



## **Infoskriv RME-Ø 1/2021: Om beregning av inntektsramme og kostnadsnorm for 2020**

Dette infoskrivet forklarer hvordan inntektsrammen og kostnadsgrunnlaget blir beregnet for 2020. Vi beskriver også beregning av referanserente, kraftpris og KPI.

### **Innhold**

1.	Særlige merknader til beregning av inntektsrammer for 2020 .....	2
1.1.	Endring av kalibreringsgrunnlag .....	2
1.2.	Re-beregning av inntektsramme for 2018 .....	2
1.3.	USLA inngår ikke lenger i selskapenes kostnadsgrunnlag .....	2
1.4.	Vi avslutter spesialbehandling av Hammerfest Energi Nett AS.....	2
1.5.	Endrede betingelser for referanseselskaper i regionalt distribusjonsnett .....	2
2.	Om beregning av inntektsramme.....	3
3.	Forutsetninger for beregning av inntektsramme for 2020 .....	4
3.1	Referanserente for 2020 .....	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 – 2020 .....	4
3.1.6	Referanserente – 2018 og 2019 .....	5
3.2	Referansepris på kraft for 2020 .....	5
3.3	Systempris for 2018.....	6
3.4	KPI-justering .....	6
4.	Om beregning av kostnadsnormen ( $K^*$ ) .....	7
4.1	Faktoranalyse – for beregning av geografiindekser i trinn 2.....	8
4.2	Trinn 2 – Beregning av koeffisienter.....	10
4.3	Alternativ beregning av kostnadsnorm.....	11
4.3.1	Selskaper som holdes utenfor evaluering i DEA.....	11
4.3.2	Selskaper som evalueres i egen modell .....	11
4.3.3	Selskaper som kan inkluderes i DEA, men ikke definere front for andre selskaper .....	12
5.	Rekalibrering – Korreksjon for tidligere avvik .....	13



## **1. Særlige merknader til beregning av inntektsrammer for 2020**

### **1.1. Endring av kalibreringsgrunnlag**

Vi har endret kalibreringsgrunnlaget fra og med inntektsrammen for 2020. Denne endringen var tatt høyde for ved varsel om inntektsramme for 2020. Tidligere har vi benyttet avkastningsgrunnlag som fordelingsnøkkelen når vi har kalibrert kostnadsnormene i lokalt og regionalt distribusjonsnett. Fra 2020 inkluderer vi også kapital fra anleggsbidragsfinansiere anlegg i denne fordelingsnøkkelen (les mer i NVE høringsdokument 6/2019<sup>1</sup> og RME-rapport 1/2019<sup>2</sup>).

### **1.2. Re-beregning av inntektsramme for 2018**

Vi har inkludert et tillegg eller fratrekk i inntektsrammen for 2020 som følge av en ny beregning av inntektsrammen for 2018. Jf. forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 8-6, skal vi omgjøre enkeltvedtak om inntektsramme for 2018 dersom det var feil i datagrunnlaget. Dette gjør vi i form av en korreksjon i enkeltvedtak om inntektsramme det andre påfølgende inntektsrammeåret, i dette tilfellet inntektsramme for 2020. Grunnlaget og resultatet fra disse beregningene er publisert på nettsiden vår, sammen med inntektsramme for 2020.

### **1.3. USLA inngår ikke lenger i selskapenes kostnadsgrunnlag**

Fra inntektsrammen 2020, skal ikke lenger USLA påvirke selskapenes inntektsrammer (les mer i RME-rapport 1/2019). Det vil si at vi holder USLA utenfor kostnadsgrunnlaget og utenfor totalkostnaden som inngår i de sammenlignende analysene.

USLA er derimot inkludert i grunnlagsdata som en egen kolonne. Dette er kun av regneteknisk betydning: USLA-beløpet ligger alt inne i posten «DV uten lønn» (OPEXxS), og må derfor trekkes fra der når vi skal beregne kostnadsgrunnlag. Merk at dette ikke ble gjort ved varsel om inntektsramme for 2020, men at det nå er tatt hensyn til i vedtatt inntektsramme for 2020.

### **1.4. Vi avslutter spesialbehandling av Hammerfest Energi Nett AS**

Siden 2010 har Hammerfest Energi Nett AS sine bidragsfinansierte anlegg på Melkøya blitt holdt utenfor DEA-analysene i regionalt distribusjonsnett (ref. vårt vedtak 20071455-17 av 10. mars 2010). Når vi nå endrer kalibreringsgrunnlaget slik at kapital finansiert med anleggsbidrag inngår, er en fortsatt særbehandling av disse anleggene er unødvendig. Både kostandene og anleggene inngår dermed i DEA-analysene for inntektsrammene for 2020. Dette ble også tatt høyde for ved varsel om inntektsramme for 2020.

### **1.5. Endrede betingelser for referanseselskaper i regionalt distribusjonsnett**

Vi har gjort en ny vurdering av kriteriene for hvilke selskap som kan bestemme normen for andre selskaper i regionalt distribusjonsnett. Vi har kommet frem til at selskaper må ha en gjennomsnittlig kostnad på 50 millioner kroner over fem år for å kunne bli referanseselskaper. Grensen sørger for at det er nettselskaper med en betydelig virksomhet i regionalt distribusjonsnett som kan bestemme norm for andre selskaper. Selskaper med mindre virksomhet i regionalt distribusjonsnett kan bli referanseselskap for sin egen virksomhet, men får altså ikke definere norm for andre selskaper. Dette ble også tatt høyde for ved varsel om inntektsramme for 2020.

---

<sup>1</sup> [http://publikasjoner.nve.no/hoeringsdokument/2019/hoeringsdokument2019\\_06.pdf](http://publikasjoner.nve.no/hoeringsdokument/2019/hoeringsdokument2019_06.pdf)

<sup>2</sup> [http://publikasjoner.nve.no/rme\\_rapport/2019/rme\\_rapport2019\\_01.pdf](http://publikasjoner.nve.no/rme_rapport/2019/rme_rapport2019_01.pdf)



## 2. Om beregning av inntektsramme

Nettselskapenes årlige inntektsrammer blir fastsatt etter følgende formel<sup>3</sup>:

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

- *IR*: Inntektsramme.
- *K*: Kostnadsgrunnlag.
- *K\**: Kostnadsnorm. Denne regnes ut ved hjelp av sammenlignende analyser av selskapene.

I tillegg korrigerer vi for eventuelle feil i data som ble benyttet til å beregne inntektsrammene for to år siden, og beregner disse inntektsrammene på ny. Differansene mellom vedtatt og ny beregnet inntektsramme inkluderes som en korreksjon i inntektsrammen to år etter. For inntektsrammene for 2020, er det differansene for inntektsramme 2018 som legges til og trekkes fra.

Kostnadsgrunnlaget, *K*, er basert på to år gamle data. For inntektsramme 2020 er det data fra 2018 som legges til grunn. Kapitalkostnadene justeres ikke, men KILE justeres med KPI<sup>4</sup> og drift- og vedlikeholdskostnader justeres med en indeks for bransjer hvor lønn er drivende faktor, «KPI-lønn»<sup>5</sup>:

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

- *DV*: Drift- og vedlikeholdskostnader, inkludert kostnader ved individuelle KILE-avtaler. Inflasjonsjusterte pensjonskostnader inngår som et gjennomsnitt for perioden 2014-2018.
- *KILE*: Ordinær KILE, med unntak av individuelle KILE-avtaler.
- *NT*: Nettap i MWh, og *P* er referansepris på kraft.
- *AVS*: Avskrivninger på egenfinansiert kapital.
- *AKG*: Avkastningsgrunnlag for egenfinansierte anlegg (inkludert 1 % arbeidskapital), og *r* er referanserente.

Vi har utarbeidet en egen veiledning som nærmere forklarer hvilke verdier fra eRapp som brukes ved beregning av kostnadsgrunnlag og kostnadsnorm. Denne er publisert på våre nettsider sammen med inntektsramme for 2020.

---

<sup>3</sup> Dette er beskrevet i Forskrift av 11.3.1999 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer (forskrift om kontroll av nettvirksomhet)

<sup>4</sup> Tabell 03014, ssb.no

<sup>5</sup> Tabell 11118, ssb.no



### 3. Forutsetninger for beregning av inntektsramme for 2020

#### 3.1 Referanserente for 2020

Referanserenten fastsettes etter følgende 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, fastsatt til 60 %.
- $Rf$ : Fast nøytral realrente, fastsatt til 1,5 %.
- $Infl$ : Årlig justering for inflasjon, beregnet som gjennomsnittet av faktisk inflasjon fra de to siste årene og anslått inflasjon for de to kommende årene. Inflasjonen henter vi fra SSB sine hjemmesider<sup>6</sup>. Dersom gjennomsnittet er negativt, settes det til null.
- $\beta_e$ : Egenkapitalbeta, fastsatt til 0,875.
- $MP$ : Fast markedspremie, fastsatt til 5 %.
- $Swap$ : Årlig gjennomsnitt av 5-årig swaprente.
- $KP$ : Årlig gjennomsnittlig bransjespesifikk kredittrisikopremie, som fremkommer av spreaden mellom på 5-årige kraftobligasjoner og 5-årige swaprenter for kraftselskap med god kredittkvalitet.
- $s$ : Skattesats lik gjeldende skattesats for nettselskaper.

##### 3.1.1 Inflasjon

Inflasjonen var på 2,2 % i 2019 og 1,3 % i 2020. SSB har anslått inflasjon på 2,5 % i 2021 og 2,4 % i 2022. Anslagene er sist oppdatert i desember 2020.

Gjennomsnittlig inflasjon for årene 2019 – 2022 er **2,10 %**.

##### 3.1.2 Swaprente

Gjennomsnittlig swaprente for 2020 var på: **0,89 %**.

##### 3.1.3 Kredittrisikopremie

Gjennomsnittlig kredittrisikopremie for 2020 var på: **0,87 %**.

##### 3.1.4 Skattesats

Skattesats i referanserenta skal tilsvare selskapsskatten fastsatt i Stortingets årlige skattevedtak: **22 %**.

##### 3.1.5 Referanserente – 2020

Basert på de estimerte størrelsene ovenfor får vi en referanserente for 2020 på **5,15 %**.

---

<sup>6</sup> Tabell 12880, ssb.no



### 3.1.6 Referanserente – 2018 og 2019

Avviket mellom kostnadsgrunnlaget som ble lagt til grunn i vedtak om inntektsrammer for 2018 og de faktiske kostnadene i 2018 blir tillagt renter for 2018 og 2019, som var på hhv. 6,10 % og 5,69 %.

### 3.2 Referansepris på kraft for 2020

Årlig referansepris på kraft beregnes som en volumveid månedspris, tillagt et påslag på 11 NOK/MWh. Månedspris er gjennomsnittlig lokal områdepris fra markedsplasskonsesjonæren. Denne vektet med månedlig bruttoforbruk i alminnelig forsyning<sup>7</sup>.

	Bruttoforbruk i alminnelig forsyning	Vektet forbruk	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5
Januar	8 496 089	10,9 %	244,04	244,04	232,93	232,57	244,03
Februar	8 149 253	10,5 %	126,32	125,08	139,44	139,10	126,32
Mars	8 106 098	10,4 %	90,10	89,73	100,23	100,23	90,10
April	6 451 766	8,3 %	53,31	53,29	52,85	53,88	53,31
Mai	5 808 536	7,5 %	79,54	79,26	96,00	97,66	79,54
Juni	4 320 656	5,6 %	15,61	15,61	33,77	33,79	15,61
Juli	4 358 176	5,6 %	15,05	15,05	27,18	29,30	15,05
August	4 479 937	5,8 %	38,88	41,01	67,95	60,25	36,15
September	5 182 440	6,7 %	102,02	102,02	107,04	74,23	101,00
Oktober	6 556 626	8,4 %	143,52	143,52	130,89	104,02	137,80
November	7 345 266	9,4 %	49,93	49,93	56,35	55,90	50,09
Desember	8 557 345	11,0 %	214,15	214,18	151,07	140,63	208,80
Sum	77 812 188	100 %					
Volumveid pris			110,72	110,65	109,43	103,60	109,44
<b>Volumveid pris, inkludert 11 kr/MWh</b>			<b>121,72</b>	<b>121,65</b>	<b>120,43</b>	<b>114,60</b>	<b>120,44</b>

Tabell 1: Referansepris på kraft per prisområde for 2020

<sup>7</sup> Tabell 12824, ssb.no



### 3.3 Systempris for 2018

Vi bruker systemprisen for 2018 til å beregne nettapkostnaden som inngår i DEA-analysen for distribusjonsnett. I dette varselet har vi brukt månedlige systempriser for 2018<sup>8</sup>, og vektet disse med månedlig bruttoforbruk i alminnelig forsyning<sup>9</sup>.

	Månedlig systempris, NOK	Forbruk GWh	Forbruksvekt	Vektet pris
Januar	317,90	9 615	11,9 %	37,96
Februar	382,71	8 947	11,1 %	42,52
Mars	416,31	9 430	11,7 %	48,75
April	375,58	6 798	8,4 %	31,71
Mai	320,18	4 937	6,1 %	19,63
Juni	424,84	4 396	5,5 %	23,19
Juli	491,32	3 866	4,8 %	23,59
August	497,32	4 389	5,5 %	27,11
September	462,58	4 983	6,2 %	28,63
Oktober	407,96	6 615	8,2 %	33,51
November	465,57	7 515	9,3 %	43,45
Desember	505,72	9 038	11,2 %	56,76
Sum 2018		80 527	100,0 %	
Vektet systempris 2018				416,79
<b>Systempris 2018 inkl. 11 kr/MWh</b>				<b>427,79</b>

Tabell 2: Systempris på kraft for 2018

### 3.4 KPI-justering

I inntektsrammen for 2020 blir drifts- og vedlikeholdskostnader justert med KPI-lønn<sup>10</sup> og KILE blir justert med KPI<sup>11</sup>, fra 2018- til 2020-kroner.

- Faktoren for KPI-lønn blir **1,058** ( $KPI\text{-l}ønn_{2020}/KPI\text{-l}ønn_{2018}$ , som er 115,1/108,8).
- Faktoren for KPI blir **1,035** ( $KPI_{2020}/KPI_{2018}$ , som er 112,2/108,4).

<sup>8</sup> <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>

<sup>9</sup> Tabell 08583, ssb.no

<sup>10</sup> Tabell 11118, ssb.no

<sup>11</sup> Tabell 03014, ssb.no



#### 4. Om beregning av kostnadsnormen ( $K^*$ )

For selskaper som har transmisjonsnett (utenom Statnett SF) setter vi kostnadsnorm lik kostnadsgrunnlag. Vi beregner kostnadsnormer i to trinn for lokalt- og regionalt distribusjonsnett:

- **Trinn 1:** Her benytter vi DEA for å måle forholdet mellom nettselskapenes oppgaver og kostnader. Data fra 2018 måles mot gjennomsnittlige data for perioden 2014 – 2018, og det beregnes et DEA-resultat per selskap.
- **Trinn 2:** Her benytter vi regresjonsanalyse for å kunne korrigere DEA-resultatene fra trinn 1 for geografiske rammevilkår.

Kostnadene som inngår i analysene er summen av drift- og vedlikeholdskostnader, KILE, avskrivninger, nettap og avkastning. Nettapskostnaden beregnes ved at det fysiske nettapet multipliseres med systemprisen for 2018. Avkastningen er avkastningsgrunnlag (bokførte verdier for egen- og bidragsfinansiert kapital, tillagt 1 % arbeidskapital) multiplisert med referanserenta for 2020.

I det regionale distribusjonsnettet inngår ikke kostnader til kraftsystemutredninger eller KDS eller nettap i analysene.

I det lokale distribusjonsnettet beregnes en normkostnad for anlegg i grensesnitt opp mot overliggende nett, og denne trekkes fra kostnadene som inkluderes i DEA. Vi benytter et vektsystem til å beregne denne normkostnaden.

Variablene for både trinn 1 og 2 er listet i tabellene nedenfor:

<b>Trinn 1 – DEA-modell</b>	<b>Forkortelse</b>
Antall kilometer høyspent nett	ld_hv
Antall nettstasjoner	ld_gs
Antall abonnementer	ld_sub
<b>Trinn 2 – regresjoner</b>	
Andel jordkabler	ldz_hvugs
Andel luftlinjer i barskog med høy og særs høy bonitet	ldz_s4
Geo 1: Helning, småkraft og andel luftlinjer i løvskog	ldz_geo1
Geo 2: (Referansevind <sup>2</sup> / kystavstand), antall øyer og andel sjøkabel	ldz_geo2
Geo 3: Snø, mørketid, islast og temperatur	ldz_geo3

**Tabell 3: Kostnadsnormmodell for lokalt distribusjonsnett**



<b>Trinn 1 – DEA- modell</b>	<b>Forkortelse</b>
Vektet verdi luftlinjer inkl. merking av luftfartshinder	rd_wv.ol
Vektet verdi jordkabler	rd_wv.uc
Vektet verdi sjøkabler	rd_wv.sc
Vektet verdi grensesnitt: transformatorer, brytere og kompenseringsanlegg	rd_wv.ss
<b>Trinn 2 – regresjoner</b>	
Geo 1R: Helning og skog med høy og særs høy bonitet	rdz_geo1

**Tabell 4: Kostnadsnormmodell for regionalt distribusjonsnett**

#### 4.1 Faktoranalyse – for beregning av geografiindekser i trinn 2

Vi benytter faktoranalyse for å beregne de sammensatte geografiindeksene i de to modellene. Faktoranalyse er en samlebetegnelse for statistiske metoder som analyserer samvariasjon mellom variabler. Slike analyser brukes blant annet til å eliminere lineært korrelerte variabler. Vi bruker Principal Component Analysis (PCA). Dette er en teknikk som utleder en faktor som maksimalt utnytter variasjonen i de underliggende variablene.

I tabellen under oppsummerer vi hvilke variabler geografiindeksene er sammensatt av:

<b>Geo1 «Fjellbekk», lokalt distribusjonsnett</b>	Forkortelse
Helning: Gjennomsnittlig helning i de kartrutene hvor selskapet har nettverkskomponenter.	ldz_inc.av
Løvskog: Et mål på mengde løvskog.	ldz_f7
Småkraft: Størrelsesuavhengig mål på installert småkraftytelse i konsesjonsområdet.	ldz_cmpp.sz
<b>Geo2 «ØyVind», lokalt distribusjonsnett</b>	
Kystklimavariabel: Kvadrert verdi for vind delt på avstand til kyst.	ldz_wind2.cod
Øyer: Antall forsynte øyer som ligger mer enn 1 km fra fastland eller nærmeste forsynte øy.	ldz_isl.sz
Andel sjøkabel.	ldz_hvsc.s
<b>Geo3 «Frost», lokalt distribusjonsnett</b>	
Snø: Et mål på nedbør som kommer som snø (historisk gjennomsnitt).	ldz_snow
Breddegrad: Et mål på mørketid fra breddegrad 65,9 og nordover .	ldz_lat.av
Islast: Et mål på islast (historisk gjennomsnitt).	ldz_ice.av
Temperatur: Gjennomsnittlig årsmiddeltemperatur, ganget med -1.	ldz_tempneg
<b>Geo1R «HelSkog», regionalt distribusjonsnett</b>	
Skog: Et mål på mengde skog.	rdz_inc.av
Helning: Gjennomsnittlig helning i de kartrutene hvor selskapet har nettverkskomponenter.	rdz_f12

**Tabell 5: Sammensetning av geografiindekser**





Figurene nedenfor dekomponerer resultatet fra PCA, og viser hvordan geografiindeksene er sammensatt av de underliggende variablene.

```
> lm(ld_EVAL$ldz_Geo1 ~ ld_EVAL$ldz_inc.av + ld_EVAL$ldz_f7 +ld_EVAL$ldz_cmp.p.sz)
Call:
lm(formula = ld_EVAL$ldz_Geo1 ~ ld_EVAL$ldz_inc.av + ld_EVAL$ldz_f7 +
    ld_EVAL$ldz_cmp.p.sz)
Coefficients:
    (Intercept)    ld_EVAL$ldz_inc.av    ld_EVAL$ldz_f7    ld_EVAL$ldz_cmp.p.sz
          -2.5233              0.1577              6.6526             1001.7520

> lm(ld_EVAL$ldz_Geo2 ~ ld_EVAL$ldz_wind2.cod + ld_EVAL$ldz_isl.sz +ld_EVAL$ldz_hvsc.s)
Call:
lm(formula = ld_EVAL$ldz_Geo2 ~ ld_EVAL$ldz_wind2.cod + ld_EVAL$ldz_isl.sz +
    ld_EVAL$ldz_hvsc.s)
Coefficients:
    (Intercept)    ld_EVAL$ldz_wind2.cod    ld_EVAL$ldz_isl.sz    ld_EVAL$ldz_hvsc.s
          -0.6966              0.8503             4005.3268             13.6742

> lm(ld_EVAL$ldz_Geo3 ~ ld_EVAL$ldz_snow + ld_EVAL$ldz_lat.av +ld_EVAL$ldz_ice.av+ld_EVAL$ldz_tempneg)
Call:
lm(formula = ld_EVAL$ldz_Geo3 ~ ld_EVAL$ldz_snow + ld_EVAL$ldz_lat.av +
    ld_EVAL$ldz_ice.av + ld_EVAL$ldz_tempneg)
Coefficients:
    (Intercept)    ld_EVAL$ldz_snow    ld_EVAL$ldz_lat.av    ld_EVAL$ldz_ice.av    ld_EVAL$ldz_tempneg
          -26.581560              0.004263              0.387317              0.017404              0.250138
```

**Figur 1: koeffisienter til 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
          -3.427              4.915              0.186
```

**Figur 2: koeffisienter til Geo1 for regionalt distribusjonsnett**



## 4.2 Trinn 2 – Beregning av koeffisienter

Vi korrigerer for hvor mye mer eller mindre rammevilkår et selskap har i forhold til mønsterselskapet. For å finne hvor stor betydning eller «pris» hvert rammevilkår har, benytter vi regresjonsanalyse. DEA-resultatet er avhengig variabel og differansen i rammevilkår mellom mønsterselskap og hvert enkelt selskap er de uavhengige variablene. Tabellene under viser resultatene fra regresjonsanalysene 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
-0.221698 -0.045555 -0.006599  0.055791  0.185063

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value      Pr(>|t|)
(Intercept)  0.769930   0.012185  63.189 < 0.0000000000000002 ***
z.diffldz_hvug.s -0.248669   0.067972  -3.658   0.000417 ***
z.diffldz_f4    -0.382218   0.103024  -3.710   0.000349 ***
z.diffldz_Geo1 -0.033407   0.005852  -5.709   0.00000012939397 ***
z.diffldz_Geo2 -0.071323   0.008923  -7.993   0.000000000000311 ***
z.diffldz_Geo3 -0.016005   0.006629  -2.414   0.017681 *
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.08212 on 95 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.5412,    Adjusted R-squared:  0.517
F-statistic: 22.41 on 5 and 95 DF,  p-value: 0.000000000000008872
```

Tabell 6: Resultat fra 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
-0.255719 -0.092456 -0.005615  0.102665  0.247244

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value      Pr(>|t|)
(Intercept)  0.71574   0.02319  30.869 <0.0000000000000002 ***
z.diff      -0.03468   0.01967  -1.763   0.0872 .
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.131 on 33 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.08606,    Adjusted R-squared:  0.05837
F-statistic: 3.108 on 1 and 33 DF,  p-value: 0.08719
```

Tabell 7: Resultat fra regresjon i trinn 2, regionalt distribusjonsnett



### 4.3 Alternativ beregning av kostnadsnorm

For enkelte små og spesielle selskaper har vi utarbeidet alternative måter for å beregne kostnadsnormen.

#### 4.3.1 Selskaper som holdes utenfor evaluering i DEA

Selskaper som holdes utenfor DEA vil få en kostnadsnorm lik kostnadsgrunnlaget.

For at et selskap skal holdes utenfor DEA-evaluering, må selskapet ha 0 i definert oppgavemengde, eller store årlige variasjoner i data. For 2020 gjelder dette følgende selskaper:

Sør-Norge Aluminium AS, Svorka Produksjon AS, Norske Skog Skogn AS, Lyse Produksjon AS i lokalt distribusjonsnett. For regionalt distribusjonsnett gjelder det selskapene Trollfjord Nett AS, Luster Energiverk AS, Meløy Energi Nett AS, Stryn Energi AS, Sykkylven Energi AS, Statkraft Energi AS, Norske Skog Skogn AS.

#### 4.3.2 Selskaper som evalueres i egen modell

I denne modellen måles selskapenes oppgaver og kostnader mot deres egne femårige historiske gjennomsnitt.

Vi har spesifikke kriterier for selskapene som inngår i denne modellen. I lokalt distribusjonsnett er det selskaper med færre enn 500 abonnemeter som inngår i en egen modell. I regionalt distribusjonsnett er det selskaper med mindre enn 4000 i total oppgave eller har 0 km luftlinjer som inngår.

For vedtak 2020 gjelder dette følgende 15 selskaper i regionalt distribusjonsnett:

Selskap	Vektet luftlinje	Vektet jordkabel	Vektet sjøkabel	Vektet stasjonskomponent	Total oppgave
JÆREN EVERK KOMMUNALT FORETAK I HÅ	0	0	0	3 134	3 134
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	2 236	11	0	1 414	3 660
RAUMA ENERGI AS	0	0	0	1 895	1 895
STRANDA ENERGI AS	0	0	0	230	230
TINFOS AS	35	0	0	1 495	1 530
SVORKA ENERGI AS	967	62	0	1 474	2 503
EVERKET AS	0	711	0	2 286	2 997
E-CO ENERGI AS	0	709	0	2 959	3 667
LYSE PRODUKSJON AS	0	0	0	6 895	6 895
VOKKS NETT AS	0	0	0	230	230
MIDT-TELEMARK ENERGI AS	0	0	0	2 130	2 130
YARA NORGE AS	0	0	0	1 296	1 296



I lokalt distribusjonsnett gjelder det 7 selskaper:

Selskap	Abonnementer
MODALEN KRAFTLAG SA	429
HYDRO ENERGI AS	0
TINFOS AS	69
HYDRO ALUMINIUM AS	17
YARA NORGE AS	15
MO INDUSTRIPARK AS	257
HERØYA NETT AS	30

#### 4.3.3 Selskaper som kan inkluderes i DEA, men ikke definere front for andre selskaper

I det regionale distribusjonsnettet finnes det selskaper som kan inngå i DEA-analysene, men som ikke kan definere front for andre selskaper. Dette innebærer at selskapets prestasjon fortsatt kan evalueres i DEA, men det kan altså ikke bestemme kostnadsnormen for andre selskaper. I praksis kjører vi en separat DEA-analyse, der selskapet kan være på front, men hvor kun selskapets eget resultat hentes ut.

Grensen for å kunne være frontelskap for andre er at total kostnad (basert på femårig gjennomsnitt) til DEA må være på minimum 50 millioner kroner. Det er 16 selskaper som behandles på denne måten:

Selskap	5-årig snitt-kostnad
ALTA KRAFTLAG SA	7 604
ANDØY ENERGI AS	11 256
AS EIDEFOSS	20 981
KRAGERØ ENERGI AS	6 649
LUOSTEJOK KRAFTLAG SA	7 376
LÆRDAL ENERGI AS	2 734
NORD-SALTEN KRAFT AS	23 216
YMBER PRODUKSJON AS	16 656
NORDKYN KRAFTLAG SA	4 688
REPVÅG KRAFTLAG SA	11 608
RØROS E-VERK NETT AS	1 700
SULDAL ELVERK KF	3 057
HARDANGER ENERGI NETT AS	1 748
HEMSEDAL ENERGI KF	5 175
STANGE ENERGI NETT AS	3 986
HERØYA NETT AS	14 971

Disse selskapene inngår ikke i trinn 2-regresjonen. Det gjør heller ikke selskaper med en gjennomsnittlig total kostnad på under 7 millioner kroner. Selskaper med en gjennomsnittlig total kostnad mellom 7 og 50 millioner kroner som ikke blir frontelskaper, beholdes i den ordinære DEA-kjøringen og inngår i trinn 2-regresjonen.



## **5. Rekalibrering – Korreksjon for tidligere avvik**

Ved fastsettelse av inntektsrammene for 2018 benyttet vi justerte 2016-kostnader som et estimat på forventede kostnader i 2018. På samme måte som tidligere vil derfor inntektsrammen for 2020 rekalibreres for avviket mellom bransjens faktiske kostnader i 2018 og kostnadsgrunnlaget som ble benyttet i vedtak om inntektsrammer for 2018. Kapitalkostnader holdes utenfor dette regnestykket da disse ikke har tidsetterslep.

Korrigeringen kommer to år forsinket, og er derfor tillagt rente for 2018 og 2019, som var på hhv 6,10 % og 5,69 %.

Bransjens faktiske kostnadsgrunnlag for 2018 er 301 millioner kroner lavere enn kostnadsgrunnlaget som ble lagt til grunn ved vedtak om inntektsrammer for 2018. Inntektsrammen for 2020 justeres derfor ned med dette beløpet pluss renter for 2018 og 2019, som utgjør 37 millioner kroner.