



Infoskriv RME-Ø 3/2024: Om beregning av inntektsramme og kostnadsnorm for 2024

Dette infoskrivet forklarer hvordan inntektsrammen og kostnadsgrunnlaget blir beregnet for 2024. Vi beskriver også beregning av referanserente, kraftpris og KPI.

Innhold

| | | |
|-------|---------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 1. | Særlige merknader til beregning av inntektsrammer for 2024 | 2 |
| 1.1. | Vi endrer rekalkulering av kostnadsnormene | 2 |
| 1.2. | Referansepris for kraft..... | 2 |
| 1.3. | Overgangsordning som følge av endringer i rammevilkårskorrigeringen fra 2023 | 2 |
| 2. | Om beregning av inntektsramme..... | 2 |
| 3. | Forutsetninger for beregning av inntektsramme for 2024 | 3 |
| 3.1 | Referanserente | 3 |
| 3.1.1 | Inflasjon..... | 4 |
| 3.1.2 | Swaprente | 4 |
| 3.1.3 | Kredittrisikopremie | 4 |
| 3.1.4 | Skattesats..... | 4 |
| 3.1.5 | Referanserente - 2024..... | 4 |
| 3.1.6 | Referanserente – oppdatert estimat for 2023 | 4 |
| 3.2 | KPI-justering | 4 |
| 3.2.1 | KPI lønn | 4 |
| 3.2.2 | KPI | 4 |
| 3.3 | Referansepris på kraft..... | 5 |
| 3.4 | Systempris for 2022..... | 5 |
| 4. | Om beregning av kostnadsnormen (K^*) | 6 |
| 4.1 | Faktoranalyse – for beregning av geografi-indekser i trinn 2 | 7 |
| 4.2 | Trinn 2 – Beregning av koeffisienter..... | 9 |
| 4.3 | Alternativ beregning av kostnadsnorm..... | 9 |
| 4.3.1 | Selskaper som holdes utenfor evaluering i DEA..... | 9 |
| 4.3.2 | Selskaper som evalueres i egen modell | 10 |
| 4.3.3 | Selskaper som kan inkluderes i DEA, men ikke definere front for andre selskaper | 10 |
| 5. | Rekalibrering av kostnadsnormer..... | 11 |



1. Særlige merknader til beregning av inntektsrammer for 2024

1.1. Vi endrer recalibrering av kostnadsnormene

I oktober 2023 foreslo¹ vi en endring knyttet til recalibrering av kostnadsnormer. Konkret foreslo vi å fremover kun recalibrere renteeffekten av differansen mellom forventede og faktiske kostnader. Vi har nå besluttet at endringen skal gjennomføres², og at denne trer i kraft fra og med inntektsrammene for 2024.

1.2. Referansepris for kraft

Vanligvis bruker vi en felles estimert referansepris på kraft i varsel om inntektsrammer. Siden det for tiden er store prisforskjeller mellom områdene, benytter vi estimat på referansepris på kraft per prisområde i beregningene for inntektsramme 2024. Vi benyttet samme metodikk i beregningen av inntektsrammen for 2023. De er basert på EPADs som er terminkontrakter for prisdifferanser mellom områdeprisene³. Disse markedene er mindre likvide enn terminkontraktene på systemprisen, men vi mener de likevel vil kunne treffe faktisk pris per område for 2024 bedre enn én felles pris for alle nettselskapene.

1.3. Overgangsordning som følge av endringer i rammevilkårskorrigeringen fra 2023

For 2023 og 2024 har vi innført en overgangsordning der vi beregner et tillegg i kostnadsnormen for selskapene som får nedgang i inntektsramme som følge av endringer i rammevilkårskorrigeringen. For 2023 beregnet vi inntektsrammene med ny og gammel rammevilkårskorrigerering og differansen dannet grunnlag for tillegget i kostnadsnorm både for inntektsrammen 2023 og 2024. For 2023 ble hele differansen lagt til kostnadsnormen, og for 2024 legges 90 prosent av den samme differansen til kostnadsnormen. Kostnadsnormen utgjør 70 prosent av inntektsrammen.

2. Om beregning av inntektsramme

Nettselskapenes årlige inntektsrammer blir fastsatt etter følgende formel⁴:

$$IR = 0,3K + 0,7K^*$$

- *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 2024, er det avvikene for inntektsramme 2022 som legges til og trekkes fra.

¹ [RME Høringsdokument 2/2023: Forslag til endring i inntektsreguleringen av nettvirksomheter : endring i metode for å fastsette kostnadsnormer \(nve.no\)](#)

² https://publikasjoner.nve.no/rme_rapport/2023/rme_rapport2023_08.pdf

³ <http://www.nasdaqomx.com/transactions/markets/commodities/market-prices>

⁴ 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)



Kostnadsgrunnlaget, K , er basert på to år gamle data. For inntektsramme 2024 er det data fra 2022 som legges til grunn. Kapitalkostnadene justeres ikke, men KILE justeres med KPI⁵ og Drift- og vedlikeholdskostnader justeres med en indeks for bransjer hvor lønn er drivende faktor, «KPI-lønn»⁶:

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

- 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 2018-2022.
- $KILE$: 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 2024.

3. Forutsetninger for beregning av inntektsramme for 2024

3.1 Referanserente

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 hjemmesider⁷. 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 spreaden mellom på 5-årige kraftobligasjoner og 5-årige swaprenter for kraftselskap med god kredittkvalitet.

⁵ Tabell 03014, ssb.no

⁶ Tabell 11118, ssb.no

⁷ Tabell 12880, ssb.no



- 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 2023, 2024, 2025 og 2026. SSB har anslått en inflasjon for disse årene på henholdsvis 5,8 %, 4,0 %, 2,6 % og 2,3 %. Anslagene er sist oppdatert september 2023. Gjennomsnittlig inflasjon for årene 2023 – 2026 er **3,67 %**.

3.1.2 Swaprente

Vi bruker Kommunalbankens estimat⁸ for swaprente for 2024, sist oppdatert 25. september 2023: **4,27 %**.

3.1.3 Kredittrisikopremie

Vi bruker observasjonen av kredittrisikopremien per oktober 2023⁹ som estimat på hva denne vil være i 2024: **1,18 %**.

3.1.4 Skattesats

Skattesatsen i referanserenten tilsvarer selskapsskatten fastsatt i Stortingets årlige skattevedtak: **22 %**.

3.1.5 Referanserente - 2024

Basert på de estimerte størrelsene ovenfor får vi en referanserente for 2023 på **8,16 %**.

3.1.6 Referanserente – oppdatert estimat for 2023

Renten for 2023 ble estimert til 7,61 % i varsel om inntektsrammer for 2023. Vi har nå oppdatert forutsetningene i den estimerte renten for 2023. Kommunalbanken anslår en swaprente på 3,96 % for 2023. Gjennomsnittlig inflasjon for 2022-2025 er på 4,55 %, og for perioden januar-oktober 2023 har kredittrisikopremien i snitt ligget på 1,21 %. Med disse oppdaterte parameterne er nytt estimat på rente for 2023 på **8,45 %**.

3.2 KPI-justering

3.2.1 KPI lønn

Drift- og vedlikeholdskostnader prisjusteres med KPI-lønn fra 2022- til 2024-nivå. Indeksen var på 123,1 for 2022, men er ukjent for 2024 når vi sender varselet. Vi bruker derfor SSB sine estimater¹⁰ for vekst (per oktober 2023) på 5,5 % i 2023 og 5,1 % i 2024, som gir en indeks for KPI-lønn på 136,5 for 2024. D&V-kostnader blir derfor justert med faktoren **1,109**.

3.2.2 KPI

KILE prisjusteres med KPI fra 2022- til 2024-nivå. I 2022 var KPI 122,8, men er ukjent for 2024 når vi sender varselet. Vi bruker derfor SSB sine estimater for vekst (per oktober 2023) på 5,8 % for 2023

⁸ [Små bevegelser i selvkostrenten - KBN](#)

⁹ Basert på kraftkurver vi mottar fra Nordic Bond Pricing

¹⁰ Tabell 12880, ssb.no



og 4,0 % for 2024, som gir en indeks for KPI på 135,1 for 2024. KILE blir derfor justert med faktoren **1,100**.

3.3 Referansepris på kraft

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 2024, og må derfor estimeres ved varsel. I estimeringen har vi brukt EPADs, som er terminkontrakter for prisdifferanser mellom områdeprisene¹¹. Tabellen under viser hvilken referansepris vi har lagt til grunn for de ulike prisområdene. Prisene inkluderer et påslag på 11 kr/MWh. For selskaper som har nettap i flere prisområder, har vi vektet prisen med det relative forbruket per område.

| | |
|-----|-----|
| NO1 | 804 |
| NO2 | 887 |
| NO3 | 331 |
| NO4 | 282 |
| NO5 | 778 |

Tabell 1: Referansepriser på kraft for 2024 i kr/MWh.

3.4 Systempris for 2022

Vi bruker systemprisen for 2022 til å beregne nettapskostnaden som inngår i DEA-analysen for lokalt distribusjonsnett. I dette varselet har vi brukt månedlige systempriser for 2022¹², og vektet disse med månedlig bruttoforbruk i alminnelig forsyning¹³.

| | Månedlig systempris, NOK | Forbruk MWh | Forbruksvekt | Vektet pris |
|---------------------------------|--------------------------|-------------|--------------|----------------|
| Januar | 934,04 | 8 801 124 | 12 % | 108,12 |
| Februar | 908,05 | 7 952 996 | 10 % | 94,98 |
| Mars | 1409,57 | 7 566 424 | 10 % | 140,28 |
| April | 1288,42 | 6 500 844 | 9 % | 110,16 |
| Mai | 1149,83 | 5 453 340 | 7 % | 82,47 |
| Juni | 1196,74 | 4 436 200 | 6 % | 69,83 |
| Juli | 956,35 | 4 154 033 | 5 % | 52,25 |
| August | 2183,78 | 4 437 233 | 6 % | 127,45 |
| September | 2143,99 | 4 866 255 | 6 % | 137,22 |
| Oktober | 767,43 | 5 946 862 | 8 % | 60,03 |
| November | 1133,76 | 6 800 031 | 9 % | 101,40 |
| Desember | 2330,56 | 9 115 538 | 12 % | 279,42 |
| Sum 2022 | | 76 030 880 | 100 % | |
| Vektet systempris 2022 | | | | 1363,61 |
| Systempris 2022 inkl. 11 kr/MWh | | | | 1374,61 |

¹¹ <http://www.nasdaqomx.com/transactions/markets/commodities/market-prices> (per 26. oktober 2023)

¹² [Market data | Nord Pool \(nordpoolgroup.com\)](https://www.nordpoolgroup.com/Market-data)

¹³ Tabell 08583, ssb.no

**Tabell 2: Systempris på kraft for 2022**

Vi legger til grunn en systempris på kraft for 2022 på **1374,61 kr/MWh**, inkludert påslag på 11 kr/MWh, ved varsel om inntektsramme for 2024.

4. Om beregning av kostnadsnormen (K^*)

For lokalt distribusjonsnett og regionalnett benytter vi DEA (data envelopment analysis) for å måle forholdet mellom nettselskapenes oppgaver og kostnader. Dette betegner vi som trinn 1 i kostnadsnormmodellen. Her måles data fra 2022 mot gjennomsnittlige data for perioden 2018–2022, og det beregnes et DEA-resultat per selskap.

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 2022 (se kapittel 3.4). Referanserenten brukes for å beregne avkastning på avkastningsgrunnlaget, som her inkluderer egenfinansiert og bidragsfinansiert bokført verdi tillagt 1 prosent for arbeidskapital.

For regionalnett inngår ikke kostnader til kraftsystemutredninger eller KDS eller nettap i analysene.

For lokalt distribusjonsnett benytter vi regresjonsanalyse for å kunne korrigere DEA-resultatene fra trinn 1 for geografiske rammevilkår. Dette betegner vi som trinn 2 i kostnadsnormmodellen. Vi gjør ingen slik korrigerende av DEA-resultatene for regionalnett.

For selskaper som har transmisjonsnett (utenom Statnett SF), setter vi kostnadsnorm lik kostnadsgrunnlaget.

| Lokalt distribusjonsnett | |
|---------------------------------------|-----------------------|
| Trinn 1 – DEA- modell | Forkortelse |
| Antall kilometer høyspent nett | ld hv |
| Antall nettstasjoner | ld ss |
| Antall abonnementer | ld sub |
| Trinn 2 – regresjoner | |
| Bar- og blandingsskog med høy bonitet | ldz forest mixed conf |
| Faktor 1: Løvfall | pca leafinc |
| Faktor 2: Kyst | pca coast |
| Faktor 3: Frost | pca frost |

Tabell 3: Kostnadsnormmodell for lokalt distribusjonsnett

| Regionalnett | |
|---------------------------------------------------------------------------|--------------------|
| Trinn 1 – DEA- modell | Forkortelse |
| Vektet verdi luftlinjer inkl. merking av luftfartshinder | rd vv.ol |
| Vektet verdi jordkabler | rd vv.uc |
| Vektet verdi sjøkabler | rd vv.sc |
| Vektet verdi grensesnitt: transformatorer, brytere og kompenseringsanlegg | rd vv.ss |

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 kostnadsnormmodellen. 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:

| Faktor 1: Løvfall | Forkortelse |
|--------------------------------------------------------|--------------------|
| Gjennomsnittlig helning rundt jordkabler og luftlinjer | ldz_incline |
| Innmating av produksjon | ldz_prod |
| Snø som klitrer seg til trær | ldz_snow_trees |
| Løvskog med høy og særs høy bonitet | ldz_broadleaf |

| Faktor 2: Kyst | Forkortelse |
|----------------------------------|--------------------|
| Andel nett i saltutsatte områder | ldz_salt |
| Sterk vind nær kyst | ldz_coast_wind |
| Andel nett i vann | ldz_water |

| Faktor 3: Frost | Forkortelse |
|-------------------------------------------|--------------------|
| Snøfokkindeks | ldz_snowdrift |
| Antall dager med snødybde over 40 cm | ldz_snow_400 |
| Sterk vind rundt jordkabler og luftlinjer | ldz_wind_99 |
| Antall frosttimer | ldz_frosthours |

Tabell 5: Sammensetning av geografiindekser

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



| | Geografiindeks | | |
|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| | pca_coast (1) | pca_leafinc (2) | pca_frost (3) |
| ldz_salt | 7.228*** (0.000) | | |
| ldz_coast_wind | 0.100*** (0.000) | | |
| ldz_water | 7.876*** (0.000) | | |
| ldz_incline | | 0.158*** (0.000) | |
| ldz_prod | | 1.045*** (0.000) | |
| ldz_snow_trees | | 1.022*** (0.000) | |
| ldz_forest_broadleaf | | 6.666*** (0.000) | |
| ldz_snowdrift | | | 1.246*** (0.000) |
| ldz_snow_400 | | | 0.017*** (0.000) |
| ldz_wind_99 | | | 0.080*** (0.000) |
| ldz_frosthours | | | 0.001*** (0.000) |
| Constant | -1.238*** (0.000) | -2.846*** (0.000) | -4.261*** (0.000) |

Tabell 6: koeffisienter til geografiindekser for lokalt 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. Figurene under viser resultatene fra regresjonsanalysene i trinn 2.

| Dependent variable: | |
|-----------------------------|-----------------------------|
| eff | |
| z.diffldz_forest_mixed_conf | -0.473*** (0.131) |
| z.diffpca_leafinc | -0.033*** (0.007) |
| z.diffpca_coast | -0.062*** (0.008) |
| z.diffpca_frost | -0.029*** (0.009) |
| Constant | 0.836*** (0.016) |
| Observations | 78 |
| R2 | 0.525 |
| Adjusted R2 | 0.499 |
| Residual Std. Error | 0.091 (df = 73) |
| F Statistic | 20.188*** (df = 4; 73) |
| Note: | *p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01 |

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

Beregningene som ligger til grunn for geografiindeksene og for trinn 2 vil bli oppdatert før vedtak om inntektsrammer for 2024 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 evaluering i DEA vil få en kostnadsnorm lik kostnadsgrunnlaget. For at et selskap skal holdes utenfor DEA, må selskapet ha 0 i definert oppgavemengde eller store årlige variasjoner i data.

For varsel 2024 gjelder dette følgende selskaper i regionalnett: DE NETT AS, BØMLO KRAFTNETT AS, KE NETT AS, MELØY NETT AS, KLIVE AS, RAKKESTAD ENERGI AS, STANNUM AS, STRAUMNETT AS og SUNETT AS.



For varsel 2024 gjelder dette ingen selskaper i lokalt distribusjonsnett.

4.3.2 Selskaper som evalueres i egen modell

I denne modellen måles selskapenes oppgaver og kostnader mot deres egne femårige historiske gjennomsnitt. For lokalt distribusjonsnett gjelder dette selskaper med færre enn 500 abonnemeter. I regionalnett gjelder dette selskaper med mindre enn 4000 i total oppgave eller 0 km luftlinjer.

| Lokalt distribusjonsnett | Abonnemeter |
|--------------------------|-------------|
| MODALEN KRAFTLAG SA | 435 |
| HYDRO ENERGI AS | 0 |
| TINFOS AS | 73 |
| HYDRO ALUMINIUM AS | 16 |
| SVABO INDUSTRINETT AS | 294 |
| HERØYA NETT AS | 32 |
| SØR-NORGE ALUMINIUM AS | 2 |

| Regionalnett | Vektet luftlinjer | Total oppgave |
|---------------------------|-------------------|---------------|
| NORGESNETT AS | 0 | 17 136 |
| TROLLFJORD NETT AS | 0 | 3 819 |
| JÆREN EVERK AS | 0 | 4 886 |
| RK NETT AS | 2 236 | 3 726 |
| ROMSDALSNETT AS | 0 | 2 002 |
| STRAUMEN NETT AS | 0 | 461 |
| TINFOS AS | 35 | 1 530 |
| S-NETT AS | 967 | 3 161 |
| EVERKET AS | 0 | 2 997 |
| HAFSLUND ECO VANNKRAFT AS | 0 | 3 667 |
| ETNA NETT AS | 0 | 1 234 |
| FØRE AS | 0 | 2 920 |
| STATKRAFT ENERGI AS | 0 | 1 157 |
| YMBER PRODUKSJON AS | 0 | 346 |

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. Denne behandlingen gjelder følgende selskaper:

| Selskap | 5-årig snittkostnad, i tusen kroner |
|----------------------|-------------------------------------|
| ALUT AS | 12 431 |
| ANDØY ENERGI NETT AS | 13 484 |
| FJELLNETT AS | 34 677 |



| | |
|------------------------------|--------|
| LUCERNA AS | 34 754 |
| ELINETT AS | 28 293 |
| VESTMAR NETT AS | 4 725 |
| LUOSTEJOK NETT AS | 10 075 |
| BREHEIM NETT AS | 11 852 |
| KYSTNETT AS | 31 210 |
| VISSI AS | 18 602 |
| LEGA NETT AS | 8 271 |
| NETTINORD AS | 15 359 |
| RØROS E-VERK NETT AS | 7 647 |
| SYGNIR AS | 40 357 |
| INDRE HORDALAND KRAFTNETT AS | 7 406 |
| TELEMARK NETT AS | 16 458 |
| ENIDA AS | 22 609 |
| HALLINGDAL KRAFTNETT AS | 16 906 |
| VEVIG AS | 13 876 |
| HEMSIL NETT AS | 4 587 |
| HÅLOGALAND KRAFT NETT AS | 48 112 |
| VESTALL AS | 17 520 |
| MIDTNETT AS | 8 432 |
| VONETT AS | 13 408 |
| SVABO INDUSTRINETT AS | 15 509 |
| AKTIESELSKABET SAUDEFALDENE | 24 557 |
| HERØYA NETT AS | 20 479 |

5. Rekalibrering av kostnadsnormer

Ved fastsettelse av inntektsrammene for 2022 benyttet vi prisjusterte 2020-kostnader som et estimat på forventede kostnader i 2022. Det vil være en differanse mellom de forventede og faktiske kostnadene for 2022. Fra og med inntektsrammen for 2024 vil vi rekalibrere renteeffekten av dette avviket. Kapitalkostnader holdes utenfor dette regnestykket da disse ikke har tidsetterslep

- Sum forventede kostnader fra vedtak om inntektsramme for 2022: 17 146 963 tusen kroner
- Sum faktiske kostnader for bransjen i 2022: 16 272 019 tusen kroner
- Differanse: 874 944 tusen kroner
- Renteeffekt av differanse: 144 814 tusen kroner

Her vil renteeffekten omfatte to års renter på differansen: 8,45 % for 2023 og 8,16 % 2024. Siden de faktiske kostnadene for 2022 var lavere enn de forventede/estimerte kostnadene ved vedtak om inntektsramme for 2022, vil inntektsrammen for 2024 rekalibreres ned med 145 millioner kroner, tilsvarende renteeffekten av differansen.