

Infoskriv RME-Ø 1/2020: Om berekning av inntektsrammer og kostnadsnorm for 2019

Dette infoskrivet forklarer korleis inntektsramma og kostnadsnormen vert berekna for 2019. Vi beskriv også berekning av referanserente, kraftpris og KPI.

Det er ingen endringar i metode sidan varsel om inntektsramme for 2019.

Innhald

| | | |
|-------|--|----|
| 1. | Om berekning av inntektsramme..... | 2 |
| 2. | Forutsetningar for berekning av inntektsramme for 2019 | 3 |
| 2.1 | Referanserente for 2019 | 3 |
| 2.1.1 | Inflasjon..... | 3 |
| 2.1.2 | Swaprente | 3 |
| 2.1.3 | Kreditrisikopremie | 3 |
| 2.1.4 | Skattesats | 3 |
| 2.1.5 | Referanserente - 2019..... | 3 |
| 2.1.6 | Referanserente – 2017 og 2018 | 4 |
| 2.2 | Referansepris på kraft for 2019 | 4 |
| 2.3 | Systempris for 2017..... | 5 |
| 2.4 | KPI-justering | 5 |
| 3. | Om berekning av kostnadsnormen (K^*) | 6 |
| 3.1 | Faktoranalyse – for berekning av geografiindeksar i trinn 2..... | 7 |
| 3.2 | Trinn 2 – Berekning av koeffisientar..... | 7 |
| 3.3 | Særskilt fastsetting av kostnadsnorm | 9 |
| 3.3.1 | Selskap som vert halde utanfor evaluering i DEA | 9 |
| 3.3.2 | Selskap som vert evaluert i eigen modell | 9 |
| 3.3.3 | Selskap som vert inkludert i DEA, men som ikkje får definere front for andre selskap | 10 |
| 4. | Rekalibrering – Korreksjon for tidlegare avvik..... | 11 |

1. Om berekning av inntektsramme

Nettselskapa sine årlege inntektsrammer vert fastsett etter følgande formel¹:

$$IR = 0,4K + 0,6K^* \quad (1)$$

- IR_t : Inntektsramme.
- K_t : Kostnadsgrunnlag.
- K_t^* : Kostnadsnorm. Denne reknast ut ved hjelp av samanliknande analysar av selskapa.

Kostnadsgrunnlaget, K , er basert på to år gamle data. For inntektsramme 2019 er det data frå 2017 som vert lagt til grunn. Kapitalkostnadane justerast ikkje, men KILE justerast med KPI^2 og drifts- og vedlikehaldskostnadar justerast med ein indeks for bransjar der løn er drivande faktor, «KPI-løn»³.

$$K_t = DV_t * (KPI_{løn}_t / KPI_{løn}_{t-2}) + KILE_t * (KPI_t / KPI_{t-2}) \quad (2)$$
$$+ NT_{t-2} * P_t + AVS_{t-2} + AKG_{t-2} * r_{NVE}$$

- DV : Drift- og vedlikehaldskostnadar. Dei inneheld utbetalingar til kundar ved svært langvarige avbrot og individuelle KILE-avtaler. Inflasjonsjusterte pensjonskostnadar inngår som eit snitt for perioden 2013-2017.
- $KILE$: Denne omfattar ordinær KILE med unntak av individuelle KILE-avtaler.
- NT : Nettap i MWh, og P er referansepris på kraft.
- AVS : Avskrivningar på eigenfinansiert kapital.
- AKG : Avkastingsgrunnlag for eigenfinansierte anlegg (inkludert 1 % arbeidskapital), og r er NVE si referansereente.

Vi har utarbeida ei eiga rettleiing som nærare forklarar kva for nokon verdiar frå eRapp som vert brukt ved berekning av kostnadsgrunnlag og kostnadsnorm. Denne er publisert på våre nettsider saman med inntektsramme 2019.

¹ Forskrift av 11.3.1999 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffier (forskrift om kontroll av nettverksemd)

² Tabell 03013, ssb.no

³ Tabell 11118, ssb.no

2. Forutsetningar for berekning av inntektsramme for 2019

2.1 Referanserente for 2019

Måten referanserenta bereknast på er forskriftsfesta, og basert på følgande formel:

$$r = (1 - G) * [(Rf + Infl + \beta_e * MP)/(1 - s)] + G * (Swap + KP) \quad (3)$$

- G : Fast gjeldsdel, fastsett til 60 %.
- Rf : Fast nøytral realrente, fastsett til 1,5 %.
- $Infl$: Årleg justering for inflasjon, berekna som snittet av faktisk inflasjon frå dei to siste åra og anslått inflasjon for dei to komande åra. Inflasjonen hentar vi frå SSB sine heimesider⁴.
- β_e : Eigenkapitalbeta, fastsett til 0,875.
- MP : Fast marknadspremie, fastsett til 5 %.
- $Swap$: Årleg snitt av 5-årig swaprente
- KP : Årleg snitt av bransjespesifikk kredittrisikopremie. Dette er spreaden mellom 5-årige kraftobligasjonar og 5-årige swaprenter for kraftselskap med god kredittkvalitet
- s : Skattesats lik gjeldande skattesats for nettselskap.

2.1.1 Inflasjon

Inflasjonen var på 2,7 % i 2018 og 2,2 % i 2019. SSB har anslege ein inflasjon på 2,1 % i 2020 og 1,9 % i 2021. Anslaga er sist oppdatert desember 2019.

Snitt inflasjon for åra 2018-2021: **2,23 %**.

2.1.2 Swaprente

Snitt swaprente for 2019 var på: **1,79 %**.

2.1.3 Kredittrisikopremie

Snitt kredittrisikopremie for 2019 var på: **0,77 %**.

2.1.4 Skattesats

Skattesatsen i referanserenta skal tilsvare selskapsskatten fastsett i Stortingets årlege skattevedtak: **22 %**.

2.1.5 Referanserente - 2019

Basert på størrelsane over får vi ei referanserente for 2019 på **5,69 %**.

⁴ <https://www.ssb.no/nasjonalregnskap-og-konjunkturer/artikler-og-publikasjoner/oppturen-i-norsk-okonomi-snart-over?tabell=407353>

2.1.6 Referanserente – 2017 og 2018

Avviket mellom kostnadsgrunnlaget som vart lagt til grunn i vedtak om inntektsrammer for 2017 og dei faktiske kostnadene i 2017 vert tillagt renter for 2017 og 2018, som var på høvesvis 6,12 % og 6,10 %.

2.2 Referansepris på kraft for 2019

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

| | Bruttoforbruk i alminnelig forsyning | Vekta forbruk | NO1 | NO2 | NO3 | NO4 | NO5 |
|--|--------------------------------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Januar | 9 686 832 | 12 % | 545.8 | 543.5 | 513.0 | 501.0 | 543.1 |
| Februar | 8 046 000 | 10 % | 451.5 | 450.8 | 441.3 | 441.3 | 451 |
| Mars | 8 265 249 | 10 % | 408.5 | 408.4 | 399.8 | 399.8 | 408.5 |
| April | 6 140 710 | 8 % | 398.3 | 397.8 | 397.6 | 397.0 | 398.3 |
| Mai | 5 672 466 | 7 % | 385.9 | 385.9 | 378.1 | 377.2 | 385.9 |
| Juni | 4 603 697 | 6 % | 293.2 | 294.6 | 253.3 | 253.8 | 293.2 |
| Juli | 4 219 124 | 5 % | 337.8 | 337.8 | 332.6 | 331.2 | 337.8 |
| August | 4 396 277 | 5 % | 346 | 346.0 | 365.0 | 361.0 | 346 |
| September | 5 140 181 | 6 % | 296.6 | 298.4 | 331.0 | 330.5 | 296.6 |
| Oktober | 6 967 854 | 9 % | 371.3 | 371.0 | 370.0 | 366.2 | 371.3 |
| November | 8 485 577 | 11 % | 427.6 | 427.1 | 417.7 | 414.0 | 428.6 |
| Desember | 8 907 503 | 11 % | 381.6 | 380.5 | 357.5 | 357.1 | 381.8 |
| Sum | 80 531 470 | 100 % | | | | | |
| Volumveid pris | | | 401.9 | 401.5 | 392.3 | 389.7 | 401.7 |
| Volumveid pris, inkludert 11 kr/MWh | | | 412.9 | 412.5 | 403.3 | 400.7 | 412.7 |

Tabell 1: Referansepris på kraft per prisområde for 2019

2.3 Systempris for 2017

Vi bruker systemprisen for 2017 for å rekne ut nettapkostnaden som inngår i DEA-analysen for distribusjonsnettet. Her har vi brukt månedlege systemprisar for 2017⁵, og vekta disse med månedleg bruttoforbruk i alminneleg forsyning⁶.

| | Månedlig systempris, NOK | Forbruk GWh | Forbruksvekt | Vektet pris |
|--|---------------------------------|--------------------|---------------------|--------------------|
| Januar | 277,55 | 9 088 | 11,5 % | 31,85 |
| Februar | 286,14 | 8 272 | 10,4 % | 29,89 |
| Mars | 276,05 | 8 180 | 10,3 % | 28,51 |
| April | 268,92 | 6 669 | 8,4 % | 22,65 |
| Mai | 267,63 | 5 471 | 6,9 % | 18,49 |
| Juni | 233,58 | 4 497 | 5,7 % | 13,26 |
| Juli | 248,20 | 4 025 | 5,1 % | 12,61 |
| August | 257,00 | 4 450 | 5,6 % | 14,44 |
| September | 294,70 | 4 879 | 6,2 % | 18,16 |
| Oktober | 269,09 | 6 408 | 8,1 % | 21,77 |
| November | 310,09 | 8 007 | 10,1 % | 31,35 |
| Desember | 304,48 | 9 248 | 11,7 % | 35,56 |
| Sum 2017 | | 79 196 | 100 % | |
| Vekta snitt systempris 2017 | | | | 278,54 |
| Systempris 2017 inkl. 11 kr/MWh | | | | 289,54 |

Tabell 2: Systempris på kraft for 2017

Vi legger til grunn en systempris på kraft på **289,54 kr/MWh**, inkludert påslag på 11 kr/MWh, ved vedtak om inntektsramme for 2019.

2.4 KPI-justering

I inntektsrammen for 2019 prisjusterast drift- og vedlikeholdskostnadene med KPI-løn⁷, og KILE med KPI⁸ frå 2017- til 2019-kroner.

- Faktoren for KPI-lønn blir **1,059** ($KPI\text{-løn}_{2019}/KPI\text{-løn}_{2017}$, som er 105,8/112,0).
- Faktoren for KPI blir **1,050** (KPI_{2019}/KPI_{2017} , som er 105,5/110,8).

⁵ <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>

⁶ <https://www.ssb.no/statbank/table/08583/>

⁷ <https://www.ssb.no/statbank/table/11118/>

⁸ <https://www.ssb.no/statbank/table/03014/>

3. Om berekning av kostnadsnormen (K^*)

For selskap som har transmisjonsnett (utanom Statnett SF) set vi kostnadsnorm lik kostnadsgrunnlag. Vi reknar kostnadsnormer i to trinn for lokalt- og regionalt distribusjonsnett:

- Trinn 1: Her nyttar vi DEA for å måle forholdet mellom nettselskapas oppgåver og kostnader. Vi måler data frå 2017 mot gjennomsnittlege data for perioden 2013-2017, for å finne eit DEA-resultat per selskap.
- Trinn 2: Her nyttar vi regresjonsanalyse for å kunne korrigere DEA-resultata frå trinn 1 for geografiske rammevilkår.

Kostnadane som inngår i analysane er summen av drifts- og vedlikehaldskostnader, KILE, avskrivningar, nettap og avkastning på bokført kapital. Vi reknar ut nettapskostnaden ved å multiplisere det fysiske nettapet med systemprisen for 2017 (sjå kapittel 2.3). Vi nyttar NVE-renta for 2019 for å rekne ut avkastning på bokført kapital.

I analysane for det regionale distribusjonsnettet inngår ikkje kostnader til kraftsystemutredningar eller KDS eller nettap.

I det lokale distribusjonsnettet reknar vi ein normkostnad for anlegg i grensesnitt opp mot overliggjande nett, og denne vert trekt frå kostnadane som inkluderast i DEA. Vi nyttar eit vektsystem til å rekne ut denne normkostnaden.

Variabler til både trinn 1 og 2 er listet i tabellane under:

| Trinn 1 – DEA- modell | Forkorting |
|---|-------------------|
| Kilometer høgspennnett | ld_hv |
| Tal på nettstasjonar | ld_ss |
| Tal på abonnentar | ld_sub |
| Trinn 2 – regresjonar | |
| Del jordkablar | ldz_hvug.s |
| Del luftlinjer i barskog med høg og sær s høg bonitet | ldz_f4 |
| Geo 1: Helling, småkraft og del luftlinjer i løvskog | ldz_Geo1 |
| Geo 2: (Referansevind / kystavstand), tal på øyer og del sjøkabel | ldz_Geo2 |
| Geo 3: Snø, mørketid, islast og temperatur | ldz_Geo3 |

Tabell 3: Kostnadsnormmodell for distribusjonsnettet

| 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: transformatorar, brytarar og kompenseringsanlegg | rd_wv.ss |
| Trinn 2 – regresjonar | |
| Geo 3R: Helling og skog med høg og sær s høg bonitet | rdz_Geo1 |

Tabell 4: Kostnadsnormmodell for regional- og sentralnettet

3.1 Faktoranalyse – for berekning av geografiindeksar i trinn 2

NVE brukar faktoranalyse for å berekne dei samansette geografiindeksane i dei to modellane. Faktoranalyse er en samlebetegnelse for statistiske metodar som analyserar samvariasjonen mellom variablar. Slike analyser brukar vi blant anna for å eliminera lineært korrelerte variablar. Vi nyttar Principal Component Analysis (PCA). Dette er ein teknikk som utledar ein faktor som maksimalt utnyttar variasjonen i dei underliggande enkeltvariablane.

Tabellen under viser korleis geografiindeksane er samansett:

| Geo1 «Fjellbekk», distribusjonsnett | Forkorting |
|---|-------------|
| Helling: Snitt helling i kartrutene der selskapet har nettverkskomponentar. | ldz_inc.av |
| Løvskog: Eit mål på mengd løvskog. | ldz_f7 |
| Småkraft: Størrelsesuavhengig mål på installert småkraftytelse i konsesjonsområdet. | ldz_cmpp.sz |

| Geo2 «ØyVind», distribusjonsnett | |
|---|--------------|
| Kystklimavariabel: Kvadrert verdi for vind delt på avstand til kyst. | dg_wind2_cod |
| Øyer: Antall forsynte øyer som ligg meir enn 1 km frå fastland eller næraste forsynte øy. | ldz_isl.sz |
| Del sjøkabel. | ldz_hvsc.s |

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

| Geo3R «HelSkog», regionalnett | |
|---|------------|
| Skog: Eit mål på mengd skog. | rdz_inc.av |
| Helning: Snitt helling i kartrutene der selskapet har nettverkskomponentar. | rdz_f12 |

Tabell 5: Samansetning av geografiindeksar

3.2 Trinn 2 – Berekning av koeffisientar

Vi korrigerer for kor mykje meir eller mindre rammevilkår eit selskap har sett i forhold til det mønsterselskapet det måles mot. For å finne betydninga eller «priser» kvart rammevilkår får, 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
-0.226329 -0.049289 -0.005845  0.066269  0.202273

Coefficients:
              Estimate Std. Error t value      Pr(>|t|)
(Intercept)   0.772137   0.013114  58.878 < 0.0000000000000002 ***
z.diffldz_hvug.s -0.261676   0.069284  -3.777   0.000271 ***
z.diffldz_f4    -0.410561   0.102416  -4.009   0.000118 ***
z.diffldz_Geo1  -0.033890   0.006122  -5.536   0.00000025433300 ***
z.diffldz_Geo2  -0.070323   0.009108  -7.721   0.000000000000944 ***
z.diffldz_Geo3  -0.016422   0.006903  -2.379   0.019281 *
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.08564 on 99 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.5224,    Adjusted R-squared:  0.4983
F-statistic: 21.66 on 5 and 99 DF,  p-value: 0.00000000000001366

```

Tabell 6: Resultat frå regresjon i trinn 2, 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
-0.33313 -0.10243  0.02317  0.11478  0.20311

Coefficients:
              Estimate Std. Error t value      Pr(>|t|)
(Intercept)   0.71669    0.02419  29.625 <0.0000000000000002 ***
z.diff        -0.03562    0.01982  -1.798   0.0811 .
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.1412 on 34 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.08681,    Adjusted R-squared:  0.05995
F-statistic: 3.232 on 1 and 34 DF,  p-value: 0.0811

```

Tabell 7: Resultat frå regresjon i trinn 2, regionalnett

3.3 Særskilt fastsetting av kostnadsnorm

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

3.3.1 Selskap som vert halde utanfor evaluering i DEA

Selskap som vert halne utanfor DEA vil få ein kostnadsnorm lik kostnadsgrunnlaget.

For at eit selskap skal haldast utanfor DEA, må selskapet ha 0 i definert oppgåvemengd eller store årlege variasjonar i data. For 2019 gjeld dette følgjande selskap:

Sør-Norge Aluminium AS, Sira Kvina Kraftselskap, Svorka Produksjon AS, Statkraft Energi AS i tillegg til det regionale distribusjonsnettet for Meløy Energi AS og Sykkylven Energi.

3.3.2 Selskap som vert evaluert i eigen modell

I denne modellen vert selskapa sine oppgaver og kostnadar målt mot deira egne femårige historiske gjennomsnitt.

Vi har spesifikke kriterier for selskapa som inngår i denne modellen. I lokalt distribusjonsnett er det selskap med færre enn 500 abonnement eller mindre enn 100 km høgspenst nett som inngår. I regionalt distribusjonsnett er det selskap med mindre enn 4000 i total oppgave eller som har 0 km luftlinjer som inngår.

For vedtak 2019 gjeld dette følgjande 18 selskap i regionalt distribusjonsnett:

| Selskap | Vekta luftlinjer | Vekta jordkablar | Vekta sjøkablar | Vekta stasjonskomponent | Total oppgave |
|------------------------------------|------------------|------------------|-----------------|-------------------------|---------------|
| BALLANGEN ENERGI AS | 989 | 0 | 0 | 910 | 1898 |
| ETNE ELEKTRISITETSLAG AS | 0 | 21 | 0 | 467 | 488 |
| JÆREN EVERK KOMMUNALT FORETAK I HÅ | 0 | 0 | 0 | 3134 | 3134 |
| KVÆNANGEN KRAFTVERK AS | 0 | 0 | 0 | 94 | 94 |
| NORD-ØSTERDAL KRAFTLAG SA | 0 | 0 | 0 | 552 | 552 |
| PORSA KRAFTLAG AS | 0 | 0 | 0 | 998 | 998 |
| RAULAND KRAFTFORSYNINGSLAG SA | 2236 | 11 | 0 | 1414 | 3660 |
| RAUMA ENERGI AS | 0 | 0 | 0 | 1895 | 1895 |
| STRANDA ENERGI AS | 0 | 0 | 0 | 230 | 230 |
| TINFOS AS | 35 | 0 | 0 | 1495 | 1530 |
| SVORKA ENERGI AS | 967 | 62 | 0 | 1401 | 2430 |
| USTEKVEIKJA KRAFTVERK DA | 541 | 0 | 0 | 0 | 541 |
| NOTODDEN ENERGI NETT AS | 0 | 711 | 0 | 2286 | 2997 |
| E-CO ENERGI AS | 0 | 709 | 0 | 2959 | 3667 |
| LYSE PRODUKSJON AS | 0 | 0 | 0 | 5106 | 5106 |
| VOKKS NETT AS | 0 | 0 | 0 | 230 | 230 |
| MIDT-TELEMARK ENERGI AS | 0 | 0 | 0 | 1843 | 1843 |
| YARA NORGE AS | 0 | 0 | 0 | 1296 | 1296 |

I lokalt distribusjonsnett gjeld det 8 selskap:

| Selskap | Abonnementer | Km nett |
|---------------------|--------------|---------|
| MODALEN KRAFTLAG SA | 429 | 33 |
| HYDRO ENERGI AS | 0 | 15 |
| TINFOS AS | 69 | 9 |
| HYDRO ALUMINIUM AS | 17 | 1 |
| LYSE PRODUKSJON AS | 149 | 84 |
| YARA NORGE AS | 40 | 47 |
| MO INDUSTRIPARK AS | 257 | 38 |
| HERØYA NETT AS | 31 | 115 |

3.3.3 Selskap som vert inkludert i DEA, men som ikkje får definere front for andre selskap

I det regionale distribusjonsnettet fins det selskap som kan inngå i DEA-analysene, men som ikkje kan definere front for andre selskap. Selskapet sin prestasjon vert framleis evaluert i DEA, men det kan altså ikkje bestemme kostnadsnormen for andre selskap. I praksis køyrer vi ein separat DEA-analyse, der selskapet kan vere på front, men der kun selskapet sitt eige resultat vert henta ut.

Grensa for å kunne vere frontelskap for andre er at total kostnad (basert på femårig gjennomsnitt) til DEA må vere på minimum 17 millionar kroner.

Det er 16 selskap som vert behandla på denne måten:

| Selskap | 5-årig snitt kostnad |
|-----------------------------|----------------------|
| ALTA KRAFTLAG SA | 6 325 |
| ANDØY ENERGI AS | 11 941 |
| NORGESNETT AS | 10 650 |
| AS EIDEFOSS | 16 128 |
| LUOSTEJOK KRAFTLAG SA | 6 564 |
| LÆRDAL ENERGI AS | 2 720 |
| YMBER PRODUKSJON AS | 16 992 |
| NORDKYN KRAFTLAG SA | 4 863 |
| REPVÅG KRAFTLAG SA | 11 678 |
| RØROS ELEKTRISITETSVERK AS | 1 795 |
| SULDAL ELVERK KF | 3 015 |
| HARDANGER ENERGI AS | 1 584 |
| GUDBRANDSDAL ENERGI NETT AS | 14 971 |
| VOSS ENERGI NETT AS | 7 710 |
| STANGE ENERGI NETT AS | 4 361 |
| HERØYA NETT AS | 13 373 |

Desse selskapa inngår ikkje i trinn 2-regresjonen. Det gjer heller ikkje selskap med ein gjennomsnittleg totalkostnad på under 7 millioner kroner. Selskap med ein gjennomsnittleg totalkostnad mellom 7 og 17 millioner kroner, som ikkje vert frontelskaper, beheld vi i den ordinære DEA-kjøringa og inngår i trinn 2- regresjonen.

4. Rekalibrering – Korreksjon for tidlegare avvik

Ved fastsetting av inntektsrammane for 2017 vart det nytta KPI-justerte 2015-kostnadar som estimat på forventa kostnadar i 2017. På same måte som tidligare vil derfor inntektsrammen for 2019 rekalibrerast for avviket mellom bransjen sine faktiske kostnadar i 2017 og kostnadsgrunnlaget som vart nytta i vedtak om inntektsrammer for 2017.

Korrigeringa kjem to år forsinka, og er derfor tillagt rente for 2017 og 2018, som var på høvesvis 6,12 % og 6,10 %.

Bransjen sitt faktiske kostnadsgrunnlag for 2017 er 1 083 millionar kroner lågare enn kostnadsgrunnlaget som vart lagt til grunn ved vedtak om inntektsrammer for 2017. Inntektsrammen for 2019 vert derfor justert ned med dette beløpet pluss renter, som utgjer 1 220 millionar kroner.