



NVE

Reguleringsmyndigheten
for energi – RME

Infoskriv RME-Ø 4/2021: Om beregning av inntektsramme og kostnadsnorm for 2022

Dette infoskrivet forklarer hvordan inntektsrammen og kostnadsgrunnlaget blir beregnet for 2022. Vi beskriver også beregning av referanserente, kraftpris og KPI.

Innhold

1.	Særlige merknader til beregning av inntektsrammer for 2022	2
1.1.	Vi avslutter særskilt kostnadsnorm for anlegg i grensesnittet mellom lokalt distribusjonsnett og regionalnett.....	2
1.2.	Fra 2022 skal Elhub-gebyrer dekkes inn som et tillegg til årlig inntektsramme	2
1.3.	Re-beregning av inntektsramme for 2020	2
1.4.	Rammevilkårskorrigerings i regionalnett.....	2
2.	Om beregning av inntektsramme.....	4
3.	Forutsetninger for beregning 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 lønn	7
3.4.2	KPI	7
4.	Om beregning av kostnadsnormen (K*)	8
4.1	Faktoranalyse – for beregning av geografi-indekser i trinn 2	9
4.2	Trinn 2 – Beregning av koeffisienter.....	11
4.3	Alternativ beregning av kostnadsnorm.....	12
4.3.1	Selskaper som holdes utenfor evaluering i DEA.....	12
4.3.2	Selskaper som evalueres i egen modell	12
4.3.3	Selskaper som kan inkluderes i DEA, men ikke definere front for andre selskaper	13
5.	Rekalibrering – Korreksjon for tidligere avvik	13



1. Særlige merknader til beregning av inntektsrammer for 2022

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

Fra og med inntektsrammene for 2022 avslutter vi den særskilte kostnadsnormen for anlegg i grensesnittet mellom lokalt distribusjonsnett og regionalnett i de sammenlignende analysene for lokalt distribusjonsnett. Med referanse til [RME-rapport 1/2019](#) side 27-29, har vi fra rapportering av 2020-verdier, endret definisjon av skillet mellom regionalnett og lokalt distribusjonsnett i transformatorstasjoner i den økonomiske og tekniske rapporteringen til RME (eRapp og TEK). Målet for endringen er å bedre sammenlignbarheten mellom selskapene, og dermed oppnå riktigere inntektsrammer. Ulik eierstruktur og historikk har bidratt til at nettselskapene har hatt ulik praksis på hvilket nettnivå samme type anlegg har vært rapportert på.

Denne endringen omfatter avganger og andre anlegg med nominelt spenningsnivå fra 22 kV og under som står i stasjoner tilknyttet regionalnett. Disse anleggene skal nå kostnadsføres på virksomhetsområdet regionalnett. I slike tilfeller vil skillet mellom virksomhetsområdene regionalnett og lokalt distribusjonsnett være der linje-/kabel i det lokale distribusjonsnettet er tilkoblet avgangen. Dette skillet mellom virksomhetsområdene gjelder uavhengig av eierskap til øvrig anlegg i regionalnettet.

Flere nettselskaper ser ut til å ha rapportert kostnader ved anlegg i grensesnitt på virksomhetsområdet for lokalt distribusjonsnett i 2020. Siden vi ikke har vært tydelige nok i infoskriv og veileder til eRapp for 2020 på at disse kostnadene skulle vært rapportert på virksomhetsområdet for regionalnett, åpner vi nå for at selskapene dette gjelder kan oppdatere sin rapportering for 2020. I de tilfellene det er aktuelt å endre rapporteringen, trenger vi informasjon om hvilke kostnader og verdier som skal flyttes mellom virksomhetsområdene lokalt distribusjonsnett og regionalnett. Denne informasjonen sendes i e-post til rme@nve.no, og merkes «Kostnader i grensesnitt».

1.2. Fra 2022 skal Elhub-gebyrer dekkes inn som et tillegg til årlig inntektsramme

Fra og med 2022 skal innbetalte Elhub-gebyrer dekkes inn som et tillegg til årlig inntektsramme, jf. forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 7-3 bokstav e). Derfor holder vi disse kostnadene utenfor beregningen av inntektsrammer for 2022. Les mer om endringen i [RME-rapport 1/2019](#) side 9-10.

1.3. Re-beregning av inntektsramme for 2020

Vi har inkludert et tillegg eller fratrekk i inntektsrammen for 2022 som følge av en ny beregning av inntektsrammen for 2020. Jf. forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 8-6, skal vi omgjøre enkeltvedtak om inntektsramme for 2020 dersom det var feil i datagrunnlaget. Dette gjør vi i form av en korleksjon i enkeltvedtak om inntektsramme det andre påfølgende inntektsrammeåret, i dette tilfellet inntektsramme for 2022. Grunnlaget og resultatet fra disse beregningene er publisert på nettsiden vår, sammen med varsel om inntektsramme for 2022.

1.4. Rammevilkårskorrigerer i regionalnett

I trinn 2 i kostnadsnormmodellen for regionalnett korrigerer vi for en geografisk variabel som er sammensatt av rammevilkårene helning og skog. Den skal forklare forskjeller i kostnadsnivå mellom det enkelte selskap og de selskapene som det sammenlignes med i analysen. I år kan vi ikke se at



denne variabelen er signifikant. Det kan henge sammen med endringer som har skjedd i referanseselskaper, som igjen fører til endringer på fronten.

Siden koeffisienten for geografivariabelen ikke er signifikant forskjellig fra null, settes den til null. Det vil si at det i praksis ikke er noen korrigering for rammevilkår i regionalnett i inntektsrammen for 2022.



2. Om beregning av inntektsramme

Nettselskapenes årlige inntektsrammer blir fastsatt etter følgende formel¹:

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

- *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 2022, er det avvikene for inntektsramme 2020 som legges til og trekkes fra.

Kostnadsgrunnlaget, *K*, er basert på to år gamle data. For inntektsramme 2022 er det data fra 2020 som legges til grunn. Kapitalkostnadene justeres ikke, men KILE justeres med KPI² og Drift- og vedlikeholdskostnader justeres med en indeks for bransjer hvor lønn er drivende faktor, «KPI-lønn»³:

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

- *DV*: Drift- og vedlikeholdskostnader. Disse inkluderer utbetalinger til kunder ved svært langvarige avbrudd og individuelle KILE-avtaler. Inflasjonsjusterte pensjonskostnader inngår som et gjennomsnitt for perioden 2016-2020.
- *KILE*: Omfatter ordinær KILE med unntak av individuelle KILE-avtaler.
- *NT*: Nettap i MWh, og *P* er referansepris på kraft.
- *AVS*: Avskrivinger 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 varsel 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 tariffier (forskrift om kontroll av nettvirksomhet)

² Tabell 03014, ssb.no

³ Tabell 11118, ssb.no



3. Forutsetninger for beregning av inntektsramme for 2022

3.1 Referanserente for 2022

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 hjemmesider⁴. Dersom gjennomsnittet er negativt, settes det til null.
- *β_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 sprednen 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

Ved varsel vil gjennomsnittlig inflasjonen være beregnet på estimert inflasjon for inneværende år, samt de tre kommende årene: altså 2021, 2022, 2023 og 2024. SSB har anslått en inflasjon for disse årene på henholdsvis 3,3 %, 1,9 %, 1,5 % og 2,1 %. Anslagene er sist oppdatert oktober 2021. Gjennomsnittlig inflasjon for årene 2021 – 2024 er **2,20 %**.

3.1.2 Swaprente

Vi bruker observasjon av swaprenten per 05. september 2021⁵ som estimat på hva denne vil være i 2022: **1,75 %**.

3.1.3 Kredittrisikopremie

Vi bruker observasjonen av kredittrisikopremien per 21. oktober 2021⁶ som estimat på hva denne vil være i 2022: **0,56 %**.

3.1.4 Skattesats

Skattesatsen i referanserenten skal tilsvare selskapsskatten fastsatt i Stortingets årlige skattevedtak: **22 %**. I statsbudsjettet har regjeringen foreslått at selskapsskatten for 2022 skal være uendret på 22 %.

⁴ Tabell 12880, ssb.no

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

⁶ Basert på kraftkurver vi mottar fra Nordic Bond Pricing



3.1.5 Referanserente - 2022

Basert på de estimerte størrelsene ovenfor får vi en referanserente for 2022 på **5,53 %**.

3.1.6 Referanserente – oppdatert estimat for 2021

Renten for 2021 ble estimert til 5,00 % i varsel om inntektsrammer for 2021. Vi har oppdatert forutsetningene i den estimerte renten for 2021 siden varselet som ble sendt ut i 2020. For perioden januar-september 2020 har swaprenten i snitt ligget på 1,25 %. Gjennomsnittlig inflasjon for 2020-2023 er på 2,00 % og for perioden januar-oktober 2021 har kredittrisikopremien i snitt ligget på 0,57 %. Med disse oppdaterte parameterne er nytt estimat på rente for 2021 på **5,13 %**.

3.2 Referansepris på kraft for 2022

Årlig referansepris på kraft beregnes som en volumveid månedspris, tillagt et påslag på 11 NOK/MWh. Månedspris er gjennomsnittlig lokal områdepris fra markedsplasskonsesjonæren.

Den endelige prisen er ikke kjent før etter utgangen av 2022, og må derfor estimeres ved varsel. I estimeringen har vi brukt kvartalsvise priser på future-kontrakter for 2022 (ENOFUTBLQ1-4-22)⁷. Disse har vi vektet sammen med kvartalsvis forbruk, der vi bruker et snitt for bruttoforbruk per kvartal i alminnelig forsyning⁸.

	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
Referansepris på kraft for 2022							424,07

Tabell 1: Referansepris på kraft for 2022

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

⁷ <http://www.nasdaqomx.com/commodities/market-prices/history> (prisene ble hentet 26.10.2021).

⁸ Tabell 08583, ssb.no



3.3 Systempris for 2020

Vi bruker systemprisen for 2020 til å beregne nettapkostnaden som inngår i DEA-analysen for distribusjonsnett. I dette varselet har vi brukt månedlige systempriser for 2020⁹, og vektet disse med månedlig bruttoforbruk i alminnelig forsyning¹⁰.

	Månedlig systempris, NOK	Forbruk MWh	Forbruksvekt	Vektet 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 %	
Vektet systempris 2020				125,40
Systempris 2020 inkl. 11 kr/MWh				136,40

Tabell 2: Systempris på kraft for 2020

Vi legger til grunn en 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 lønn

Drift- og vedlikeholdskostnader prisjusteres med KPI-lønn fra 2020- til 2022-nivå. Indeksen var på 115,1 for 2020, men er ukjent for 2022 når vi sender varselet. Vi bruker derfor SSB sine estimater¹¹ for vekst på 3,1 % i 2021 og 3,1 % i 2022, som gir en indeks for KPI-lønn på 122,3 for 2021. D&V-kostnader blir derfor justert med faktoren **1,063**.

3.4.2 KPI

KILE prisjusteres med KPI fra 2020- til 2022-nivå. I 2020 var KPI 112,2, men er ukjent for 2022 når vi sender varselet. Vi bruker derfor SSB sine estimater for vekst på 1,3 % for 2021 og 1,9 % for 2022, som gir en indeks for KPI på 118,1 for 2022. KILE blir derfor justert med faktoren **1,053**.

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

¹⁰ Tabell 08583, ssb.no

¹¹ Tabell 12880, ssb.no



4. Om beregning av kostnadsnormen (K^*)

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

- Trinn 1: Her benytter vi DEA for å måle forholdet mellom nettselskapenes oppgaver og kostnader. Data fra 2020 måles mot gjennomsnittlige data for perioden 2016–2020, 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 2020 (se kapittel 3.3). Referanserenten for 2022 brukes for å beregne avkastning på avkastningsgrunnlaget, som er egenfinansiert bokført verdi tillagt 1 prosent.

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.

Lokalt distribusjonsnett	
Trinn 1 – DEA- modell	Forkortelse
Antall kilometer høyspent nett	ld_hv
Antall nettstasjoner	ld_gs
Antall abonnementer	ld_sub
Trinn 2 – regresjoner	
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 ² / kystavstand), antall øyer og andel sjøkabel	ldz_geo2
Geo 3: Snø, mørketid, islast og temperatur	ldz_geo3

Tabell 3: Kostnadsnormmodell for lokalt distribusjonsnett

Regionalnett	
Trinn 1 – DEA- modell	Forkortelse
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 kompenseringanlegg	rd_wv.ss
Trinn 2 – regresjoner	
Geo 1R: Helning og skog med høy og særs høy bonitet	rdz_geo1

Tabell 4: Kostnadsnormmodell for regionalnett



4.1 Faktoranalyse – for beregning av geografi-indekser i trinn 2

Vi benytter faktoranalyse for å beregne de sammensatte geografiindeksene til bruk i trinn 2 i kostnadsnormmodellene. 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:

Geo1 «Fjellbekk», lokalt distribusjonsnett	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
Geo2 «Øyvind», lokalt distribusjonsnett	Forkortelse
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
Geo3 «Frost», lokalt distribusjonsnett	Forkortelse
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
Geo1R «HelSkog», regionalnett	Forkortelse
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(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           6.4385           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: 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
           3.4965          -4.7303          -0.1969
```

Tabell 7: koeffisienter til Geo1 for regionalnett



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. Figurene 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
-0.18620 -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 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
-0.28314 -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 fra regresjon i trinn 2, regionalnett

Beregningene som ligger til grunn for geografiindeksene og for trinn 2 vil bli oppdatert før vedtak om inntektsrammer for 2022 fattes.



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 varsel 2022 gjelder dette følgende selskaper i lokalt distribusjonsnett: Sira Kvina Kraftselskap, Svorka Energi AS og Sør-Norge Aluminium AS.

Og følgende selskaper i regionalnett: Bømlø 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 Selskaper som evalueres i egen modell

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

Vi har spesifikke kriterier for hvilke selskaper som skal inngå i denne modellen. I lokalt distribusjonsnett er det selskaper med færre enn 500 abonnemeter. I regionalnett er det selskaper med mindre enn 4000 i total oppgave eller 0 km luftlinjer.

Lokalt distribusjonsnett	Abonnemeter		
MODALEN KRAFTLAG SA	439		
HYDRO ENERGI AS	1		
TINFOS AS	71		
HYDRO ALUMINIUM AS	16		
MIP INDUSTRINETT AS	269		
HERØYA NETT AS	33		
Regionalnett		Vektet luftlinjer	Total oppgave
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 Selskaper som kan inkluderes i DEA, men ikke definere front for andre selskaper

I regionalnett kan ikke selskaper med total kostnad til DEA (basert på femårig snitt) lavere enn 50 millioner kroner definere front for andre selskaper. Selskapets prestasjon kan fortsatt 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.

Selskaper med total kostnad til DEA (basert på femårig snitt) lavere enn 7 millioner kroner, inngår ikke i trinn 2-regresjonen. Det gjør heller ikke de selskapene som inngår i DEA, men som ikke kan definere front for andre selskaper. Denne behandlingen gjelder følgende selskaper:

Selskap	5-årig snittkostnad, i tusen kroner
ANDØY ENERGI NETT AS	10 697
EIDEFOSS NETT AS	25 521
KRAGERØ ENERGI AS	5 270
LUOSTEJOK 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 tidligere avvik

Ved fastsettelse av inntektsrammene for 2020 benyttet vi justerte 2018-kostnader som et estimat på forventede kostnader i 2020. På samme måte som tidligere vil derfor inntektsrammen for 2022 rekalibreres for avviket mellom bransjens faktiske kostnader i 2020 og kostnadsgrunnlaget som ble benyttet i vedtak om inntektsrammer for 2020. Kapitalkostnader holdes utenfor dette regnestykket da disse ikke har tidsetterslep.

Korrigeringen kommer to år forsinket, og er derfor tillagt rente for 2020 og 2021. For 2020 er referanserenten på 5,15 % benyttet. For 2021 har vi benyttet estimatet på 5,13 %.

Bransjens faktiske kostnadsgrunnlag for 2020 er 659,5 millioner kroner lavere enn kostnadsgrunnlaget som ble lagt til grunn ved vedtak om inntektsrammer for 2020. Inntektsrammen for 2022 justeres derfor ned med dette beløpet, pluss renter som utgjør 69,5 millioner kroner.