



## **Infoskriv RME-Ø 4/2021: 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.	Merknadar 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 .....	4
3.	Føresetnadar for utrekning av inntektsramme for 2022 .....	5
3.1	Referanserente for 2022 .....	5
3.1.1	Inflasjon.....	5
3.1.2	Swaprente .....	5
3.1.3	Kredittrisikopremie .....	5
3.1.4	Skattesats .....	5
3.1.5	Referanserente - 2022.....	6
3.1.6	Referanserente – oppdatert estimat for 2021 .....	6
3.2	Referansepris på kraft for 2022 .....	6
3.3	Systempris for 2020.....	7
3.4	KPI-justering .....	7
3.4.1	KPI løn .....	7
3.4.2	KPI .....	7
4.	Om utrekning av kostnadsnormen (K*).....	8
4.1	Faktoranalyse – for utrekning av geografi-indeksar i trinn 2 .....	9
4.2	Trinn 2 – Utrekning av koeffisientar .....	11
4.3	Alternativ utrekning av kostnadsnorm .....	12
4.3.1	Selskap som vert haldne utanfor evaluering i DEA .....	12
4.3.2	Selskap som vert evaluert i eigen modell .....	12
4.3.3	Selskap som kan inkluderast i DEA, men som ikkje får definere front for andre selskap	
	13	
5.	Rekalibrering – Korreksjon for tidlegare avvik.....	13



## **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 inntektsrammene 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.

Denne 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.

Fleire nettselskap ser ut til å ha rapportert kostnadar ved anlegg i grensesnitt på verksemdsområdet for lokalt distribusjonsnett i 2020. Sidan vi ikkje har vore tydelege nok i infoskriv og rettleiar til eRapp for 2020 på at disse kostnadane skulle vore rapportert på verksemdsområdet for regionalnett, opnar vi for at selskapa dette gjeld kan oppdatere sin rapportering for 2020. I dei tilfella det er aktuelt å endre rapporteringa, treng vi informasjon om kva kostnadar og verdiar som skal flyttast mellom verksemdsområda lokalt distribusjonsnett og regionalnett. Denne informasjonen sendes i e-post til [rme@nve.no](mailto:rme@nve.no), og merkes «Kostnader i grensesnitt».

### **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 korreksjon 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. Rammevilkårskorrigerering 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 skilnadar i kostnadsnivå mellom det enkelte selskap og de selskapa som det samanliknast med i analysen. I år 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 korrigering for rammevilkår i regionalnett i inntektsrammen for 2022.



## 2. Om utrekning av inntektsramme

Nettselskapa sine årlege inntektsrammer vert fastsett etter følgjande formel<sup>1</sup>:

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

- *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 KPI<sup>2</sup> og Drift- og vedlikehaldskostnader justerast med ein indeks der løn er drivande faktor, «KPI-løn»<sup>3</sup>:

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

- *DV*: Drift- og vedlikehaldskostnader. Desse inkluderer utbetalingar til kundar ved svært langvarige avbrot og individuelle KILE-avtalar. Inflasjonsjusterte pensjonskostnader 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 verdier frå eRapp som vert brukt ved utrekning av kostnadsgrunnlag og kostnadsnorm. Denne er publisert på våre nettsider saman med varsel om inntektsramme for 2022.

<sup>1</sup> 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)

<sup>2</sup> Tabell 03014, ssb.no

<sup>3</sup> 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 heimesider<sup>4</sup>. Dersom gjennomsnittet er negativt, vert det sett til null.
- $\beta_e$ : Eigenkapitalbeta, fastsett til 0,875.
- $MP$ : Fast marknadspremie, fastsett til 5 %.
- $Swap$ : Årleg gjennomsnitt av 5-årig swaprente.
- $KP$ : Årleg gjennomsnittleg 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

Ved varsel vil gjennomsnittleg inflasjonen vere basert på estimert inflasjon for inneverande år, samt dei tre komande åra: altså 2021, 2022, 2023 og 2024. SSB har anslått ein inflasjon for desse åra på høvesvis 3,3 %, 1,9 %, 1,5 % og 2,1 %. Anslaga er sist oppdatert oktober 2021. Gjennomsnittleg inflasjon for åra 2021 – 2024 er **2,20 %**.

##### 3.1.2 Swaprente

Vi bruker observasjonen av swaprenta per 05. september 2021<sup>5</sup> som estimat på kva denne vil vera i 2022: **1,75 %**.

##### 3.1.3 Kredittrisikopremie

Vi bruker observasjonen av kredittrisikopremien per 21. oktober 2021<sup>6</sup> som estimat på kva denne vil vera i 2022: **0,56 %**.

##### 3.1.4 Skattesats

Skattesatsen i referanserenta skal svare til selskapsskatten fastsett i Stortingets årlege skattevedtak: **22 %**. I statsbudsjettet har regjeringa føreslått at selskapsskatten for 2022 skal være uendra på 22 %.

<sup>4</sup> Tabell 12880, ssb.no

<sup>5</sup> <https://www.kbn.com/om-oss/nyheter/2020/anslag-kalkylerente-pr-august-2020/>

<sup>6</sup> Basert på kraftkurver frå Nordic Bond Pricing



### 3.1.5 Referanserente - 2022

Basert på dei estimerte størrelsane ovanfor får vi ei referanserente for 2022 på **5,53 %**.

### 3.1.6 Referanserente – oppdatert estimat for 2021

Renta for 2021 vart estimert til 5,00 % i varsel om inntektsrammer for 2021. Vi har oppdatert føresetnadane i den estimerte renta for 2021 etter varselet, som vart sendt ut i 2020. For perioden januar-september 2021 har swaprenta i snitt lege på 1,25 %. Inflasjon for 2020-2023 er i snitt 2,00 % og for perioden januar-oktober 2021 har kredittrisikopremien i snitt lege på 0,57 %. Med desse oppdaterte parameterane er nytt estimat på rente for 2021 på **5,13 %**.

## 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 gjennomsnittleg lokal områdepris frå marknadsplasskonsesjonæren.

Den endelege prisen er ikkje kjent før etter utgangen av 2022, og må derfor estimerast ved varsel. I estimeringa har vi brukt kvartalsvise priser på future-kontraktar for 2022 (ENOFUTBLQ1-4-22)<sup>7</sup>. Desse har vi vekta saman med kvartalsvis forbruk, der vi bruker eit snitt for bruttoforbruk per kvartal i alminneleg forsyning<sup>8</sup>.

	Future-kontrakt	Pris per 26.10.2021, Euro/MWh	Eurokurs per 26.10.2021	Pris per 26.10.2021, NOK/MWh	Syst.pris inkl. 11 kr påslag	Vekt	Vektet pris
2022 Q1	ENOFUTBLQ1-22	68,55	9,68	663,76	674,76	0,33	220,15
2022 Q2	ENOFUTBLQ2-22	32,50	9,68	314,69	325,69	0,21	67,64
2022 Q3	ENOFUTBLQ3-22	22,50	9,68	217,86	228,86	0,17	39,35
2022 Q4	ENOFUTBLQ4-22	32,90	9,68	318,56	329,56	0,29	96,93
<b>Referansepris på kraft for 2022</b>							<b>424,07</b>

Tabell 1: Referansepris på kraft for 2022

Vi legg til grunn ein referansepris på kraft på **424,07 kr/MWh**, inkludert påslag på 11 kr/MWh, ved varsel om inntektsramme for 2022.

<sup>7</sup> <http://www.nasdaqomx.com/commodities/market-prices/history> (prisane vart henta 26.10.2021).

<sup>8</sup> Tabell 08583, ssb.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 2020<sup>9</sup>, og vekta desse med månedleg bruttoforbruk i alminneleg forsyning<sup>10</sup>.

	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				<b>136,40</b>

**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

#### 3.4.1 KPI løn

Drift- og vedlikehaldskostnadar vert prisjustert med KPI-løn, frå 2020- til 2022-nivå. I 2020 var KPI 115,1, men er ukjend for 2022 når vi sender varselet. Vi nyttar derfor SSB sine estimat<sup>11</sup> for vekst på 3,1 % i 2021 og 3,1 % i 2022, som gir ein indeks for KPI-løn på 122,3 for 2022. D&V-kostnadar vert derfor justert med faktoren **1,063**.

#### 3.4.2 KPI

KILE vert prisjustert med KPI, frå 2020- til 2022-nivå. I 2020 var KPI 112,2, men er ukjend for 2022 når vi sender varselet. Vi nyttar derfor SSB sine estimat for vekst på 3,3 % for 2020 og 1,9 % for 2022, som gir ein indeks for KPI på 118,1 for 2022. KILE vert derfor justert med faktoren **1,053**.

<sup>9</sup> <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>

<sup>10</sup> Tabell 08583, ssb.no

<sup>11</sup> Tabell 12880, ssb.no



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

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

- Trinn 1: Her nyttar vi DEA for å måle forholdet mellom nettselskapa sine oppgåver og kostnader. Data frå 2020 vert målt mot gjennomsnittlege data for perioden 2016 – 2020, og det vert rekna ut 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 drift- og vedlikehaldskostnader, KILE, avskrivningar, nettap og avkastning. Nettapskostnaden vert rekna ut ved at det fysiske nettapet vert multiplisert med systemprisen for 2020 (sjå kapittel 3.3). Referanserenta for 2022 vert brukt for å rekne avkastning på avkastningsgrunnlaget, som er eigenfinansiert bokført verdi tillagt 1 prosent.

I det regionale distribusjonsnettet inngår ikkje kostnader til kraftsystemutgreiingar eller KDS eller nettap i analysane.

I det lokale distribusjonsnettet vert det rekna ein normkostnad for anlegg i grensesnitt opp mot overliggjande nett, og denne vert trekt frå kostnadene som inngår i DEA. Vi nyttar eit vekstsystem til å rekne ut denne normkostnaden.

<b>Lokalt distribusjonsnett</b>	
<b>Trinn 1 – DEA- modell</b>	<b>Forkorting</b>
Tal på kilometer høgspent nett	ld_hv
Tal på nettstasjonar	ld_gs
Tal på abonnentar	ld_sub
<b>Trinn 2 – regresjonar</b>	
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 <sup>2</sup> / kystavstand), tal på øyer og del sjøkabel	ldz_geo2
Geo 3: Snø, mørketid, islast og temperatur	ldz_geo3

Tabell 3: Kostnadsnormmodell for lokalt distribusjonsnett

<b>Regionalnett</b>	
<b>Trinn 1 – DEA- modell</b>	<b>Forkorting</b>
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
<b>Trinn 2 – regresjonar</b>	
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 utleder ein faktor som maksimalt utnyttar variasjonen i dei underliggjande variablane.

Tabellen under viser kva variablar geografiindeksane er samansett av:

<b>Geo1 «Fjellbekk», lokalt distribusjonsnett</b>	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
<b>Geo2 «Øyvind», lokalt distribusjonsnett</b>	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
<b>Geo3 «Frost», lokalt distribusjonsnett</b>	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
<b>Geo1R «HelSkog», regionalnett</b>	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 underliggande variablane:

```
> lm(1d_EVAL$1dz_Geo1 ~ 1d_EVAL$1dz_inc.av + 1d_EVAL$1dz_f7 +1d_EVAL$1dz_cmpp.sz)
Call:
lm(formula = 1d_EVAL$1dz_Geo1 ~ 1d_EVAL$1dz_inc.av + 1d_EVAL$1dz_f7 +
    1d_EVAL$1dz_cmpp.sz)
Coefficients:
    (Intercept)    1d_EVAL$1dz_inc.av    1d_EVAL$1dz_f7    1d_EVAL$1dz_cmpp.sz
        -2.4616         0.1563         6.4385         977.3146

> 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
        -0.6963         0.7915         5059.4940         13.2158

> 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 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
         3.4965         -4.7303         -0.1969
```

**Tabell 7: koeffisientar til 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 resultatane frå regresjonsanalysane i trinn 2.

```
> print(summary(lm.res.regr.NVE))

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

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-0.18620 -0.05631 -0.01249  0.06209  0.16344

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  0.773687   0.011619  66.588 < 0.0000000000000002 ***
z.diffldz_hvug.s -0.331523   0.073128  -4.533  0.00002036667 ***
z.diffldz_f4 -0.407794   0.107426  -3.796  0.000287 ***
z.diffldz_Geo1 -0.028082   0.006042  -4.648  0.00001322724 ***
z.diffldz_Geo2 -0.077140   0.011224  -6.873  0.00000000131 ***
z.diffldz_Geo3 -0.018922   0.006379  -2.966  0.003985 **
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.08186 on 79 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.5384, Adjusted R-squared:  0.5092
F-statistic: 18.43 on 5 and 79 DF, p-value: 0.000000000004361
```

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
-0.28314 -0.09308  0.01724  0.10278  0.24724

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  0.72393   0.02302  31.447 <0.0000000000000002 ***
z.diff       0.02489   0.02121   1.173  0.249
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.1301 on 32 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.04124, Adjusted R-squared:  0.01128
F-statistic: 1.377 on 1 and 32 DF, p-value: 0.2494
```

Tabell 9: Resultat frå regresjon i trinn 2, regionalnett

Utrekningane som ligg til grunn for geografiindeksane og for trinn 2 vil verte oppdatert før vedtak om inntektsrammer for 2022 vert fatta.



### 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 varsel 2022 gjeld dette følgjande selskap i lokalt distribusjonsnett: Sira Kvina Kraftselskap, Svorka Energi AS og Sør-Norge Aluminium AS.

Og desse selskapa i regionalnett: Bømlo Kraftnett AS, KE Nett AS, Luster Nett AS, Meløy Nett AS, Rakkestad, Energi AS, Stryn Energi AS, Sykkylven Energi AS, Årdal Energi Nett AS, Sunndal Energi KF og Statkraft Energi AS.

#### 4.3.2 Selskap som vert evaluert i eigen modell

I denne modellen målar vi selskapa sine oppgaver og kostnader mot deira egne 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	Abonnementar		
MODALEN KRAFTLAG SA	439		
HYDRO ENERGI AS	1		
TINFOS AS	71		
HYDRO ALUMINIUM AS	16		
MIP INDUSTRINETT AS	269		
HERØYA NETT AS	33		
Regionalnett		Vekta luftlinjer	Total oppgåve
TROLLFJORD NETT AS		399	3 329
JÆREN EVERK AS		-	4 886
KVÆNANGEN KRAFTVERK AS		-	94
NØK NETT AS		-	617
PORSA KRAFTLAG AS		-	998
RAULAND KRAFTFORSYNINGSLAG SA		2 236	3 726
RAUMA ENERGI PRODUKSJON AS		-	1 951
TINFOS AS		35	1 530
SVORKA NETT AS		967	3 161
EVERKET AS		-	2 997
HAFSLUND ECO VANNKRAFT AS		-	3 667
ETNA NETT AS		-	1 234
MIDTNETT-TELEMARK AS		-	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	5-årig snittkostnad, i tusen kroner
ANDØY ENERGI NETT AS	10 697
EIDEFOSS NETT AS	25 521
KRAGERØ ENERGI AS	5 270
LUOSTEJØK KRAFTLAG SA	7 726
LÆRDAL ENERGI NETT AS	2 637
YMBER NETT AS	15 818
NORDKYN KRAFTLAG SA	4 547
REPVÅG NETT AS	11 675
RØROS E-VERK NETT AS	3 270
HARDANGER ENERGI NETT AS	2 722
HEMSEDAL ENERGI AS	4 541
STANGE ENERGI NETT AS	3 381
HERØYA NETT AS	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. For 2020 er referanserenta på 5,15 % nytta. For 2021 har vi nytta estimatet på 5,13 %.

Bransjens faktiske kostnadsgrunnlag for 2020 er 659,5 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 69,5 millionar kroner.