004-2012. Den største nedgangen har vært i Nord-Norge, og det er også denne landsdelen som har hatt størst økning i årlige investeringer. Ellers er Sør-Norge den eneste landsdelen som har økt EK-andelen med ti prosent i perioden. Dette må sees i sammenheng med at det kun er tre nettselskap i denne landsdelen, og en endring hos en av disse kan påvirke snittet betydelig. Vest-Norge[40] har en langt lavere EK-andel enn øvrige landsdeler i hele perioden. Dette kan ha sammenheng med at landsdelen har hatt en betydelig økning i årlige investeringer i distribusjonsnettet. Videre viser Figur 55 at nettselskap i denne landsdelen i snitt er de som deler ut mest utbytte og konsernbidrag i forhold til størrelse på egenkapitalen.



Figur 53: Utvikling i EK-andel fordelt etter landsdel (uvektet snitt).

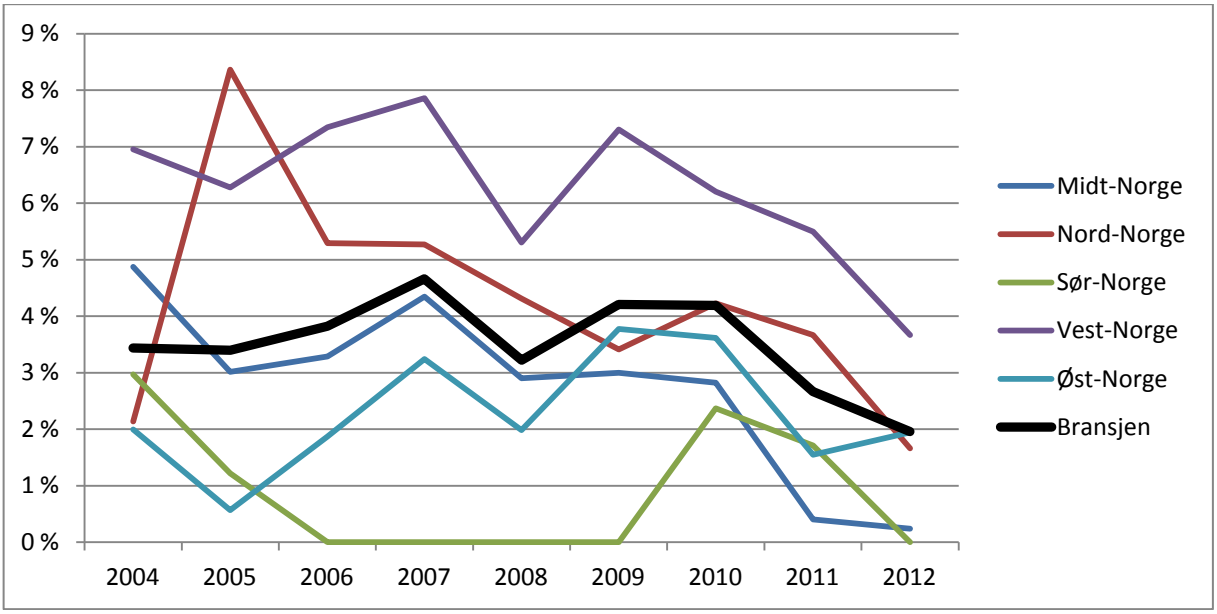
I perioden 2004-2012 er det store forskjeller i utbytte/konsernbidrag mellom selskapsformene, jf. Figur 54. I praksis er det bare AS som deler ut konsernbidrag, men i enkelte tilfeller har både selskapsformen KF og SA overført konsernbidrag. I 2012 delte 69 av 104 AS ut enten utbytte eller konsernbidrag. Seks av elleve KF hadde utbytte på over ti prosent i 2009. SA har i praksis ikke delt ut utbytte i perioden. Denne selskapsformen deler ut utbytte etter deltagelse (og ikke kapitalinnskudd), og ofte deles "overskuddet" ut gjennom for eksempel reduserte tariffer. Etterbetalinger (direkte utbetaling) til eierne i samvirkeforetak er det som i stor grad fremkommer i figuren, som sett mot EK-andelen ikke er spesielt høy for samvirkeforetakene. De seks selskapene med selskapsformen DA har verken delt ut utbytte eller konsernbidrag i perioden.



Figur 54: Vektet andel årlig utbytte og konsernbidrag av egenkapitalen fordelt på selskapsform.

[40] Elkem AS Bjølvefossen er tatt ut av datagrunnlaget til Vest-Norge på grunn av ekstreme resultater.

Figur 55 viser i hvilke landsdeler selskapene deler ut mest utbytte og konsernbidrag. Selskapene i Vest-Norge er den landsdelen som deler ut mest utbytte og konsernbidrag i prosent av egenkapitalen. Tendensen de siste årene for selskapene i denne landsdelen, i likhet med bransjen generelt, er at utdeling av utbytte og konsernbidrag har gått ned. Det gjelder spesielt i 2011 og 2012. Selskapene i Nord-Norge delte også ut mye utbytte i perioden 2004-2006, men de siste fire årene har denne landsdelen ligget mer likt med bransjen generelt. Selskapene i de øvrige tre landsdelene ligger under gjennomsnittet i bransjen.



Figur 55: Vektet andel årlig utbytte og konsernbidrag av egenkapitalen fordelt på landsdel.

11 Ordforklaringer

Anlegg under utførelse: Dette er anlegg som er under konstruksjon og som ikke er satt i drift eller spenningssatt. Anlegg under utførelse skal ikke inngå i kapitalgrunnlaget for nettreguleringen (inntektsrammegrunnlaget), men balanseføres separat som anlegg under utførelse frem til anlegget tas i bruk og aktiveres som ordinært anleggsmiddel.

Avkastning: Nettselskapenes avkastning er regulert ved at selskapene samlet får en avkastning lik referanserenten, som er bestemt i kontrollforskriften[41] § 8-3.

Avkastningsgrunnlag: Avkastningsgrunnlaget består av selskapenes nettkapital per årsslutt tillagt én prosent for netto arbeidskapital. Avkastningsgrunnlaget benyttet ved beregning av inntektsrammen skiller seg fra det forskriftsfestede avkastningsgrunnlaget, jf. kontrollforskriften § 1-3.

DEA-resultat: Data Envelopment Analysis (DEA). NVE benytter DEA-modellen for å måle det enkelte nettselskaps kostnadseffektivitet sammenlignet med andre nettselskaper. Nettselskap som anses som effektive i DEA-analysen får et DEA-resultat på over 100 prosent og er referanseselskap for de andre. Et resultat lavere enn 100 prosent tilsier at selskapet må redusere sine kostnader for å oppnå et effektivt resultat.

Egenkapitalandel (EK-andel): EK-andel i prosent er et uttrykk for hvor stor del av eiendelene som er finansiert med egenkapital og dermed hvor mye av eiendelene som kan gå tapt før kreditorenes fordringer kommer i fare. EK-andelen er beregnet som Egenkapital/Totalkapital.

Estimatavvik ført mot egenkapital: Nettselskap som i sitt finansregnskap fører pensjonskostnader (estimatavvik) direkte mot egenkapitalen kan ved rapportering til NVE registrere estimatavvikene slik at disse inkluderes i selskapet sitt kostnadsgrunnlag.

Gjennomsnittlig nettkostnad (til beregning av tariffstøtte): Denne kostnaden finner man ved å dividere totale tillatte inntekter fra forbrukerne i distribusjonsnettet med levert energi i kWh til de samme forbrukerne. Det fastsettes en terskelverdi for gjennomsnittlig nettkostnader som gir grunnlag for støtte. Terskelverdien beregnes ut i fra størrelse på den årlige bevilgningen og midlene fordeles slik at hvert distribusjonsnettselskap mottar tre fjerdedeler av differansen mellom terskelverdien og den gjennomsnittlige nettkostnaden til selskapet.

KILE (Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi): KILE skal representere kundenes kostnader ved avbrudd og ordningen innebærer at avbruddskostnadene tas med i nettselskapenes bedriftsøkonomiske vurderinger. Denne ordningen skal gi nettselskapene økonomisk motivasjon til riktig ressursallokering innenfor de rammer og vilkår som ellers er gitt av myndighetene.

Mer- og mindreavkastning: NVE fatter årlig enkeltvedtak om mer- eller mindreavkastning for hvert nettselskap. Meravkastning er urimelig høy avkastning, jf. energilovforskriften § 4-4 bokstav b. Mindreavkastning er negativ differanse mellom nettselskapets avkastning fratrukket den minimumsavkastning som fastsettes av NVE. P.t. er minimumsavkastning fastsatt til to prosent, men blir endret til null prosent fra og med 1. januar 2014. Minimumsavkastningen beregnes som et gjennomsnitt over de siste fem år.

[41] Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer, FOR-1999-03-11-302.

Referanserente: Referanserenten benyttes i inntektsrammen for å fastsette bransjens avkastning, og skal bidra til at et effektivt selskap oppnår en rimelig avkastning over tid. Et gjennomsnittlig effektivt selskap i de sammenlignende analysene oppnår en avkastning lik referanserenten. Referanserenten er forskriftsfestet[42].

Referansepris på kraft: Denne prisen fastsettes basert på et vektet gjennomsnitt av den månedlige områdeprisen i det aktuelle området. Vekten baseres på alminnelig forsyning og skal sørge for at pris i måneder med størst forsyning vektlegges mest i beregningen av en årlig kraftpris.

Resultatgrad (Driftsresultat/Driftsinntekter): Resultatgraden er et typisk finansielt nøkkeltall som forteller hvor høyt overskudd selskapet har i forhold til omsetning. Resultatet er før skatt og et årsresultat på én mill kr av en omsetning på ti mill kr gir en resultatgrad på ti prosent.

Sammenlignende analyser: Selskapenes kostnader sammenlignes med hverandre gitt et sett med rammevilkår. Resultatene fra analysene rangerer selskapene basert på kostnadseffektivitet og alder på nettanlegg. NVE benytter DEA-modellen som metode i analysene.

Systemansvarskostnader: I 2007 og 2008 var totale kostnader knyttet til systemansvaret basert på en normkostnad i inntektsrammene. Fra og med 2009 inkluderes kostnadene som 40 prosent faktiske kostnader og 60 prosent normkostnad i inntektsrammen. Normkostnaden fastsettes av NVE.

Tillatt inntekt: Er lik årlig inntektsramme minus KILE-kostnader pluss kostnader som kan tas inn i sin helhet i tillegg til årlig inntektsramme, jf. kontrollforskriften § 7-3. Disse kostnadene er: Kostnader ved kjøp av nettjenester fra andre nettselskap, og kostnader ved leie av andre nettselskap sine anlegg med inntektsramme (såkalte kostnader i overliggende nett), innbetalt eiendomsskatt, tillegg for investeringer (se ytterligere forklaring under), kostnader ved forhåndsgodkjente FoU-prosjekter.

Tillegg for investeringer: Investeringer kommer ikke inn i kostnadsgrunnlaget før to år etter at de er aktivert. I perioden 2007 til 2010 benyttet NVE en ”justeringsparameter”, fra 2009 kalt tillegg for investeringer, for å kompensere selskapene for dette tapet. I 2007 og 2008 var ikke dette et reelt tillegg i rammen, mens det i 2009 og 2010 ble gitt en reell kompensasjon i form av tillegg i inntektsrammen. For regnskapsåret 2009 innførte man en ny metode hvor kapitalkostnader knyttet til investeringer tas inn i tillatt inntekt. Det betyr at selskapene kan inkludere avskrivninger og avkastning basert på investeringer i tariffene sine samme år. I inntektsrammene fra og med 2011 vises derfor ikke kapitalkostnader knyttet til investeringer, siden disse kun blir synlige i mer-/mindreinntektsvedtakene.

Vertikalintegrert selskap: Et vertikalintegrert selskap er et selskap som er aktivt i flere ledd i en verdikjede, for eksempel innen produksjon, distribusjon og detaljsalg. Nettselskaper som både produserer og selger kraft til sluttbrukere er vertikalt integrerte selskaper.

[42] Kontrollforskriftens § 8-3.

12 Vedlegg 1 – Gruppering av nettselskapene etter størrelse og geografi

Et lite selskap har mindre enn 1 500 km nett (høyspent og lavspent) og færre enn 6 000 abonnenter. Et stort selskap har flere enn 60 000 abonnenter. Totalt er det 66 små, 57 mellomstore og 10 store selskap i distribusjonsnettet.

Inndelingen i geografisk plassering er gjort etter tabell 5. Noen nettselskaper strekker seg over flere fylker. Nettselskapet er da inkludert i det fylket der størst andel av nettanleggene befinner seg. Totalt er det 28 nettselskap i Nord-Norge, 16 i Midt-Norge, 51 i Vest-Norge, 3 i Sør-Norge og 47 i Øst-Norge. Både regional- og distribusjonsnettselskap er inkludert.

Nord-Norge:	Finnmark, Troms, Nordland
Midt-Norge:	Nord- og Sør-Trøndelag
Vest-Norge:	Møre og Romsdal, Sogn og Fjordane, Hordaland, Rogaland
Sør-Norge:	Aust- og Vest-Agder
Øst-Norge:	Telemark, Vestfold, Buskerud, Oppland, Hedmark, Oslo, Akershus, Østfold

Tabell 5: Inndeling i geografiske områder.

Tabell 6 viser geografisk plassering, antall abonnenter, lengde på nettet og størrelse per selskap. En del av nettselskapene har ingen abonnenter i distribusjonsnettet, og er derfor ikke plassert etter størrelse.

Tabell 6: Nettselskap fordelt på geografisk plassering og størrelse

Selskap	Område	Antall abonnenter 2012	Antall km nett (HS+LS) 2012	Størrelse
Agder Energi Nett AS	Sør-Norge	184 367	19 169	Stort
Aktieselskabet Saudefaldene	Vest-Norge	Ikke DNETT	Ikke DNETT	Ikke DNETT
Alta Kraftlag SA	Nord-Norge	11 953	1 935	Middels
Andøy Energi AS	Nord-Norge	3 567	628	Lite
Arendals Fossekompani ASA	Sør-Norge	Ikke DNETT	Ikke DNETT	Ikke DNETT
AS Eidefoss	Øst-Norge	13 852	2 851	Middels
Askøy Energi AS	Vest-Norge	12 856	993	Middels
Aurland Energiverk AS	Vest-Norge	1 354	343	Lite
Austevoll Kraftlag BA	Vest-Norge	3 808	501	Lite
Ballangen Energi AS	Nord-Norge	3 060	646	Lite
Bindal Kraftlag SA	Nord-Norge	1 180	300	Lite
BKK Nett AS	Vest-Norge	184 656	15 488	Stort
Dalane energi IKS	Vest-Norge	13 559	2 050	Middels
Dragefossen Kraftanlegg AS	Nord-Norge	3 183	508	Lite
Drangedal Elverk KF	Øst-Norge	3 464	780	Lite
Driva Kraftverk	Midt-Norge	Ikke DNETT	Ikke DNETT	Ikke DNETT
EB Nett AS	Øst-Norge	57 438	3 788	Middels
E-CO Energi AS	Øst-Norge	Ikke DNETT	Ikke DNETT	Ikke DNETT
Eidsiva Nett AS	Øst-Norge	142 533	18 592	Stort
Elkem AS Bjølvefossen	Vest-Norge	428	53	Lite
Elverum Nett AS	Øst-Norge	10 578	1 336	Middels
Energi 1 Follo Røyken AS	Øst-Norge	35 795	2 788	Middels
Etne Elektrisitetslag	Vest-Norge	1 866	281	Lite
Evenes Kraftforsyning AS	Nord-Norge	1 371	311	Lite
Fauske Lysverk AS	Nord-Norge	6 441	845	Middels
Finnås Kraftlag	Vest-Norge	7 484	898	Middels
Fitjar Kraftlag SA	Vest-Norge	2 240	367	Lite
Fjelberg Kraftlag SA	Vest-Norge	1 957	259	Lite
Flesberg Elektrisitetsverk AS	Øst-Norge	3 753	693	Lite
Forsand Elverk Kommunalt Føretak i Forsand	Vest-Norge	1 103	269	Lite
Fortum Distribution AS	Øst-Norge	102 383	8 654	Stort
Fosenkraft AS	Midt-Norge	7 775	1 171	Middels
Fredrikstad Energi Nett AS	Øst-Norge	39 093	2 922	Middels
Fusa Kraftlag SA	Vest-Norge	2 999	646	Lite
Gauldal Nett AS	Midt-Norge	5 415	1 187	Lite
Gudbrandsdal Energi AS	Øst-Norge	17 551	2 689	Middels
Hadeland Energinett AS	Øst-Norge	15 894	2 032	Middels
Hafslund Nett AS	Øst-Norge	562 501	27 579	Stort
Hallingdal Kraftnett AS	Øst-Norge	22 268	3 606	Middels
Hammerfest Energi Nett AS	Nord-Norge	7 501	1 021	Middels
Hardanger Energi AS	Vest-Norge	6 435	1 147	Middels
Haugaland Kraft AS	Vest-Norge	59 121	6 893	Middels
Haugaland Kraft AS	Vest-Norge	59 121	6 893	Middels
HelgelandsKraft AS	Nord-Norge	43 653	6 657	Middels
Hemne Kraftlag SA	Midt-Norge	4 338	853	Lite
Hemsedal Energi KF	Øst-Norge	3 697	694	Lite
Hjartdal Elverk AS	Øst-Norge	2 245	425	Lite
Hurum Energiverk AS	Øst-Norge	6 997	652	Middels
Hydro Aluminium AS	Vest-Norge	15	1	Lite
Høland og Setskog Elverk	Øst-Norge	5 796	867	Lite
Hålogaland Kraft AS	Nord-Norge	23 553	2 898	Middels
Hålogaland Kraft AS	Nord-Norge	23 553	2 898	Middels
Istad Nett AS	Vest-Norge	25 677	3 272	Middels
Jæren Everk Kommunalt foretak i Hå	Vest-Norge	7 909	982	Middels
Klepp Energi AS	Vest-Norge	7 727	801	Middels
Kraftverkene i Orkla DA	Midt-Norge	Ikke DNETT	Ikke DNETT	Ikke DNETT
Kragerø Energi AS	Øst-Norge	9 345	1 157	Middels
Krødsherad Everk KF	Øst-Norge	2 864	474	Lite
Kvam Kraftverk AS	Vest-Norge	6 488	932	Middels
Kvikne-Rennebu Kraftlag AL	Midt-Norge	3 698	1 035	Lite
Kvinnherad Energi AS	Vest-Norge	6 971	1 002	Middels
Lier Everk AS	Øst-Norge	11 502	1 250	Middels
Lofotkraft AS	Nord-Norge	16 049	2 086	Middels
Luostejok Kraftlag AL	Nord-Norge	3 681	1 019	Lite
Luster Energiverk AS	Vest-Norge	3 642	627	Lite
Lyse Elnett AS	Vest-Norge	132 333	12 001	Stort
Lyse Produksjon AS	Vest-Norge	62	84	Lite

Selskap	Område	Antall abonnenter 2012	Antall km nett (HS+LS) 2012	Størrelse
Lærdal Energi AS	Vest-Norge	1 849	315	Lite
Løvenskiold Fossum Kraft	Øst-Norge	57	24	Lite
Malvik Everk AS	Midt-Norge	5 821	479	Lite
Meløy Energi AS	Nord-Norge	4 603	297	Lite
Midt Nett Buskerud AS	Øst-Norge	13 087	1 937	Middels
Midt-Telemark Energi AS	Øst-Norge	10 431	1 589	Middels
Mo Industripark AS	Nord-Norge	66	28	Lite
Modalen Kraftlag BA	Vest-Norge	421	68	Lite
Narvik Energinett AS	Nord-Norge	11 370	1 014	Middels
Nesset Kraft AS	Vest-Norge	2 378	494	Lite
Nordkyn Kraftlag AL	Nord-Norge	1 817	439	Lite
Nordlandsnett AS	Nord-Norge	30 378	2 734	Middels
Nordmøre Energiverk AS	Vest-Norge	25 398	3 245	Middels
Nord-Salten Kraft AS	Nord-Norge	6 514	1 651	Middels
Nordvest Nett AS	Vest-Norge	8 755	1 252	Middels
Nord-Østerdal Kraftlag SA	Øst-Norge	10 479	2 547	Middels
Nore Energi AS	Øst-Norge	2 026	433	Lite
Norsk Hydro Produksjon AS	Vest-Norge	1	15	Lite
Notodden Energi AS	Øst-Norge	7 484	1 011	Middels
NTE Nett AS	Midt-Norge	82 552	12 482	Stort
Odda Energi AS	Vest-Norge	5 988	527	Lite
Oppdal Everk AS	Midt-Norge	6 566	996	Middels
Opplandskraft DA	Øst-Norge	Ikke DNETT	Ikke DNETT	Ikke DNETT
Orkdal Energi AS	Midt-Norge	6 828	1 082	Middels
Otra Kraft DA	Sør-Norge	Ikke DNETT	Ikke DNETT	Ikke DNETT
Rakkestad Energi AS	Øst-Norge	4 291	751	Lite
Rauland Kraftforsyningslag SA	Øst-Norge	3 779	869	Lite
Rauma Energi AS	Vest-Norge	4 992	808	Lite
Repvåg Kraftlag SA	Nord-Norge	4 252	898	Lite
Ringeriks-Kraft Nett AS	Øst-Norge	19 639	2 387	Middels
Rissa Kraftlag BA	Midt-Norge	3 039	559	Lite
Rollag Elektrisitetsverk SA	Øst-Norge	1 840	341	Lite
Rødøy-Lurøy Kraftverk AS	Nord-Norge	4 231	958	Lite
Røros Elektrisitetsverk AS	Midt-Norge	5 932	918	Lite
Sandøy Energi AS	Vest-Norge	1 026	58	Lite
Selbu Energiverk AS	Midt-Norge	2 737	574	Lite
SFE Nett AS	Vest-Norge	23 458	3 481	Middels
Skagerak Nett AS	Øst-Norge	183 244	14 848	Stort
Skjåk Energi KF	Øst-Norge	1 981	457	Lite
SKL Nett AS	Vest-Norge	8 781	676	Middels
Skånevik Ølen Kraftlag	Vest-Norge	3 636	476	Lite
Sognekraft AS	Vest-Norge	8 348	1 665	Middels
Stange Energi Nett AS	Øst-Norge	10 430	1 281	Middels
Stranda Energiverk AS	Vest-Norge	3 180	549	Lite
Stryn Energi AS	Vest-Norge	4 406	613	Lite
Suldal Elverk KF	Vest-Norge	3 753	825	Lite
Sunndal Energi KF	Vest-Norge	4 684	617	Lite
Sunnfjord Energi AS	Vest-Norge	14 853	2 593	Middels
Svorka Energi AS	Vest-Norge	6 394	1 293	Middels
Sykkylven Energi AS	Vest-Norge	4 493	553	Lite
Sør Aurdal Energi AS	Øst-Norge	2 800	633	Lite
Sørfold Kraftlag SA	Nord-Norge	1 234	286	Lite
Tafjord Kraftnett AS	Vest-Norge	33 334	2 458	Middels
Tinfos AS	Øst-Norge	68	4	Lite
Tinn Energi AS	Øst-Norge	7 246	1 365	Middels
Trollfjord Kraft AS	Nord-Norge	5 306	846	Lite
Troms Kraft Nett AS	Nord-Norge	70 457	9 243	Stort
Trøgstad Elverk AS	Øst-Norge	3 191	578	Lite
TrønderEnergi Kraft AS	Midt-Norge	Ikke DNETT	Ikke DNETT	Ikke DNETT
TrønderEnergi Nett AS	Midt-Norge	126 689	9 187	Stort
Tussa Nett AS	Vest-Norge	28 240	3 360	Middels
Tydal Komm. Energiverk KF	Midt-Norge	1 786	349	Lite
Tysnes Kraftlag SA	Vest-Norge	3 097	541	Lite
Ustekveikja Kraftverk DA	Øst-Norge	Ikke DNETT	Ikke DNETT	Ikke DNETT
Uvdal Kraftforsyning AL	Øst-Norge	1 956	362	Lite
Valdres Energiverk AS	Øst-Norge	13 383	2 266	Middels
Vang Energiverk KF	Øst-Norge	2 163	413	Lite
Varanger Kraftnett AS	Nord-Norge	16 255	2 833	Middels

Selskap	Område	Antall abonnenter 2012	Antall km nett (HS+LS) 2012	Størrelse
Vesterålskraft Nett AS	Nord-Norge	11 603	1 708	Middels
Vest-Telemark Kraftlag AS	Øst-Norge	13 352	2 832	Middels
Vinstra Kraftselskap DA	Øst-Norge	Ikke DNETT	Ikke DNETT	Ikke DNETT
VOKKS Nett AS	Øst-Norge	12 848	2 487	Middels
Voss Energi AS	Vest-Norge	10 050	1 300	Middels
Yara Norge AS	Nord-Norge	12	44	Lite
Ymber AS	Nord-Norge	8 620	1 843	Middels
Ørskog Energi AS	Vest-Norge	4 740	848	Lite
Øvre Eiker Nett AS	Øst-Norge	9 175	863	Middels
Årdal Energi KF	Vest-Norge	3 478	373	Lite

13 Vedlegg 2 – Tariffstøtte

Tabell 7: Selskap som har mottatt tariffstøtte i perioden 2000-2013, med beløp angitt i tusen kr.

Selskap	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Total beløp
TrønderEnergi Nett AS	0	0	0	6017	19123	17369	14144	9249	13994	0	0	0	0	0	**79898**
Rødøy-Lurøy Kraftverk AS	1483	1160	1149	1614	3418	1345	2459	2812	3505	7347	7256	8431	14228	16152	**72361**
Tysnes Kraftlag SA	1856	2096	2179	2801	2569	1797	2003	2337	2286	8402	7481	9411	9681	9170	**64067**
Nord-Salten Kraft AS	1385	1683	1608	2206	0	0	0	2336	2061	4022	2027	3446	5832	10152	**36759**
Repvåg Kraftlag SA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6316	6406	4107	8720	10135	**35683**
Hemne Kraftlag SA	1306	1819	1019	1107	2667	2213	1734	1661	2122	2142	3547	3120	3814	0	**28272**
Ballangen Energi AS	0	0	0	0	0	3084	2799	3134	1496	3276	2428	2647	3112	4220	**26196**
Lofotkraft AS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11471	13572	**25044**
Ymber AS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11768	12932	**24701**
Austevoll Kraftlag BA	0	0	0	0	0	0	0	1471	0	2236	2252	2939	3689	6059	**18647**
Fitjar Kraftlag SA	0	0	0	0	1203	447	668	656	469	1823	1188	2298	4778	4938	**18468**
Drangedal Elverk KF	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2487	3245	2213	4003	5591	**17538**
Rauland Kraftforsyningslag SA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1262	4118	2497	3937	3272	**15087**
Flesberg Elektrisitetsverk AS	892	477	594	644	0	0	1145	0	0	2647	1800	1227	1952	2111	**13488**
Fusa Kraftlag SA	710	0	0	0	664	0	0	1039	0	748	0	4630	3697	1376	**12864**
Uvdal Kraftforsyning A/L	0	322	568	0	368	196	573	308	343	1645	1501	2159	2354	2097	**12435**
Hjartdal Elverk AS	0	0	507	502	1385	410	381	766	563	1896	1367	1212	1309	1678	**11975**
Sjøfossen Energi AS	1133	1088	941	1718	2353	550	2100	1769	0	0	0	0	0	0	**11652**
Nesset Kraft AS	0	0	0	0	0	0	0	975	555	3166	2296	0	2449	1303	**10743**
Nore Energi AS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1142	1926	1105	2776	3565	**10514**
Vang Energiverk KF	404	406	648	0	1218	767	0	504	0	1157	648	1391	2145	822	**10110**
Bindal Kraftlag SA	0	0	0	0	257	0	0	0	0	653	1009	1444	2816	3064	**9243**
Evenes Kraftforsyning AS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2342	1535	1993	1514	1539	**8923**
Fjelberg Kraftlag SA	0	0	0	0	1039	1143	1261	0	0	0	397	645	1516	1345	**7345**
Skjåk Energi KF	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1049	2320	0	855	1691	**5914**
Trøgstad Elverk AS	0	0	0	0	0	0	0	0	953	1076	861	0	1173	1190	**5254**
Kvikne-Rennebu Kraftlag A/L	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	755	2689	1672	**5116**
Suldal Elverk KF	0	0	0	0	2043	0	0	0	0	1693	1050	0	0	0	**4786**
Skjerstad Kraftlag AL	831	949	787	1011	738	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**4316**
Andøy Energi AS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3829	0	**3829**
Tydal Komm Energiverk KF	0	0	0	0	0	0	0	0	0	680	1009	986	674	0	**3349**
Sandøy Energi AS	0	0	0	0	0	0	412	493	991	0	0	0	1268	0	**3165**
Nordkyn Kraftlag AL	0	0	0	2379	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**2379**
Modalen Kraftlag BA	0	0	0	0	106	0	0	299	455	152	99	179	368	353	**2011**
Forsand Elverk KF	0	0	0	0	0	0	0	0	0	642	0	479	872	0	**1994**
Jondal Energi AS	0	0	0	0	849	178	321	191	207	0	0	0	0	0	**1746**
Hardanger Energi AS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1618	0	0	0	**1618**
Sør-Aurdal Energi BA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	687	710	0	**1397**
Etne Elektrisitetslag	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	617	0	0	0	**617**
Totalt tildelt støtte	**10 000**	**10 000**	**10 000**	**20 000**	**40 000**	**29 500**	**30 000**	**30 000**	**30 000**	**60 000**	**60 000**	**60 000**	**120 000**	**120 000**	**629 500**

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 (Erstattet av rapport 63-2013)
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.
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
Nr. 35 The unstable phyllitic rocks in Stampa – Flåm, western Norway. Compilation, scenarios, risk and recommendations.
Nr. 36 Flaumsonekart Delprosjekt Årdal i Sogn. Siss-May Edvardsen, Camilla Roald
Nr. 37 Naturfareprosjektet: Delprosjekt 6 Kvikkleire. Skånsomme installasjonsmetoder for kalksementpeler og bruk av slurry
Nr. 38 Naturfareprosjektet: Delprosjekt 6 Kvikkleire. Karakterisering av historiske kvikkleireskred og input parametere for Q-BING
Nr. 39 Naturfareprosjektet: Delprosjekt 6 Kvikkleire. Natural Hazards project: Work Package 6 - Quick clay Characterization of historical quick clay landslides and input parameters for Q-Bing

Rapportserien i 2013 forts.

Nr. 40 Naturfareprosjektet: Delprosjekt 6 Kvikkleire. Skred ved Døla i Vefsn. Undersøkelse av materialegenskaper
Nr. 41 Naturfareprosjektet: Delprosjekt 6 Kvikkleire. State-of-the-art: Blokkprøver
Nr. 42 Naturfareprosjektet: Delprosjekt 6 Kvikkleire. Innspill til "Nasjonal grunnboringsdatabase (NGD) – forundersøkelse"
Nr. 43 Naturfareprosjektet: Delprosjekt 6 Kvikkleire. Styrkeøkning av rekonsolidert kvikkleire etter skred
Nr. 44 Driften av kraftsystemet 2012. Karstein Brekke (red.)
Nr. 45 Ny forskrift om energimerking av energirelaterte produkter (energimerkeforskriften for produkter) Oppsummering av høringsuttalelser og endelig forskriftstekst
Nr. 46 Natural Hazards project: Work Package 6 - Quick clay. Back-analyses of run-out for Norwegian quick-clay landslides
Nr. 47 Årsrapport for utførte sikrings- og miljøtiltak 2012. Beskrivelse av utførte anlegg
Nr. 48 Norges hydrologiske stasjonsnett. Ann-Live Øye Leine, Elise Trondsen, Lars-Evan Pettersson
Nr. 49 Vannkraftkonsesjoner som kan revideres innen 2022. Nasjonal gjennomgang og forslag til prioritering
Nr. 50 Endring i avregningsforskriften – AMS. Oppsummering av høringsuttalelser og endelig forskriftstekst
Nr. 51 Filefjell og Anestølen forskningsstasjon. Evaluering av måledata for snø, sesongen 2011/2012. Hilde Landrø Fjeldheim, Emma Barfod
Nr. 52 Kulturminner i norsk kraftproduksjon. Elisabeth Bjørsvik, Helena Nynäs, Per Einar Faugli (red.)
Nr. 53 Øvelser. En veiledning i planlegging og gjennomføring av øvelser i NVE
Nr. 54 Flom og skred i Nord-Norge mai 2013
Nr. 55 Naturfareprosjektet: Delprosjekt 6 Kvikkleire. Workshop om bruk av anisotropi ved stabilitetsvurdering i sprøbruddmaterialer
Nr. 56 Flom i Norge. Lars Roald
Nr. 57 The Natural Hazards Project: Programme plan 2012-2015 for the Government Agency Programme "Natural Hazards – infrastructure for floods and slides (NIFS)"
Nr. 58 Kvartalsrapport for kraftmarknaden 2. kvartal. Ellen Skaansar (red.)
Nr. 59 Et norsk-svensk elsertifikatmarked. Årsrapport for 2012
Nr. 60 The Natural Hazards Project - 5. Flood and Surface Water Flooding. Flood estimation in small catchments
Nr. 61 Nasjonal beredskapsplan for fjellskred. Øvingsutgave
Nr. 62 Effects of climate change in the Kolubara and Toplica catchments, Serbia. Ingjerd Haddeland (ed.)
Nr. 63 Flomberegninger for Fedaelva, Kvinesdal kommune, Vest-Agder (025.3A1) (rev. rapport 28) Per Alve Glad
Nr. 64 Dammer som kulturminner
Nr. 65 Snøskredvarslingen. Evaluering av vinteren 2013
Nr. 66 Naturfareprosjektet Dp. 5 Flom og vann på avveie. Vannføringsstasjoner i Norge med felt mindre enn 50 km^2
Nr. 67 Flomsonekart. Delprosjekt Sunndalsøra. Kjartan Orvedal og Camilla Meidell Roald
Nr. 68 Skredhendelser i Trøndelag og på Nord-Møre mars-april 2012. NVEs håndtering av hendelsene og geografisk fordeling av skredene
Nr. 69 Gunstige rammebetingelser for energiintensiv industri. En analyse av energiintensiv industri i Norge
Nr. 70 Avbrotsstatistikk 2012
Nr. 71 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 3. kvartal. Ellen Skaansar (red.)
Nr. 72 Vannkraftkonsesjoner som kan revideres innen 2022. Nasjonal gjennomgang og forslag til prioritering Forenklet utgave – tekstdel og oversiktstabeller.
Nr. 73 Vannkraft og miljø - resultater fra FoU-programmet Miljøbasert vannføring
Nr. 74 Flomsonekart Delprosjekt Nesttun. Kjartan Orvedal og Camilla Meidell Roald
Nr. 75 Grunnvannsanalyser av skråninger. Panagiotis Dimakis
Nr. 76 Endringer i forskrift om kontroll av nettvirksomheten. Oppsummering av høringsuttalelser og endelig forskriftstekst
Nr. 77 Utvikling i nøkkeltall for nettselskapene

Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 09575
Internett: www.nve.no