Utvikling i nøkkeltall for strømnettselskapene
Analyse av utviklingen i nøkkeltall for strømnettvirksomheten
Rapport nr 18

Analyse av utviklingen i nøkkeltall for strømnettvirksomheten

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat
Redaktør: Silje C. Syvertsen
Forfatter: Silje C. Syvertsen, Mi Lagergren, Jakob Kristiansen, Pål Melvær

Trykk: NVEs hustrykkeri
Opplag:
Forsidefoto:

ISSN: 1501-2831
ISBN: 978-82-410-0886-3

Sammendrag:
Emneord: Kostnadsutvikling, inntektsrammer, strømnett
Innhold

Forord ......................................................................................................................... 4
Sammendrag ................................................................................................................. 5
1 Innledning .................................................................................................................. 7
2 Inntektsramme .......................................................................................................... 8
  2.1 Utvikling i inntektsrammer ................................................................................ 8
  2.2 Inntektsrammen til Statnett ................................................................................ 11
3 Avkastning ................................................................................................................. 13
  3.1 Observert avkastning og referanserenten ....................................................... 13
  3.2 Minimumsavkastning ......................................................................................... 16
4 Nettkapital og investeringer ...................................................................................... 17
  4.1 Nettkapital og investeringer i distribusjons- og regionalnett ......................... 17
  4.2 Nettkapital og investeringer i sentralnett ......................................................... 20
  4.3 Linje- og kabellengde ....................................................................................... 21
  4.4 Alder på nettet ................................................................................................. 22
5 Drift- og vedlikeholdskostnader ............................................................................... 24
  5.1 Distribusjons- og regionalnett .......................................................................... 24
  5.2 Statnett .............................................................................................................. 27
6 Levert energi og nettap i distribusjonsnettet ............................................................. 29
  6.1 Levert energi ..................................................................................................... 29
  6.2 Nettapsprosent .................................................................................................. 30
7 KILE ......................................................................................................................... 32
8 Mer - og mindreinntekt ............................................................................................ 34
9 Tariffer ...................................................................................................................... 37
  9.1 Gjennomsnittlige tariffer ................................................................................... 37
  9.2 Tariffstøtte ....................................................................................................... 38
10 Soliditet i bransjen .................................................................................................. 40
11 Ordforklaringer ...................................................................................................... 43
12 Vedlegg 1 ................................................................................................................... 44
13 Vedlegg 2 .................................................................................................................. 45
Forord

Som et ledd i oppfølgingen av strømnettetskapene, presenteres i denne rapporten utviklingen i utvalgte nøkkeltall. Formålet er å beskrive kostnadsutviklingen i bransjen, primært i perioden 2004-2011. Tallene er i hovedsak hentet fra nettselskapenes årlige økonomiske og tekniske rapportering til NVE og SSB (eRapp).

Oslo, mars 2013

Tore Langset
fung. avdelingsdirektør

Siri H. Steinnes
fung. 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, inkludert årlige variasjoner i kraftpris, rente og inflasjon. Efter korreksjon for avvik mellom estimerte og faktiske kostnader hvert år, er det i hovedsak ekstraordinære kostnader som estimatavvik knyttet til pensjonskostnader, uvær som Dagmar og de årlige variasjonene i kraftpriser og rente som medfører volatiliteten.


Tariffstøtten er gradvis økt fra ti mill kr i 2000 da ordningen ble innført, til 120 mill kr i 2013. Gjennom hele perioden får mellom to og fire prosent av kundene i distribusjonsnettet en lavere tariff som følge av støtten. Vi ser en klar tendens til at det er små selskap som i hovedsak kvalifiserer til tariffstøtte ved høyde kostnader per kWh.

1 KPI-indeks for andre tjenester med arbeidslønn som dominerende prisfaktor: Tabell 03363, ssb.no
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 en høyere andel små selskap har høyere drift- og vedlikeholdskostnader per abonnent, høyere nettap i prosent av overført energi og stort sett lavere avkastning enn store selskap. Det er en klar hovedvekt av små selskap som faller inn under ordningen for mindreavkastning og tariffstøtte. Mange av de små selskapene er organisert som samvirkeforetak og kommunale foretak. I denne rapporten går vi ikke nærmere inn på hvorvidt disse forholdene skyldes størrelse, organisasjonsform eller rammevilkår som beliggenhet etc.
1 Innledning

Et nettselskap er en konsesjonær som eier overføringsnett eller har ansvar for nettjenester. Nettselskapene rapporterer årlig inn store mengder økonomiske og tekniske data i en database kalt eRapp. Rapporteringen er hjemlet i energilovsforskriften og har pågått siden 1994. Både Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) og Statistisk sentralbyrå benytter innrapporterte data ved regulering av nettselskapene, i statistikker, analyser etc.


Med utgangspunkt i kostnadene som inngår i inntektsrammene ser vi på utvikling i drifts- og vedlikeholdskostnader, kapitalkostnader, herunder utvikling i avkastning, nettkapital, investeringer og nettets alder, KILE og nettap. I tillegg ser vi på mer-/mindreinntekt og tariffstøtten. Til slutt beskrives utviklingen i bransjens soliditet, hvor samtlige virksomhetsområder i nettselskapene inkluderes da NVE på dette området ikke har data eksplisitt på nett.

Ord markert i kursiv er nærmere forklart i kapittel 11.
2 Inntektsramme


De samlede inntektsrammene for alle nettsteder uten Statnett 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 konkurranansen er å gi økonomiske insentiver til kostnadseffektiv drift. Selskapene får dekket 40 prosent av sine faktiske kostnader, mens 60 prosent avhenger av resultatet fra analysene. Denne mekanismen reduserer noe av risikoen ved de sammenlignende analysene. I tillegg vil effektiviseringsgevinster fordeles mellom selskapets eiere og kunder.

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 sentralnettverk bestemmes av en sammenlignende analyse foretatt mellom tilsvarende selskap i Europa\(^2\). I analysene ble det ikke identifisert ineffektivitet hos Statnett, og NVE har gitt Statnett kostnadsdekning ved beregning av selskapets inntektsrammer for sentralnettet. I 2013 foretas en ny tilsvarende europeisk analyse.

2.1 Utvikling i inntektsrammer


\(^3\) Gjøres ved innrapportering av eRapp 2012 og 2013.
Figur 1: Inntektsramme for bransjen (eks. Statnett) fordelt på nettnivå, på bransjenivå for 2012 og 2013 (varsel)


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 avkastning, kostnader knyttet til kjøp av nettap og KILE. Alle kostnadene er regnskapstall fra to år tilbake i tid. DV-kostnader og KILE prisjusteres med KPI for å reflektere kostnadsnivået i inntektsrammeåret, mens det ved beregning av nettapskostnader og avkastning benyttes kraft pris og rente for inntektsrammeåret. Kostnadsgruppene vil analyseres hver for seg videre i rapporten.

Tabell 1: Kostnader som inngår i inntekstrammen for perioden 2007-2013, basert på regnskapstall for perioden 2005-2011

<table>
<thead>
<tr>
<th>I tusen kr</th>
<th>2007</th>
<th>2008</th>
<th>2009</th>
<th>2010</th>
<th>2011</th>
<th>2012</th>
<th>2013</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Korreksjon</td>
<td>0</td>
<td>0</td>
<td>934 306</td>
<td>1 655 674</td>
<td>283 680</td>
<td>186 127</td>
<td>1 690 312</td>
</tr>
<tr>
<td>Tillegg for investeringer</td>
<td>0</td>
<td>0</td>
<td>283 239</td>
<td>305 824</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Utredningsansvar og KDS</td>
<td>0</td>
<td>6 945</td>
<td>11 397</td>
<td>10 945</td>
<td>13 058</td>
<td>14 114</td>
<td>14 564</td>
</tr>
<tr>
<td>Nettapskostnader</td>
<td>1 271 048</td>
<td>1 975 229</td>
<td>1 895 773</td>
<td>2 898 292</td>
<td>2 402 261</td>
<td>1 646 434</td>
<td>1 534 973</td>
</tr>
<tr>
<td>KILE</td>
<td>360 265</td>
<td>403 061</td>
<td>459 284</td>
<td>476 181</td>
<td>551 072</td>
<td>448 765</td>
<td>912 531</td>
</tr>
<tr>
<td>Avskrivninger</td>
<td>2 533 083</td>
<td>2 488 446</td>
<td>2 532 619</td>
<td>2 648 637</td>
<td>2 803 115</td>
<td>2 838 891</td>
<td>2 914 325</td>
</tr>
<tr>
<td>Avkastning</td>
<td>3 024 498</td>
<td>2 910 555</td>
<td>2 430 292</td>
<td>2 266 275</td>
<td>2 222 000</td>
<td>1 818 854</td>
<td>3 202 128</td>
</tr>
<tr>
<td>Drift- og vedlikeholdsokstn.</td>
<td>5 689 190</td>
<td>6 175 993</td>
<td>6 669 407</td>
<td>7 494 351</td>
<td>7 074 287</td>
<td>7 313 769</td>
<td>8 828 973</td>
</tr>
<tr>
<td>Inntektsramme</td>
<td>12 878 934</td>
<td>13 960 151</td>
<td>15 216 318</td>
<td>17 760 219</td>
<td>15 349 473</td>
<td>13 894 700</td>
<td>19 097 807</td>
</tr>
</tbody>
</table>


Figur 3 viser varslet inntektsramme i 2013 fordelt på hvert enkelt nettselskap. Hafslund Nett AS er ekskludert fra figuren siden selskapet har dobbelt så høy ramme som nest største selskap. Figuren viser at det er stor spredning i størrelse på inntektsrammen.

4 Merkostnader knyttet til utredningsansvar i sentral- og regionalnettet og oppgaver som Kraftforsyningens distriktsjef (KDS). Krav til rapportering har vært endret gjennom årene.
2.2 Inntektsrammen til Statnett


Tabell 2: Kostnadene som inngår i inntektsrammen i det enkelte år for perioden 2007-2013, basert på regnskapsstall for perioden 2005-2011

<table>
<thead>
<tr>
<th>I tusen kr</th>
<th>2007</th>
<th>2008</th>
<th>2009</th>
<th>2010</th>
<th>2011</th>
<th>2012</th>
<th>2013</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Systemansvaret</td>
<td>308 000</td>
<td>319 700</td>
<td>336 640</td>
<td>393 500</td>
<td>393 960</td>
<td>346 840</td>
<td>399 120</td>
</tr>
<tr>
<td>Tillegg for investeringer</td>
<td>81 983</td>
<td>101 704</td>
<td>57 044</td>
<td>443 128</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Nettapskostnader</td>
<td>569 099</td>
<td>758 822</td>
<td>736 914</td>
<td>1 105 091</td>
<td>889 954</td>
<td>797 143</td>
<td>676 584</td>
</tr>
<tr>
<td>Avkastning</td>
<td>713 298</td>
<td>693 054</td>
<td>588 311</td>
<td>809 626</td>
<td>820 307</td>
<td>741 810</td>
<td>1 207 941</td>
</tr>
<tr>
<td>Avskrivninger</td>
<td>608 842</td>
<td>611 568</td>
<td>461 866</td>
<td>500 612</td>
<td>615 469</td>
<td>632 943</td>
<td>762 865</td>
</tr>
<tr>
<td>Drifts- og vedlikeholdskostn.</td>
<td>669 168</td>
<td>690 887</td>
<td>774 139</td>
<td>1 078 506</td>
<td>1 240 348</td>
<td>1 299 462</td>
<td>1 467 758</td>
</tr>
<tr>
<td>Inntektsramme⁵</td>
<td>2 976 277</td>
<td>3 196 799</td>
<td>2 987 516</td>
<td>4 307 921</td>
<td>4 007 639</td>
<td>3 861 167</td>
<td>4 550 694</td>
</tr>
</tbody>
</table>


---

⁵ Total inntektsramme kan avvike fra summen av kostnadselementene fordi det er tatt hensyn til anleggs- og overdragelser etc. i den totale rammen.
3 Avkastning

Nettselskapenes avkastning er regulert ved at selskapene samlet får en avkastning lik referanserenten som er bestemt i kontrollforskriftens § 8-3. Alle selskap er også sikret en gjennomsnittlig minimumsavkastning på to prosent over en femårsperiode, jf. kontrollforskriftens § 7-6.

Nedenfor ser vi på utviklingen i observert avkastning og referanserenten, samt mindreavkastning.

3.1 Observert avkastning og referanserenten


de faktiske forholdene i finansmarkedene. Den nye rentemodellen trer i kraft fra 2013 og NVE har varslet en rente på 7,12 prosent for 2013.

Avkastning fordelt på distribusjons- og regionalnett i Figur 6 viser at disse følger hverandre, men at avkastningen over tid har noe mindre variasjon i distribusjonsnettet enn i regionalnettet. 

**Figur 6: Vektet avkastning fordelt på distribusjons- og regionalnett**

Ser man på forskjellen mellom et vektet og uvektet avkastningssnitt, hvor et vektet snitt vektlegger størrelsen på selskapene, viser Figur 7 at det vektede snittet ligger høyere enn det uvektede i hele perioden, bortsett fra i 2011\(^6\). Ettersom det uvektede snittet inneholder noen småselskap med høy avkastning enkelte år, kan det være mer informativt å sammenligne det vektede snittet med medianen. Bildet er tilsvarende som for det uvektede snittet; det er kun i 2011 at medianen ligger høyere enn det vektede snittet. Dette tilser at større selskap i snitt har en høyere avkastning gjennom hele perioden, bortsett fra i 2011 da de mindre selskapene i snitt har høyest avkastning. Hovedårsaken til at små selskap i snitt har høyere avkastning enn store selskap i 2011, er mest sannsynlig høye pensjonskostnader og Dagmar.

---

\(^6\) I det uvektede snittet er Driva Kraftverk, Vinstra Kraftselskap og Elkem Bjølvefossen tatt ut da disse hadde veldig høy avkastning i hele perioden. Disse selskapene får ingen betydning for det vektede snittet.
Figur 7: Uvektet, vektet og median avkastning i bransjen


Figur 8: Avkastning per selskap i 2011 i stigende rekkefølge

Selskapene Løvenskiold Fossum Kraft, Arendals Fosskompani ASA, Otra Kraft DA, Elkem Bjølvefossen AS, Driva Kraftverk er tatt ut.

---

7 Selskapene Løvenskiold Fossum Kraft, Arendals Fosskompani ASA, Otra Kraft DA, Elkem Bjølvefossen AS, Driva Kraftverk er tatt ut.
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. Denne bestemmelsen sier at minimumsavkastningen skal være to prosent beregnet som et gjennomsnitt over de siste fem år. I gjeldende regulering er det ikke fastsatt noen eksplisitt øvre grense for meravkastning.


Av de 33 selskapene med akkumulert mindreavkastning gjennom de siste fem vedtakene for mer-/mindreinntekt har ni av selskapene blitt tildelt en samlet tariffstøtte på 32,4 mill kr for 2013, dvs 27 prosent av total tariffstøtte i 2013. Se avsnitt 9.2 for mer om tariffstøtte.

---

⁸ NVE bemerker at 2011 var et noe spesielt år i denne sammenheng, ettersom de økonomiske konsekvensene av Dagmar har betydning for størrelsen på tillegget for mindreavkastning for fire av selskapene. Antall selskaper med mindreavkastning er imidlertid uendret som følge av Dagmar.
4 Nettkapital og investeringer


Under ser vi mer detaljert på utviklingen i nettkapitalen og bransjens inflasjonsjusterte investeringer per nett niveå. 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

Figur 9 viser at nettkapitalen i distribusjons- og regionalnettet økte med respektive 17 og 19 prosent i perioden 2004 til 2011. De store endringene de siste årene skyldes vesentlig høyere reinvesteringer i nettene.

Figur 9: Utvikling nettkapital med utgangspunkt i 2004, distribusjons- og regionalnett (løpende kr)

\(^9\) Avkastningsgrunnlaget benyttet ved beregning av inntektsrammen skiller seg fra det forskriftsfestede avkastningsgrunnlaget, jf. kontrollforskriften § 1-3.
\(^10\) Nett kapitalen består av bokført verdi av alle driftsmidler tilhørende selskapets nett virksomhet inkludert nett virksomhetens andel av felles anlegg. Nett kapitalen inkluderer ikke bidragsfinansiert kapital.
\(^11\) Av dette utgjør AMS 5-10 mrd kr.
\(^12\) NVE-rapport 2013: 6: Sammenfatning av planlagte investeringer i sentral- og regionalnettet.
Figur 10 viser utviklingen i inflasjonsjusterte nettinvesteringer\textsuperscript{13} fordelt på ny- og reinvesteringer og anleggsbidrag i distribusjonsnettet. Anleggsbidrag er også å anse som nyinvesteringer i nettet. Totalt har investeringene i distribusjonsnettet økt med nesten 70 prosent fra 2004 til 2011: Sum årlige nyinvesteringer har økt med 660 mill kr eller 41 prosent, hvorav mer enn halvparten skyldes økte bidragsfinansierte nyinvesteringer\textsuperscript{14}. Den største økningen skyldes likevel økte reinvesteringer; mer enn en dobling fra 640 mill kr i 2004 til tilnærmet like samme nivå som egenfinansierte nyinvesteringer i 2011. Totale investeringer i distribusjonsnettet i 2011 ligger på et nivå som er i henhold til et årlig gjennomsnitt av NVEs anslåtte fremtidige investeringsbehov på 3,5-5 mrd kr per år. De store AMS-investeringene er ennå ikke påbegynt.

**Figur 10: Investeringer i distribusjonsnett fordelt på ny- og reinvesteringer og anleggsbidrag (KPI-justert)**

<table>
<thead>
<tr>
<th>Mill kr</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>2004</td>
</tr>
<tr>
<td>2005</td>
</tr>
<tr>
<td>2006</td>
</tr>
<tr>
<td>2007</td>
</tr>
<tr>
<td>2008</td>
</tr>
<tr>
<td>2009</td>
</tr>
<tr>
<td>2010</td>
</tr>
<tr>
<td>2011</td>
</tr>
</tbody>
</table>

- Nyinvesteringer
- Anleggsbidrag
- Reinvesteringer

Figur 11 viser de samme investeringene i distribusjonsnettet, men fordelt på anleggsgruppene linjer (høy- og lavspent), kabler (jord og sjø), nettstasjoner og annet (inkl. målere). I hele perioden 2004 til 2011 har investeringer i kabler vært høyere enn investeringer i linjer. Investeringer i linjer og kabler har 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 fornyes nettstasjoner hyppigere enn linjer og kabler. Investeringer i gruppen *annet* har ligget stabilt på pluss minus 250 mill kr per år, hvorav målere (inkludert AMS) utgjør ca. 90 prosent av investeringene i denne gruppen de siste tre årene.

---

\textsuperscript{13} Investeringene i denne rapporten er KPI-justert, se tabell 03014 hos ssb.no.

\textsuperscript{14} Etter innføring av eget anleggsregister i eRapp for bidragsfinansierte anlegg f.o.m. 2006 er kvaliteten på denne dataen bedret sammenlignet med tidligere.
Figur 11: Investeringer i distribusjonsnettet på komponentnivå (KPI-justert)


Figur 12: Investeringer i regionalnettet fordelt på ny- og reinvesteringer og anleggsbidrag (KPI-justert)

I regionalnettet har de største investeringene vært på hovedtransformatorer; siden 2006 har ca. 60 prosent av årlige investeringer vært i denne anleggsgruppen, jf. Figur 13. Investeringene i
linjer og kabler har variert betydelig fra år til år, med klart høyest investering i 2011. Investeringer i anleggsgruppen *annet* utgjør i snitt fire prosent av totale årlige investeringer i regionalnettet, og kan inkludere alt fra bygg til brytere.

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

4.2 Nettkapital og investeringer i sentralnett


Figur 14: Utvikling nettkapital i prosent, sentralnett (løpende kr)

Figur 15: Investeringer i sentralnettet (KPI-justert)

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Nyinvesteringer</td>
<td>400 k</td>
<td>400 k</td>
<td>400 k</td>
<td>400 k</td>
<td>400 k</td>
<td>400 k</td>
<td>400 k</td>
<td>400 k</td>
</tr>
<tr>
<td>Reinvesteringer</td>
<td>1 500 k</td>
<td>1 500 k</td>
<td>1 500 k</td>
<td>1 500 k</td>
<td>1 500 k</td>
<td>1 500 k</td>
<td>1 500 k</td>
<td>1 500 k</td>
</tr>
</tbody>
</table>

**4.3 Linje- og kabellengde**

I 2011 var nettet i Norge 325 000 km langt, tilsvarende ca. åtte ganger rundt jorden. Av disse tilhørte 295 000 km distribusjonsnettet, 19 000 km regionalnettet og resten sentralnettet. 60 prosent av nettet i Norge er lavspent\(^\text{15}\). Figur 16 viser netto utvikling i antall km luftlinjer, jord- og sjøkabler for distribusjonsnettet samt kablingsandelen i distribusjonsnettet fordelt på lav- og høyspent nett.

\(^{15}\) Spenningsnivå på opp til og med 1 KV.

Regionalnettet (eks. Statnett) har i hele perioden ligget stabilt på mellom 18 og 19 tusen km med en svak økning på 621 km eller 3,5 prosent fra 2004 til 2011. Luftlinjer utgjør mer enn 90 prosent av regionalnettet, og kablingsandelen i regionalnettet har ligget stabilt på i underkant av ti prosent i hele perioden. Investeringer i regionalnettet har i hovedsak vært på transformatorer i denne perioden.

Statnett hadde totalt 10 043 km nett i 2011, hvorav kun 65 km var regionalnett. Lengden på Statnetts sentralnett var stabil med en svak økning på to prosent fra 2008 til 2011. Øvrig sentralnett er i samme periode reductert med ti prosent.

### 4.4 Alder på nettet

Vi har beregnet nettets alder ved å se på forholdet mellom nettanleggs akkumulerte avskrivninger og historisk kostnad, både for egen- og bidragsfinansierte anlegg. I realiteten er nettet eldre enn størrelsene 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 endringene ved å endre anskaffelseskost til netto bokført verdi og dermed akkumulerte avskrivninger til null, slik at nettet fremsto som helt nytt etter oppskrivningen. I tillegg er dataene for bidragsfinansiert kapital før 2005 av lavere kvalitet enn for egenfinansiert kapital. Tidligere ble bidragsfinansiert kapital rapportert på en form som ikke kunne brukes til å beregne valgte aldersindikator. Vi mener likevel denne aldersindikatoren er den beste for vårt formål, jf. vurdering av ulike aldersindikatorer gjennomført av NVE\(^{17}\).


\(^{17}\) NVE-rapport 21/2011.

Sentralnettet er ikke inkludert i figuren da akkumulerte avskrivninger og historisk anskaffelses kost gir et feil bilde av sentralnettets alder: I 1991 korrigerte Statnett netto anskaffelseskost til netto bokførte verdier for samtlige nettanlegg, slik at nettet fremstår som helt nytt dette året.

Figur 17: Alder; forholdet mellom akkumulerte avskrivninger og historisk kostnad, distribusjons- og regionalnett

---

18 Inkluderer ikke nettets andel av felles driftsmidler.
5 Drift- og vedlikeholds kostnader


5.1 Distribusjons- og regionalnett


19 Tabell 03363, ssb.no.
ADK er den største driveren i totale DV-kostnader, og er oppdelt i mange kostnadsarter, se Figur 19. I perioden 2008 til 2011 har tjenester satt ut eksternt ugtjort mer enn halvparten av totale ADK, og har siden 2009 økt. De andre kostnadsartene har ligget relativt stabilt i hele perioden.

ADK i regionalnettet har økt fra 379 mill kr i 2004 til 900 mill kr i 2011 (i løpende kr). Det er likevel økningen i ADK i distribusjonsnettet, fra 2,3 mrd kr i 2014 til 3,7 mrd kr i 2011, som utgjør den største økningen i inntektsrammen.

Figur 20 viser totale DV-kostnader per abonnent i distribusjonsnettet per selskap i 2011, i avtagende rekkefølge fra venstre. På høyre akse vises avkastningsgrunnlaget og stolpene angir dette per selskap. Avkastningsgrunnlaget reflekterer et selskaps størrelse, men det reflekterer...

---

også et element av alderssammensetningen av nettanleggene til et selskap. Vi ser en tendens til at selskap med høyt avkastningsgrunnlag ikke er blant de selskapene med høyest DV-kostnad per abonnent. Selskap med lavt avkastningsgrunnlag ligger mer spredt; fra svært lave til svært høye DV-kostnader per abonnent. Mange av selskapene med høy DV-kostnad per abonnent ligger ofte i grisgrendte områder av landet, og forsyner relativt få kunder per km nett. Dersom vi ser på DV-kostnader per km gir dette et mye mer fragmentert bilde, og vi ser ikke de samme tendensene som figuren under viser.

Figur 20: DV-kostnad per abonnent i 2011 i avtagende rekkefølge fra venstre, avkastningsgrunnlaget per selskap på høyre akse.
5.2 Statnett

DV-kostnadene som inngår i inntektsrammen til Statnett har fra 2005 til 2011 mer enn doblet seg, jf. kapittel 2.2. Justert for KPI\(^2\) er økningen på ca. 70 prosent. Figur 21 viser utviklingen i DV-kostnadene med og uten inflasjonsjustering. Statnett forklarer at de har hatt økt fokus på beredskap og drift- og vedlikeholdsomkostnader etter utfallet i Oslofjordkablene i 2008. I tillegg forklarer selskapet at økte oppgaver og krav til selskapet, opprustning av organisasjonen for å kunne gjennomføre nødvendige nettinvesteringer, samt tidligfaseinvesteringer har gitt vekst i driftskostnadene.

Figur 21: Drift- og vedlikeholdsomkostnader som inngår i inntektsrammen for nettvirksomheten til Statnett


\(^{21}\) Tabell 03363, ssb.no.

\(^{22}\) I eRapp er fremmedtjenester en del av andre driftskostnader

### Tabell 3: Utvikling andre driftsinntekter, systemansvarskostnader og DV-kostnader

<table>
<thead>
<tr>
<th>Mill kr</th>
<th>2008</th>
<th>2009</th>
<th>2010</th>
<th>2011</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>DV-kostnader</td>
<td>1 378</td>
<td>1 602</td>
<td>1 782</td>
<td>2 021</td>
</tr>
<tr>
<td>Andre driftsinntekter</td>
<td>90</td>
<td>54</td>
<td>34</td>
<td>112</td>
</tr>
<tr>
<td>Systemansvarskostnader</td>
<td>258</td>
<td>352</td>
<td>482</td>
<td>477</td>
</tr>
<tr>
<td>DV-kostnader som inngår i inntektsrammen</td>
<td>1 031</td>
<td>1 196</td>
<td>1 266</td>
<td>1 432</td>
</tr>
<tr>
<td>KPI-justerte DV-kostnader</td>
<td>1 164</td>
<td>1 293</td>
<td>1 314</td>
<td>1 432</td>
</tr>
</tbody>
</table>
6 Levert energi og nettap i distribusjonsnettet

Nettap inngår i kostnadsgrunnlaget i inntektsrammen som mengde nettap (MWh) multiplisert med en referanse pris på kraft. Nettapsprosent er andel nettap av sum energi som går gjennom nettet. Nettapet avhenger av levert energi, og vil generelt øke i år med høy etterspørsel etter strøm og relativt mer jo nærmere man er kapasitetsgrensen i nettet. Sammenlignet med nettap, vil nettapsprosenten være mer nøytral i forhold til slike årlige variasjoner.

I avsnittene under beskrives utviklingen i levert energi og nettapsprosent i distribusjonsnettet.

6.1 Levert energi


Figur 23: Levert energi per kundegruppe i distribusjonsnettet


24 Kvartalsrapport for kraftmarkanden, Rapport nr. 3, s.5.
6.2 Nettapsprosent

Nettapet avhenger av lokasjon av produksjon og forbruk, og det kan være interessant å se om det er forskjeller i nettapsprosenten mellom prisområder, se Figur 26. I snitt i perioden er det prisområdet til Tromsø som har høyest nettapsprosent, mens prisområdet til Kristiansand har lavest. Man må anta at selskapene er lokalisert i samme geografiske område i hele perioden, men det bør understrekes at prisområdene har endret seg mye fra 2004; herunder flaskehalsen som kan påvirke nettapet.

Figur 26: Nettapsprosent (vektet) per prisområde i distribusjonsnettet med utgangspunkt i prisområder per 2012.
7 KILE

Selskapene er pålagt å registre årlige avbruddstall i et nasjonalt registreringssystem kalt FASIT. På bakgrunn av disse registreringene utgir NVE årlige avbruddstatistikkene har som formål å gi kunder forbrukerinformasjon, gi selskapene informasjon slik at de kan planlegge, bygge og drive nettet med tilfredsstillende kvalitet og gi informasjon til NVE for å kontrollere at selskapene følger energiloven etc.

NVE har inkludert en insentivregulering kalt KILE (kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi) 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 reellevekun det kundenes kostnader avhenger av varigheten på avbruddet, tidspunkt for når avbruddet inntreffer og om det er varslet eller ikke.

Av Figur 27 ser vi at de største kostnadene ved avbrudd ligger i distribusjonsnettet. Det er vanligere at det oppstår avbrudd ved feil i distribusjonsnettet enn ved feil i regional- og sentralnettet. Det skyldes i hovedsak at distribusjonsnettet drives som radiebelnett, mens regional- og sentralnett som oftest drives som maskettnett. Leveringspåliteligheten er høyere i maskett nett fordi utfall av en komponent i kraftsystemet ikke nødvendigvis medfører avbrudd.


Figur 27: Utvikling i totale KILE-beløp (løpende kr)


25 http://www.nve.no/no/Energi1/Kraftsystemet/Leveringskvalitet/Avbruddstatistikk/.
mill kr. NVE besitter ikke sikre tall på hvor mye av det totale KILE-beløpet i 2011 som utelukkende skyldes Dagmar.

Figur 28 viser utviklingen i KILE per kundegruppe, uten Statnett. Utviklingen er relativt lik for alle gruppen.

Figur 28: Samlet KILE per kundegruppe, alle nettivå uten Statnett (løpende kr)
8 Mer - og mindreinntekt


Figur 29 viser de årlige svingningene i MMI fordelt på nettnivå. Med andre ord vises det årlige avviket mellom faktisk og tillatt inntekt, og man kan se en sammenheng med fluktuasjoner i innenstrambomme. Eksempelvis er inntektsrammen relativt høy i 2010, noe som førte til at faktisk inntekt ble lavere enn tillatt inntekt dette året, dvs. en mindreinntekt.

Figur 29: Årlige svingninger i MMI, ikke akkumulert (løpende kroner)


26 Merinntekt må tilbakebetales kundene gjennom tariffføre, mindreinntekt kan belastes kundene gjennom tariffene.
27 Flaskehalsinntekter oppstår som følge av at det overføres kraft fra områder med lav pris til områder med høy pris.
selskapene startet innhenting av mindreinntekten i 2004/2005, og i 2011 er det akkumulert en merinntekt på i overkant av en mrd kr.

Figur 30: Årlig akkumulert MMI (løpende kr)


Figur 31 viser andel akkumulert MMI av tillatt inntekt i 2011 per selskap²⁸. 64 av 148 selskap har akkumulert merinntekt i 2011. Av Figur 30 så vi at bransjen samlet har en merinntekt på en mrd kr, som forklares med at det er en overvekt av merinntekt hos de store selskapene. Kun seks av alle selskapene hadde en merinntekt som oversteg 25 prosent av tillatt inntekt i 2011; med et samlet uvektet snitt på 33 prosent av tillatt inntekt. Ser man på mindreinntekten, har 27 selskap en mindreinntekt som utgjør mer enn 25 prosent av den tillatte inntekten; samlet uvektet snitt på 57 prosent av tillatt inntekt.

²⁸ Følgende selskaper er fjernet fra figuren: Ustekveikja Kraftverk med andel akk. mindreinntekt av tillatt inntekt på 201 prosent, Statkraft Energi AS (-185 prosent) og Skjåk Energi med (-110 prosent).
Figur 31: Andel akkumulert MMI av tillatt inntekt per 31.12.2011
9 Tariffer

Nettselskapene setter selv sine tariffer basert på størrelsen på inntektsrammen og tillatt inntekt, i tillegg til retningslinjer og regelverk fastsatt av NVE. Selskapene rapporterer fortløpende endringer i sine tariffer til NVE, som utgir en årlig statistikk over disse. 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. Nettelskapene pliker å la hele tilskuddet komme kundene til gode i form av redusert nettleie samme år som tilskuddet er tildelt.

I avsnittene under beskrives utviklingen i gjennomsnittlige tariffer og tariffstøtten.

9.1 Gjennomsnittlige tariffer


Følgende graf viser utviklingen i gjennomsnittlig tarif for noen av kundegruppene.

![Gjennomsnitts tarif](grafik32)

Den gjennomsnittlige tariffen varierer mye mellom gruppene. Industrien ligger lavest med en gjennomsnittlig tariff for produksjon av aluminium på ett øre/kWh i 2011 mot 54 øre/kWh for hytter og fritidshus. Dersom man ser på utviklingen i perioden er det ingen klare tendenser for alle kundegruppene sett under ett, men figuren viser en økning i gjennomsnittlig tariff for stort sett alle kundegruppene de siste årene. Dersom vi ser utviklingen i sammenheng med utviklingen i inntektsrammen og MMI, kan det se ut til at selskapene hadde lave tariffer i 2010 i forhold til inntektsrammen, noe som resultere i en akkumulert mindreinntekt. Videre kan det se ut til at tariffene ble satt for høyt i 2011, ettersom det ble akkumulert en merinntekt.

29 http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Nettleie1/Nettleiestatistikk/
30 Note 1 i eRapp
9.2 Tariffstøtte


<table>
<thead>
<tr>
<th>År</th>
<th>Tariffstøtte i mill. kr.</th>
<th>Antall selskap</th>
<th>Gj.snittlig støtte/abon. i kr.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>2000</td>
<td>10</td>
<td>9</td>
<td>360</td>
</tr>
<tr>
<td>2001</td>
<td>10</td>
<td>9</td>
<td>378</td>
</tr>
<tr>
<td>2002</td>
<td>10</td>
<td>10</td>
<td>344</td>
</tr>
<tr>
<td>2003</td>
<td>20</td>
<td>10</td>
<td>442</td>
</tr>
<tr>
<td>2004</td>
<td>40</td>
<td>16</td>
<td>813</td>
</tr>
<tr>
<td>2005</td>
<td>29,5</td>
<td>12</td>
<td>677</td>
</tr>
<tr>
<td>2006</td>
<td>30</td>
<td>13</td>
<td>643</td>
</tr>
<tr>
<td>2007</td>
<td>30</td>
<td>17</td>
<td>452</td>
</tr>
<tr>
<td>2008</td>
<td>30</td>
<td>14</td>
<td>508</td>
</tr>
<tr>
<td>2009</td>
<td>60</td>
<td>25</td>
<td>903</td>
</tr>
<tr>
<td>2010</td>
<td>60</td>
<td>26</td>
<td>829</td>
</tr>
<tr>
<td>2011</td>
<td>60</td>
<td>24</td>
<td>915</td>
</tr>
<tr>
<td>2012</td>
<td>120</td>
<td>31</td>
<td>1 170</td>
</tr>
<tr>
<td>2013</td>
<td>120</td>
<td>25</td>
<td>1 343</td>
</tr>
</tbody>
</table>

I 2013 er det 25 selskaper som mottar tariffstøtte på totalt 120 mill kr. Selskapenes 89 342 kunder får i gjennomsnitt redusert netteleien med 6,9 øre/kWh. I Hordaland og Nordland er det hele seks selskap i hvert fylke som mottar støtte, mens i overført beløp er det Nordland som skiller seg ut med hele 49 mill kr av bevilgningen, mens Hordaland mottar 23,2 mill kr. Totalt er det 39 selskaper som har mottatt støtte siden 2000 og mange selskap som har mottatt flere år. Røldøy-Lurøy Kraftverk AS og Tysnes Kraftlag SA har mottatt støtte hvert år i perioden 2000-2013 på totalt henholdsvis 72 og 64 mill kr. Vedlegg 1 gir en oversikt over alle selskap som har mottatt støtte i det enkelte år, samt beløpet selskapet har mottatt.

Nesten halvparten av selskapene som mottar tariffstøtte i 2013 er organisert som samvirkeforetak, mens andelen samvirkeforetak av alle nettselskap er ca. 15 prosent. Det kan tyde på at selskapsform kan ha innvirkning på nettkostnaden. Figur 33 viser nettkostnaden per selskap i avtakende rekkefølge mens stolpene viser avkastningsgrunnlaget til det enkelte selskap. Selskapene som mottar tariffstøtte er markert til venstre i figuren. Det er en klar tendens til at mindre selskap målt ved avkastningsgrunnlag, har høyest nettkostnad i 2013.
Samtidig er det også flere små selskap som har lav nettostnad. Det er relativt flere av de små selskapene som er organisert som kommunale foretak eller samvirkeforetak enn blant de store selskapene.

Figur 33: Nettostnaden per selskap i 2013 i avtagende størrelse fra venstre. Stolpene viser størrelsen på avkastningsgrunnlaget til de samme selskapene, målt i aksen til høyre.

Figur 34 viser sammenhengen mellom selskapenes nettostnad og DEA-resultat. DEA-resultatet skal i hovedsak fortelle hvor effektivt et selskap driver. Det er lagt inn en lineær trendlinje i figuren som viser en svak tendens til at selskap med høyere nettostnad har et lavere DEA-resultat i varsel om inntektsramme for 2013. Vi understreker at denne tendensen ikke er tydelig.

Figur 34: Nettostnaden per selskap i avtagende størrelse fra venstre. DEA-resultatet til selskapet er vist ved de firkantede punktene og målt i høyre akse.

---

31 DEA – Data Envelopment Analysis. Se NVE (2006) for en nærmere beskrivelse av DEA.
10 Soliditet i bransjen


Figur 35: Utvikling i egenkapitalandel, vektet og uvektet

Nettselskapene er organisert som aksjeselskap (AS), samvirkeforetak (SA/AL) eller kommunale foretak (KF). Eierinteressene er enten statlige, kommunale, interkommunale, fylkeskommunale eller private eller 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. DEA-resultatene skal rangere nettselskapene ut i fra hvor effektivt de drives. 

Tabell 5 viser at SA i gjennomsnitt har et lavere samlet DEA-resultat enn de andre selskapsformene i varsel 2013.

Tabell 5: Antall selskap innenfor ulike selskapsformer og gjennomsnittlig kalibrert DEA-resultat i 2013, uvektet

<table>
<thead>
<tr>
<th>Selskapsform 2011</th>
<th>Antall</th>
<th>DEA-resultat</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Aksjeselskap (AS)</td>
<td>104</td>
<td>99 %</td>
</tr>
<tr>
<td>Samvirkeforetak (SA)</td>
<td>25</td>
<td>93 %</td>
</tr>
<tr>
<td>Kommunale foretak (KF)</td>
<td>12</td>
<td>98 %</td>
</tr>
<tr>
<td>Delt Ansvar (DA)</td>
<td>7</td>
<td>110 %</td>
</tr>
</tbody>
</table>


---

32 Inkluderer også et element av alder på nettanlegg.
33 Selskap med delt ansvar, eies ofte av to eller flere kraftselskap.
Figur 37: Utbytte og konsernbidrag av egenkapitalen i selskapet fordelt på selskapsform, uvektet
11 Ordforklaringer

**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 distribusjonsnettsselskap mottar \( \frac{3}{4} \) av differansen mellom terskelverdien og den gjennomsnittlige nettkostnaden til selskapet.

**KILE:** KILE skal representere kundenes kostnader ved avbrudd og ordningen innebærer at avbruddskostnadene tas med i nettsselskapenes bedriftsøkonomiske vurderinger. Denne ordningen skal gi nettsselskapene økonomisk motivasjon til riktig ressursallokering innenfor de rammer og vilkår som ellers er gitt av myndighetene.

**Referansepris på kraft:** Denne prisen fastsettes basert på et vektet gjennomsnitt av den månedlige områdeprisen i det aktuelle området. Vekten baseres på alminnelig forsynings og skal sørge for at pris i måneder med størst forsynings vektlegges mest i beregningen av en årlig kraftpris. I distribusjonsnettet ingår nettapskostnaden i de sammenligne analyserne, mens den holdes utenfor i analysene for regional- og sentralnett. Grunnen er at selskapene har liten innflytelse på nettet på disse spenningsnivåene.

**Sammenligne analyser:** Selskapenes kostnader sammenlignes med hverandre gitt et sett med rammevilkår. Resultatene fra analysene rangerer selskapene basert på kostnadseffektivitet og alder på nettanlegg.

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

### Tabell 6: Selskap som har mottatt tariffstøtte i perioden 2000-2013, med angitt beløp i tusen kr, sortert etter størrelse på mottatt beløp totalt.

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Tjønsfjord Energi B A</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>7 938</td>
</tr>
<tr>
<td>Rødøy-Lure Kraftverk AS</td>
<td>1 483</td>
<td>1 802</td>
<td>1 694</td>
<td>3 418</td>
<td>1 345</td>
<td>2 459</td>
<td>2 812</td>
<td>3 505</td>
<td>7 347</td>
<td>7 256</td>
<td>8 431</td>
<td>14 228</td>
<td>18 152</td>
<td>72 261</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Tyrahnes Kraftlag SA</td>
<td>1 856</td>
<td>2 096</td>
<td>2 179</td>
<td>2 801</td>
<td>2 569</td>
<td>1 797</td>
<td>2 003</td>
<td>2 337</td>
<td>2 286</td>
<td>8 402</td>
<td>7 481</td>
<td>9 411</td>
<td>9 661</td>
<td>9 700</td>
<td>64 067</td>
</tr>
<tr>
<td>Nord-Salen Kraft AS</td>
<td>1 385</td>
<td>1 683</td>
<td>1 608</td>
<td>2 206</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>36 759</td>
</tr>
<tr>
<td>Reppåg Kraftlag SA</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>79 898</td>
</tr>
<tr>
<td>Heimre Kraftlag B A</td>
<td>1 306</td>
<td>1 819</td>
<td>1 918</td>
<td>1 977</td>
<td>2 667</td>
<td>2 213</td>
<td>1 724</td>
<td>1 661</td>
<td>2 122</td>
<td>2 142</td>
<td>3 547</td>
<td>3 120</td>
<td>10 155</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Bøllangen Energi A S</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>26 196</td>
</tr>
<tr>
<td>Lofotkraft A S</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>23 044</td>
</tr>
<tr>
<td>Ymer A S</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>34 801</td>
</tr>
<tr>
<td>Austevoll Kraftlag B A</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>18 485</td>
</tr>
<tr>
<td>Fitjar Kraftlag A S</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>1 203</td>
<td>4 478</td>
<td>6 656</td>
<td>4 691</td>
<td>1 823</td>
<td>1 188</td>
<td>2 298</td>
<td>4 776</td>
<td>4 938</td>
<td>18 485</td>
</tr>
<tr>
<td>Drangedal Elvverk K F</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>18 378</td>
</tr>
<tr>
<td>Rauland Kraftfo rsyningslag SA</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>33 671</td>
</tr>
<tr>
<td>Flesberg Elektrilaget AS</td>
<td>892</td>
<td>477</td>
<td>594</td>
<td>644</td>
<td></td>
<td></td>
<td>1 145</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>13 488</td>
</tr>
<tr>
<td>Fusa Kraftlag SA</td>
<td>710</td>
<td></td>
<td></td>
<td>684</td>
<td></td>
<td>1 039</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>12 864</td>
</tr>
<tr>
<td>Utval Kraftforsyning A/L</td>
<td>-</td>
<td>322</td>
<td>568</td>
<td></td>
<td>368</td>
<td>196</td>
<td>573</td>
<td>3 083</td>
<td>3 433</td>
<td>1 645</td>
<td>1 501</td>
<td>2 139</td>
<td>3 546</td>
<td>10 146</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Hjartdal Elvverk A S</td>
<td></td>
<td></td>
<td>507</td>
<td>502</td>
<td>1 385</td>
<td>410</td>
<td>381</td>
<td>766</td>
<td>583</td>
<td>1 696</td>
<td>1 367</td>
<td>1 232</td>
<td>1 309</td>
<td>167 867</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Slennes Kraft AS</td>
<td>1 153</td>
<td>1 088</td>
<td>941</td>
<td>1 778</td>
<td>2 353</td>
<td>550</td>
<td>2 100</td>
<td>1 769</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>11 652</td>
</tr>
<tr>
<td>Nesset Kraft A S</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>11 426</td>
</tr>
<tr>
<td>Ne s Energi A S</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>7 431</td>
</tr>
<tr>
<td>Vang Energi A K F</td>
<td>4 044</td>
<td>4 068</td>
<td>648</td>
<td></td>
<td>1 219</td>
<td>767</td>
<td></td>
<td>504</td>
<td></td>
<td>1 157</td>
<td>648</td>
<td>1 391</td>
<td>2 345</td>
<td>8 222</td>
<td>18 110</td>
</tr>
<tr>
<td>Bimdal Kraftlag A S</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>257</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>2 376</td>
</tr>
<tr>
<td>Evenes Kraftforsyning A S</td>
<td>-</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>3 064</td>
</tr>
<tr>
<td>Fjellberg Kraftlag A S</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>1 039</td>
<td>1 143</td>
<td>1 261</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>14 345</td>
</tr>
<tr>
<td>Skjåk Kraftlag K F</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>7 435</td>
</tr>
<tr>
<td>Trøgstad Elvverk A S</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>5 914</td>
</tr>
<tr>
<td>Kvikk-Rennebu Kraftlag A/L</td>
<td>-</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>5 254</td>
</tr>
<tr>
<td>Suldal Elvverk K F</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>5 185</td>
</tr>
<tr>
<td>Skjerstad Kraftlag A L</td>
<td>831</td>
<td>949</td>
<td>787</td>
<td>1 011</td>
<td>738</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>4 316</td>
</tr>
<tr>
<td>Andøy Energi A S</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>3 829</td>
</tr>
<tr>
<td>Tysne Kraftlag AS</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>3 829</td>
</tr>
<tr>
<td>Nordkyn Kraftlag A L</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>3 829</td>
</tr>
<tr>
<td>Middalen Kraftlag B A</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>3 829</td>
</tr>
<tr>
<td>Fons und Elvverk K F</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>3 829</td>
</tr>
<tr>
<td>Jondal Energi A S</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>3 829</td>
</tr>
<tr>
<td>Hardanger Energi A S</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>3 829</td>
</tr>
<tr>
<td>Særs Aurdal Energi B A</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>3 829</td>
</tr>
<tr>
<td>Elne Elektrilagetlag</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>3 829</td>
</tr>
</tbody>
</table>
### Tabell 7: Selskap berørt av mindreavkastning (MA) i perioden 2007-2011

<table>
<thead>
<tr>
<th>Selskap</th>
<th>Sum MA vedtak 2007-2011</th>
<th>Sum MA i % av IR 2011</th>
<th>Antall vedtak med MA</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Aurland Energiverk AS</td>
<td>3 983</td>
<td>28,6 %</td>
<td>3</td>
</tr>
<tr>
<td>Bindal Kraftlag SA</td>
<td>2 541</td>
<td>23,6 %</td>
<td>2</td>
</tr>
<tr>
<td>Dragefossen Kraftanlegg AS</td>
<td>534</td>
<td>2,9 %</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td>Drangedal Elverk KF</td>
<td>-</td>
<td>0,0 %</td>
<td>0 (1)*</td>
</tr>
<tr>
<td>Driva Kraftverk</td>
<td>1 503</td>
<td>39,1 %</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td>Fauske Lysverk AS</td>
<td>3 495</td>
<td>11,5 %</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td>Fitjar Kraftlag SA</td>
<td>4 765</td>
<td>28,6 %</td>
<td>4</td>
</tr>
<tr>
<td>Fjelberg Kraftlag SA</td>
<td>-</td>
<td>0,0 %</td>
<td>0 (5)*</td>
</tr>
<tr>
<td>Høland og Setskog Elverk</td>
<td>-</td>
<td>0,0 %</td>
<td>0 (5)*</td>
</tr>
<tr>
<td>LL Rollag Elektrisitetsverk SA</td>
<td>1 658</td>
<td>16,4 %</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td>Lærdal Energi AS</td>
<td>9 689</td>
<td>65,5 %</td>
<td>4</td>
</tr>
<tr>
<td>Løvenskiold Fossum Kraft</td>
<td>-</td>
<td>0,0 %</td>
<td>0 (1)*</td>
</tr>
<tr>
<td>Malvik Everk AS</td>
<td>9 313</td>
<td>39,6 %</td>
<td>4</td>
</tr>
<tr>
<td>Midt Nett Buskerud AS</td>
<td>11 003</td>
<td>16,3 %</td>
<td>3</td>
</tr>
<tr>
<td>Nesset Kraft AS</td>
<td>-</td>
<td>0,0 %</td>
<td>0 (1)*</td>
</tr>
<tr>
<td>Niingen Kraftlag AS</td>
<td>197</td>
<td>5,9 %</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td>Nordkyn Kraftlag AL</td>
<td>1 358</td>
<td>5,0 %</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td>Nore Energi AS</td>
<td>3 386</td>
<td>24,8 %</td>
<td>4</td>
</tr>
<tr>
<td>Opplandskraft DA</td>
<td>9 397</td>
<td>96,2 %</td>
<td>3</td>
</tr>
<tr>
<td>Otra Kraft DA</td>
<td>15 666</td>
<td>33,6 %</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td>Repvåg Kraftlag AL</td>
<td>-</td>
<td>0,0 %</td>
<td>0 (1)*</td>
</tr>
<tr>
<td>Rissa Kraftlag BA</td>
<td>1 431</td>
<td>7,6 %</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td>Sandøy Energi AS</td>
<td>3 997</td>
<td>63,8 %</td>
<td>2</td>
</tr>
<tr>
<td>SFE Nett AS</td>
<td>22 797</td>
<td>10,6 %</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td>Skjåk Energi KF</td>
<td>5 752</td>
<td>33,3 %</td>
<td>3</td>
</tr>
<tr>
<td>Sognekraft AS</td>
<td>21 686</td>
<td>37,3 %</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td>Svorka Energi AS</td>
<td>179</td>
<td>0,4 %</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td>Sør-Aurdal Energi BA</td>
<td>958</td>
<td>5,6 %</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td>Sørfold Kraftlag SA</td>
<td>4 202</td>
<td>35,4 %</td>
<td>3</td>
</tr>
<tr>
<td>Tydal Komm Energiverk KF</td>
<td>79</td>
<td>0,9 %</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td>Vang Energiverk KF</td>
<td>2 888</td>
<td>19,2 %</td>
<td>2</td>
</tr>
<tr>
<td>Yara Norge AS</td>
<td>2 400</td>
<td>17,1 %</td>
<td>2</td>
</tr>
<tr>
<td>Årdal Energi KF</td>
<td>5 553</td>
<td>31,5 %</td>
<td>2</td>
</tr>
</tbody>
</table>

*Har avskrevet mindreinntekt samme år og mottar derfor ikke mindreavkastning.
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 Kvartralsrapport for kraftmarknaden. Ellen Skaansar (red.)
Nr. 9 Energibruk i kontorbygg – trender og drivere
Nr. 10 Flomsonerekt 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