



NVE

Reguleringsmyndigheten
for energi – RME

Infoskriv RME-Ø 1/2023: Om utrekning av inntektsramme og kostnadsnorm for 2022

Dette infoskrivet forklarer korleis vi reknar inntektsramme og kostnadsgrunnlaget for 2022. Vi viser også utrekning av referanserente, kraftpris og KPI.

Innhald

1.	Merknader til utrekning av inntektsrammer for 2022	2
1.1.	Vi avsluttar særskilt kostnadsnorm for anlegg i grensesnittet mellom lokalt distribusjonsnett og regionalnett	2
1.2.	Frå 2022 skal Elhub-gebyr dekkast inn som eit tillegg til årleg inntektsramme	2
1.3.	Re-berekning av inntektsramme for 2020	2
1.4.	Rammevilkårskorrigerering i regionalnett.....	2
2.	Om utrekning av inntektsramme	3
3.	Føresetnader for utrekning av inntektsramme for 2022	4
3.1	Referanserente for 2022	4
3.1.1	Inflasjon.....	4
3.1.2	Swaprente.....	4
3.1.3	Kredittrisikopremie	4
3.1.4	Skattesats	4
3.1.5	Referanserente - 2022.....	4
3.2	Referansepris på kraft for 2022	5
3.3	Systempris for 2020	6
3.4	KPI-justering	6
4.	Om utrekning av kostnadsnormen (K^*).....	7
4.1	Faktoranalyse – for utrekning av geografi-indeksar i trinn 2.....	8
4.2	Trinn 2 – Utrekning av koeffisientar	10
4.3	Alternativ utrekning av kostnadsnorm.....	11
4.3.1	Selskap som vert haldne utanfor evaluering i DEA	11
4.3.2	Selskap som vert evaluert i eigen modell	11
4.3.3	Selskap som kan inkluderast i DEA, men som ikkje får definere front for andre selskap	
	12	
5.	Rekalibrering – Korreksjon for tidlegare avvik	12



1. Merknadar til utrekning av inntektsrammer for 2022

1.1. Vi avsluttar særskilt kostnadsnorm for anlegg i grensesnittet mellom lokalt distribusjonsnett og regionalnett

Frå og med inntektsrammen for 2022 avsluttar vi den særskilte kostnadsnormen for anlegg i grensesnittet mellom lokalt distribusjonsnett og regionalnett i dei samanliknande analysane for lokalt distribusjonsnett. Med referanse til [RME-rapport 1/2019](#) side 27-29, har vi frå rapportering av 2020-verdiar, endra definisjon av skiljet mellom regionalnett og lokalt distribusjonsnett i transformatorstasjonar i den økonomiske og tekniske rapporteringa til RME (eRapp og TEK). Målet for endringa er å betre kunne samanlikne selskapa, og dermed oppnå riktigare inntektsrammer. Ulik eigarstruktur og historikk har bidratt til at nettselskapa har hatt ulik praksis på kva nettnivå same type anlegg har vært rapportert på.

Endringa omfattar avgangar og andre anlegg med nominelt spenningsnivå frå 22 kV og under som står i stasjonar knytt til regionalnett. Desse anlegga skal nå kostnadsførast på verksemdsområdet regionalnett. I desse tilfella vil skiljet mellom verksemdsområda regionalnett og lokalt distribusjonsnett vera der linje-/kabel i det lokale distribusjonsnettet er kopla til avgangen. Dette skiljet mellom verksemdsområda gjeld uavhengig av eigarskap til andre anlegg i regionalnettet.

1.2. Frå 2022 skal Elhub-gebyr dekkast inn som eit tillegg til årleg inntektsramme

Frå og med 2022 skal innbetalte Elhub-gebyr dekkast inn som eit tillegg til årleg inntektsramme, jf. forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 7-3 bokstav e). Derfor held vi desse kostnadane utanfor utrekningena av inntektsrammer for 2022. Les meir om endringa i [RME-rapport 1/2019](#) side 9-10.

1.3. Re-berekning av inntektsramme for 2020

Vi har inkludert eit tillegg eller fråtrekk i inntektsrammen for 2022 som følge av ei ny utrekning av inntektsrammen for 2020. Jf. forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 8-6, skal vi gjere om enkeltvedtak om inntektsramme for 2020 dersom det var feil i datagrunnlaget. Dette gjer vi i form av ein korleksjon i enkeltvedtak om inntektsramme det andre påfølgande inntektsrammeåret, i dette tilfellet inntektsramme for 2022. Grunnlaget og resultatet frå desse utrekningane er publisert på nettsida vår, saman med varsel om inntektsramme for 2022.

1.4. Rammevilkårskorrigerings i regionalnett

I trinn 2 i kostnadsnormmodellen for regionalnett korrigerer vi for ein geografivariabel som er samansett av rammevilkåra helling og skog. Den skal forklare skilnader i kostnadsnivå mellom det enkelte selskap og dei selskapa som det vert samanlikna mot i analysen. I inntektsrammen for 2022 kan vi ikkje sjå at denne variabelen vert signifikant. Det kan henge saman med endringar som har skjedd i referanseselskapa, som igjen fører til endringar på fronten.

Sidan koeffisienten for geografivariabelen ikkje er signifikant forskjellig frå null, set vi den til null. Det vil seie at det i praksis ikkje er nokon korrigerings for rammevilkår i regionalnett i inntektsrammen for 2022.



2. Om utrekning av inntektsramme

Nettselskapa sine årlege inntektsrammer vert fastsett etter følgjande formel¹:

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

- *IR*: Inntektsramme.
- *K*: Kostnadsgrunnlag.
- *K**: Kostnadsnorm. Denne reknar vi ut ved hjelp av samanliknande analysar av selskapa.

I tillegg korrigerer vi for eventuelle feil i data som vart nytta til å rekne ut inntektsrammene for to år sidan, og reknar desse på ny. Differansane mellom vedtatt og ny inntektsramme vert inkludert som ein korreksjon i inntektsrammen to år etter. For inntektsrammene for 2022, er det avvika for inntektsramme 2020 som vert lagt til og trekt frå.

Kostnadsgrunnlaget, *K*, er basert på to år gamle data. For inntektsramme 2022 er det data frå 2020 som vert lagt til grunn. Kapitalkostnadane vert ikkje justert, men KILE justerast med KPI² og Drift- og vedlikehaldskostnader justerast med ein indeks der løn er drivande faktor, «KPI-løn»³:

$$K_t = DV_{t-2} * (KPI_{løn_t} / KPI_{løn_{t-2}}) + KILE_{t-2} * (KPI_t / KPI_{t-2}) \\ + NT_{t-2} * P_t + AVS_{t-2} + AKG_{t-2} * r_{NVE}$$

- *DV*: Drift- og vedlikehaldskostnader. Desse inkluderer utbetalingar til individuelle KILE-avtalar. Inflasjonsjusterte pensjonskostnadar inngår som eit gjennomsnitt for perioden 2016-2020.
- *KILE*: Omfattar ordinær KILE med unntak av individuelle KILE-avtalar.
- *NT*: Nettap i MWh, og *P* er referansepris på kraft.
- *AVS*: Avskrivningar på eigenfinansiert kapital.
- *AKG*: Avkastningsgrunnlag for eigenfinansierte anlegg (inkludert 1 % arbeidskapital), og *r* er referanserente.

Vi har utarbeida ei eiga rettleiing som nærmare forklarar kva verdiar frå eRapp som vert brukt ved utrekning av kostnadsgrunnlag og kostnadsnorm. Denne er publisert på våre nettsider saman med vedtak om inntektsramme for 2022.

¹ Dette er beskrevet i Forskrift av 11.3.1999 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffene (forskrift om kontroll av nettvirksomhet)

² Tabell 03014, ssb.no

³ Tabell 11118, ssb.no



3. Føresetnader for utrekning av inntektsramme for 2022

3.1 Referanserente for 2022

Referanserenta vert fastsett etter følgjande formel (jf. forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 8-3):

$$r = (1 - G) * [(Rf + Infl + \beta_e * MP)/(1 - s)] + G * (Swap + KP)$$

- *G*: Fast gjeldsandel, fastsett til 60 %.
- *Rf*: Fast nøytral realrente, fastsett til 1,5 %.
- *Infl*: Årleg justering for inflasjon, rekna som gjennomsnittet av faktisk inflasjon frå dei to siste åra og anslått inflasjon for dei to komande åra. Inflasjonen hentar vi frå SSB sine heimesider⁴. Hvis gjennomsnittet er negativt, vert det sett til null.
- β_e : Eigenkapitalbeta, fastsett til 0,875.
- *MP*: Fast marknadspremie, fastsett til 5 %.
- *Swap*: Årleg gjennomsnitt av 5-årig swaprente.
- *KP*: Årleg snitt av bransjespesifikk kredittrisikopremie, som kjem fram av spreaden mellom på 5-årige kraftobligasjonar og 5-årige swaprenter for kraftselskap med god kredittkvalitet.
- *s*: Skattesats lik gjeldande skattesats for nettselskap.

3.1.1 Inflasjon

Inflasjonen var på 3,5 % i 2021 og 5,8 % i 2022. SSB anslår inflasjonen til å vere 4,9 % i 2023 og 1,1 % i 2024. Snitt av inflasjon for åra 2021-2024 er **3,83 %**.

3.1.2 Swaprente

Snitt av swaprente for 2022 var **3,04 %**.⁵

3.1.3 Kredittrisikopremie

Snitt av kredittrisikopremie for 2022 var **1,11 %**.⁶

3.1.4 Skattesats

Skattesatsen i referanserenta er lik selskapsskatten fastsett i Stortingets årlege skattevedtak: **22 %**.

3.1.5 Referanserente - 2022

Basert på dei estimerte størrelsane ovanfor får vi ei referanserente for 2022 på **7,47 %**.

⁴ Tabell 12880, ssb.no

⁵ [Kalkylerente for 2022 - KBN](#)

⁶ Basert på kraftkurver frå Nordic Bond Pricing



3.2 Referansepris på kraft for 2022

Årleg referansepris på kraft vert rekna som ein volumvekta månadspris, tillagt eit påslag på 11 NOK/MWh. Månadspris er snitt av lokal områdepris frå marknadsplasskonsesjonæren⁷. Denne vert vekta med bruttoforbruk i alminneleg forsyning⁸.

	Bruttofor bruk i alm. forsyning	Vekta forbruk	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5
Januar	8 801 124	12 %	1 406,3	1 406,3	263,9	262,2	1 371,2
Februar	7 952 996	11 %	1 205,4	1 205,4	180,7	161,7	1 202,4
Mars	7 566 424	10 %	1 870,4	1 870,4	172,8	151,0	1 870,5
April	6 500 844	9 %	1 740,0	1 738,9	450,7	178,4	1 743,8
Mai	5 453 340	7 %	1 649,7	1 653,2	157,6	112,5	1 650,2
Juni	4 436 200	6 %	1 501,9	1 866,7	118,4	85,6	1 501,2
Juli	4 154 033	6 %	1 669,0	2 627,8	19,1	19,2	1 669,0
August	4 437 233	6 %	3 442,9	4 344,9	188,9	28,2	3 415,8
September	4 866 255	6 %	3 586,9	3 586,9	752,9	364,3	3 586,9
Oktober	5 946 862	8 %	1 318,5	1 322,2	359,8	205,5	1 318,9
November	6 799 702	9 %	1 125,7	1 128,0	637,8	442,8	1 125,7
Desember	9 115 139	12 %	2 686,8	2 686,7	1 815,3	985,4	2 695,2
Volumvekta pris			1 877,4	2 004,3	486,5	290,5	1 872,8
Volumvekta pris, inkludert 11 kr/MWh			1 888,4	2 015,3	497,5	301,5	1 883,8

Tabell 1: Referansepris på kraft for 2022

⁷ [Market data | Nord Pool \(nordpoolgroup.com\)](https://nordpoolgroup.com/)

⁸ Tabell 08583, sssb.no



3.3 Systempris for 2020

Vi bruker systemprisen for 2020 til å rekne ut nettapkostnaden som inngår i DEA-analysen for distribusjonsnett. I dette varselet har vi brukt månedlege systemprisar for 2020⁹, og vekta desse med månedleg bruttoforbruk i alminneleg forsyning¹⁰.

	Månadleg systempris, NOK	Forbruk MWh	Forbruksvekt	Vekta pris
Januar	238,84	8 496 089	11 %	26,08
Februar	132,66	8 149 253	10 %	13,89
Mars	100,46	8 106 098	10 %	10,47
April	59,74	6 451 766	8 %	4,95
Mai	92,26	5 808 536	7 %	6,89
Juni	33,75	4 320 656	6 %	1,87
Juli	25,05	4 358 176	6 %	1,40
August	92,73	4 479 937	6 %	5,34
September	168,15	5 182 440	7 %	11,20
Oktober	159,71	6 556 626	8 %	13,46
November	67,77	7 345 266	9 %	6,40
Desember	213,24	8 557 345	11 %	23,45
Sum 2020		77 812 188	100 %	
Vekta systempris 2020				125,40
Systempris 2020 inkl. 11 kr/MWh				136,40

Tabell 2: Systempris på kraft for 2020

Vi legg til grunn ein systempris på kraft på **136,40 kr/MWh**, inkludert påslag på 11 kr/MWh, ved varsel om inntektsramme for 2022.

3.4 KPI-justering

Til inntektsrammen for 2022 vert drifts- og vedlikehaldskostnadar justert med KPI-lønn¹¹, og KILE med KPI¹², frå 2020- til 2022 kroner.

- Faktoren for KPI-løn er **107** ($KPI\text{-løn}_{2022}/KPI\text{-løn}_{2020}$, som er 123,1/115,1)
- Faktoren for KPI er **109,4** (KPI_{2022}/KPI_{2020} , som er 122,8/112,2)

⁹ [Market data | Nord Pool \(nordpoolgroup.com\)](https://nordpoolgroup.com)

¹⁰ Tabell 08583, ssb.no

¹¹ Tabell 11118, ssb.no

¹² Tabell 03014, ssb.no



4. Om utrekning av kostnadsnormen (K*)

For lokalt distribusjonsnett og regionalnett nyttar vi DEA (data envelopment analysis) for å måle forholdet mellom nettselskapa sine oppgåver og kostnader. Dette er trinn 1 i kostnadsnormmodellen. Her vert data frå 2020 målt mot gjennomsnittlege data for perioden 2016–2020, og det vert rekna eit DEA-resultat per selskap.

Kostnadane som inngår i analysane er summen av drift- og vedlikehaldskostnader, KILE, avskrivningar, nettap og avkasting. Nettapskostnaden vert rekna ut ved at det fysiske nettapet multipliserast med systemprisen for 2020 (sjå kapittel 3.3). Referanserenta vert brukt for å rekne ut avkasting på avkastingsgrunnlaget, som her inkluderer eigenfinansiert og bidragsfinansiert bokført verdi tillagt 1 prosent for arbeidskapital.

For regionalnett inngår ikkje kostnader til kraftsystemutredning eller KDS eller nettap i analysane.

For lokalt distribusjonsnett og regionalnett nyttar vi regresjonsanalyse for å korrigere DEA-resultata frå trinn 1 for geografiske rammevilkår. Dette er trinn 2 i kostnadsnormmodellen.

For selskap som har transmisjonsnett (utanom Statnett SF) set vi kostnadsnorm lik kostnadsgrunnlag.

Lokalt distribusjonsnett	
Trinn 1 - DEA- modell	Forkorting
Tal på kilometer høgspent nett	ld_hv
Tal på nettstasjonar	ld_gs
Tal på abonnentar	ld_sub
Trinn 2 - regresjonar	
Del jordkablar	ldz_hvugs
Del luftlinjer i barskog med høg og sær s høg bonitet	ldz_s4
Geo 1: Helling, småkraft og del luftlinjer i lauvskog	ldz_geo1
Geo 2: (Referansevind ² / kystavstand), tal på øyer og del sjøkabel	ldz_geo2
Geo 3: Snø, mørketid, islast og temperatur	ldz_geo3

Tabell 3: Kostnadsnormmodell for lokalt distribusjonsnett

Regionalnett	
Trinn 1 - DEA- modell	Forkorting
Vekta verdi luftlinjer inkl. merking av luftfartshinder	rd_wv.ol
Vekta verdi jordkablar	rd_wv.uc
Vekta verdi sjøkablar	rd_wv.sc
Vekta verdi grensesnitt: transformatorer, brytarar og kompenseringanlegg	rd_wv.ss
Trinn 2 - regresjonar	
Geo 1R: Helling og skog med høg og sær s høg bonitet	rdz_geo1

Tabell 4: Kostnadsnormmodell for regionalnett



4.1 Faktoranalyse – for utrekning av geografi-indeksar i trinn 2

Vi nyttar faktoranalyse for å rekne ut dei samansette geografiindeksane i trinn 2 i kostnadsnormmodellane. Faktoranalyse er ei samlenemning for statistiske metodar som analyserar samvariasjon mellom variablar. Slike analysar brukast blant anna til å eliminere lineært korrelerte variablar. Vi bruker Principal Component Analysis (PCA). Dette er ein teknikk som utledar ein faktor som maksimalt utnyttar variasjonen i dei underliggjande variablane.

Tabellen under viser kva variablar geografiindeksane er samansett av:

Geo1 «Fjellbekk», lokalt distribusjonsnett	Forkorting
Helling: Gjennomsnittleg helling i kartrutene der selskapet har nettverkskomponentar.	ldz_inc.av
Lauvskog: Eit mål på mengde lauvskog.	ldz_f7
Småkraft: Størrelsesuavhengig mål på installert småkraftyting i konsesjonsområdet.	ldz_cmpp.sz

Geo2 «ØyVind», lokalt distribusjonsnett	Forkorting
Kystklimavariabel: Kvadrert verdi for vind delt på avstand til kyst.	ldz_wind2_cod
Øyer: Tal på forsynte øyer som ligg meir enn 1 km frå fastland eller nærmaste forsynte øy.	ldz_isl.sz
Del sjøkabel.	ldz_hvsc.s

Geo3 «Frost», lokalt distribusjonsnett	Forkorting
Snø: Eit mål på nedbør som kjem som snø (historisk gjennomsnitt).	ldz_snow
Breddegrad: Eit mål på mørketid frå breddegrad 65,9 og nordover.	ldz_lat.av
Islast: Eit mål på islast (historisk gjennomsnitt).	ldz_ice.av
Temperatur: Gjennomsnittleg årsmiddeltemperatur, ganga med -1.	ldz_tempneg

Geo1R «HelSkog», regionalnett	Forkorting
Skog: Eit mål på mengde skog.	rdz_inc.av
Helling: Gjennomsnittleg helling i kartrutene der selskapet har nettverkskomponentar.	rdz_f12

Tabell 5: Samansetning av geografiindeksar



Figurane nedanfor dekomponerer resultatet frå PCA, og viser korleis geografiindeksane er samansett av de underliggende variablane:

```
> lm(1d_EVAL$1dz_Geo1 ~ 1d_EVAL$1dz_inc.av + 1d_EVAL$1dz_f7 +1d_EVAL$1dz_cmp.p.sz)
Call:
lm(formula = 1d_EVAL$1dz_Geo1 ~ 1d_EVAL$1dz_inc.av + 1d_EVAL$1dz_f7 +
  1d_EVAL$1dz_cmp.p.sz)
Coefficients:
      (Intercept)  1d_EVAL$1dz_inc.av    1d_EVAL$1dz_f7  1d_EVAL$1dz_cmp.p.sz
          -2.4616          0.1563          6.4386          977.2255

> lm(1d_EVAL$1dz_Geo2 ~ 1d_EVAL$1dz_wind2.cod + 1d_EVAL$1dz_is1.sz +1d_EVAL$1dz_hvsc.s)
Call:
lm(formula = 1d_EVAL$1dz_Geo2 ~ 1d_EVAL$1dz_wind2.cod + 1d_EVAL$1dz_is1.sz +
  1d_EVAL$1dz_hvsc.s)
Coefficients:
      (Intercept)  1d_EVAL$1dz_wind2.cod    1d_EVAL$1dz_is1.sz    1d_EVAL$1dz_hvsc.s
          -0.6962          0.7914          5059.1140          13.2159

> lm(1d_EVAL$1dz_Geo3 ~ 1d_EVAL$1dz_snow + 1d_EVAL$1dz_lat.av +1d_EVAL$1dz_ice.av+1d_EVAL$1dz_tempneg)
Call:
lm(formula = 1d_EVAL$1dz_Geo3 ~ 1d_EVAL$1dz_snow + 1d_EVAL$1dz_lat.av +
  1d_EVAL$1dz_ice.av + 1d_EVAL$1dz_tempneg)
Coefficients:
      (Intercept)  1d_EVAL$1dz_snow  1d_EVAL$1dz_lat.av  1d_EVAL$1dz_ice.av  1d_EVAL$1dz_tempneg
          -25.613148          0.004243          0.370972          0.016840          0.248454
```

Tabell 6: koeffisientar for Geo1, Geo2 og Geo3 for lokalt distribusjonsnett

```
> lm(rd_EVAL$rdz_Geo1 ~ rd_EVAL$rdz_f12 + rd_EVAL$rdz_inc.av)
Call:
lm(formula = rd_EVAL$rdz_Geo1 ~ rd_EVAL$rdz_f12 + rd_EVAL$rdz_inc.av)
Coefficients:
      (Intercept)  rd_EVAL$rdz_f12  rd_EVAL$rdz_inc.av
          3.4965          -4.7303          -0.1969
```

Tabell 7: koeffisientar for Geo1 for regionalnett



4.2 Trinn 2 – Utrekning av koeffisientar

Vi korrigerer for kor mykje meir eller mindre rammevilkår eit selskap har i forhold til mønsterselskapet. For å finne betydninga eller «prisen» kvart rammevilkår har, nyttar vi regresjonsanalyse. DEA-resultatet er avhengig variabel og differansen i rammevilkår mellom mønsterselskap og kvart enkelt selskap er dei uavhengige variablane. Figurane under viser resultatata frå regresjonsanalysane i trinn 2.

```
> print(summary(ldz.reg$res.regr.NVE))

Call:
lm(formula = eff ~ z.diff, subset = setdiff(id, id.out))

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-0.18557 -0.05681 -0.01333  0.06148  0.16339

Coefficients:
              Estimate Std. Error t value      Pr(>|t|)
(Intercept)   0.773572   0.011656  66.369 < 0.0000000000000002 ***
z.diffldz_hvug.s -0.331648   0.073340  -4.522   0.0000212578 ***
z.diffldz_f4    -0.404325   0.107761  -3.752   0.000333 ***
z.diffldz_Geo1  -0.027759   0.006061  -4.580   0.0000171145 ***
z.diffldz_Geo2  -0.077002   0.011254  -6.842   0.0000000015 ***
z.diffldz_Geo3  -0.018847   0.006399  -2.945   0.004240 **
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.08212 on 79 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.5346, Adjusted R-squared:  0.5051
F-statistic: 18.15 on 5 and 79 DF, p-value: 0.000000000005999
```

Tabell 8: Resultat frå regresjon i trinn 2, lokalt distribusjonsnett

```
> print(summary(rdz.reg$res.regr.NVE))

Call:
lm(formula = eff ~ z.diff, subset = setdiff(id, id.out))

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-0.28334 -0.09447  0.01585  0.10317  0.24470

Coefficients:
              Estimate Std. Error t value      Pr(>|t|)
(Intercept)   0.72573    0.02305  31.479 <0.0000000000000002 ***
z.diff        0.02421    0.02121   1.141    0.262
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.1303 on 32 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.03912, Adjusted R-squared:  0.009097
F-statistic: 1.303 on 1 and 32 DF, p-value: 0.2621
```

Tabell 9: Resultater frå trinn 2, regionalnett



4.3 Alternativ utrekning av kostnadsnorm

For enkelte små og spesielle selskap har vi utarbeida alternative måtar for å rekne ut kostnadsnormer.

4.3.1 Selskap som vert haldne utanfor evaluering i DEA

Selskap som vert haldne utanfor DEA vil få ein kostnadsnorm lik kostnadsgrunnlaget. For at eit selskap skal haldast utanfor DEA-evaluering, må selskapet ha 0 i definert oppgåvemengd, eller store årlege variasjonar i data.

For 2022 gjeld dette Svorka Energi AS og Sør-Norge Aluminium AS i lokalt distribusjonsnett, og Bømlo Kraftnett AS, KE Nett AS, Breheim Nett AS, Meløy Nett AS, Rakkestad Energi AS, Tindra Nett AS, Stryn Energi AS, Sykkylven Energi AS, Straumnett AS, Sunndal Energi KF og Statkraft Energi AS i regionalnett.

4.3.2 Selskap som vert evaluert i eigen modell

I denne modellen målar vi selskapa sine oppgåver og kostnader mot deira eigne femårige historiske gjennomsnitt.

Vi har spesifikke kriterium for kva selskap som skal inngå i denne modellen. I lokalt distribusjonsnett er det selskap med færre enn 500 abonnentar. I regionalnett er det selskap med mindre enn 4000 i total oppgåve eller 0 km luftlinjer.

Lokalt distribusjonsnett id Abonnenter

MODALEN KRAFTLAG SA	121	439
HYDRO ENERGI AS	167	1
TINFOS AS	222	71
HYDRO ALUMINIUM AS	294	16
MIP INDUSTRINETT AS	743	269
HERØYA NETT AS	852	33

Regionalt distribusjonsnett id Vekta luftlinjer Total oppgåve

TROLLFJORD NETT AS	63	399	3 329
JÆREN EVERK AS	88	-	4 886
KVÆNANGEN KRAFTVERK AS	98	-	346
KLIVE AS	135	-	617
PORSA KRAFTLAG AS	156	-	998
RAULAND KRAFTFORSYNINGSLAG SA	161	2 236	3 726
RAUMA ENERGI PRODUKSJON AS	162	-	1 951
TINFOS AS	222	35	1 530
S-NETT AS	274	967	3 161
EVERKET AS	349	-	2 997
HAFSLUND ECO VANNKRAFT AS	447	-	3 667
ETNA NETT AS	542	-	1 234
FØRE AS	659	-	2 920



4.3.3 Selskap som kan inkluderas i DEA, men som ikkje får definere front for andre selskap

I regionalnett kan ikkje selskap med totale kostnader (basert på femårig snitt) til DEA lågare enn 50 millionar kroner definere front for andre selskap. Selskapet sin prestasjon kan fortsett evaluert i DEA, men det kan altså ikkje bestemme kostnadsnorm for andre selskap. I praksis køyrer vi ein separat DEA-analyse, der selskapet kan være på front, men der vi berre hentar ut selskapet sitt eige resultat.

Selskap med total kostnad til DEA (basert på femårig snitt) lågare enn 7 millionar kroner, inngår ikkje i trinn 2-regresjonen. Det gjer heller ikkje dei selskapa som inngår i DEA, men som ikkje kan definere front for andre selskap. Denne behandlinga gjeld desse selskapa:

Selskap	id	5-årig snittkostnad, i tusen kroner
ANDØY ENERGI NETT AS	9	10 697
FJELLNETT AS	37	25 521
VESTMAR NETT AS	93	5 270
LUOSTEJOK KRAFTLAG SA	103	7 726
LÆRDAL ENERGI NETT AS	106	2 637
VISSI AS	133	15 818
NORDKYN KRAFTLAG SA	138	4 547
NETTINORD AS	164	11 675
RØROS E-VERK NETT AS	173	3 270
INDRE HORDALAND KRAFTNETT AS	238	2 722
HEMSIL NETT AS	343	4 541
STANGE ENERGI NETT AS	669	3 381
HERØYA NETT AS	852	16 263

5. Rekalibrering – Korreksjon for tidlegare avvik

Ved fastsetting av inntektsrammene for 2020 nytta vi justerte 2018-kostnader som eit estimat på forventa kostnader i 2020. På same måte som tidlegare vil derfor inntektsrammen for 2022 rekalibrerast for avviket mellom bransjens faktiske kostnader i 2020 og kostnadsgrunnlaget som vart nytta i vedtak om inntektsrammer for 2020. Kapitalkostnader vert haldne utanfor dette reknestykket då desse ikkje har tidsetterslep.

Korrigeringa kjem to år forsinka, og er derfor tillagt rente for 2020 og 2021 på 5,15 % og 5,37 %.

Bransjens faktiske kostnadsgrunnlag for 2020 er 663,4 millionar kroner lågare enn kostnadsgrunnlaget som vart lagt til grunn ved vedtak om inntektsrammer for 2020.

Inntektsrammen for 2022 justerast derfor ned med dette beløpet, pluss renter som utgjer 71,6 millionar kroner.