



Infoskriv RME-Ø 5/2025: Om beregning av inntektsramme og kostnadsnorm for 2026

Dette infoskrivet forklarer hvordan inntektsrammen og kostnadsgrunnlaget blir beregnet for 2026. Vi beskriver også beregning av referanserente, kraftpris og KPI.

Forskrift om strømnetselskapenes inntekter beskriver hvordan beregningsgrunnlaget for inntektsrammene skal fastsettes.

Innhold

1.	Særlige merknader til beregning av inntektsrammer for 2026	2
2.	Om beregning av inntektsramme	2
3.	Forutsetninger for beregning av inntektsramme for 2026	3
3.1	Referanserente	3
3.1.1	Inflasjon	3
3.1.2	Swaprente	3
3.1.3	Kredittrisikopremie	3
3.1.4	Skattesats	3
3.1.5	Referanserente - 2026	4
3.1.6	Referanserente – oppdatert estimat for 2025	4
3.2	KPI-justering	4
3.2.1	KPI lønn	4
3.2.2	KPI	4
3.3	Referansepris på kraft	4
3.4	Systempris for 2024	5
4.	Om beregning av kostnadsnormen (K^*)	5
4.1	Faktoranalyse – for beregning av geografi-indekser i trinn 2	6
4.2	Trinn 2 – Beregning av koeffisienter	7
4.3	Alternativ beregning av kostnadsnorm	8
4.3.1	Selskaper som holdes utenfor evaluering i DEA	8
4.3.2	Selskaper som evalueres i egen modell	8
4.3.3	Selskaper som kan inkluderes i DEA, men ikke definere front for andre selskaper	9
5.	Rekalibrering av kostnadsnormer	9



1. Særlige merknader til beregning av inntektsrammer for 2026

Kostnadsdekning for tidlige utredninger

Fra og med inntektsrammen for 2026 får nettselskapene dekket kostnader knyttet til tidlige utredninger i regional- og transmisjonsnett.¹

2. Om beregning av inntektsramme

Nettselskapenes årlige inntektsrammer blir fastsatt etter følgende formel²:

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

- 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 2026, er det avvikene for inntektsramme 2024 som legges til og trekkes fra.

Kostnadsgrunnlaget, K , er basert på to år gamle data. For inntektsramme 2026 er det data fra 2024 som legges til grunn. Kapitalkostnadene justeres ikke, men KILE justeres med KPI³ og Drift- og vedlikeholdskostnader justeres med en indeks for bransjer hvor lønn er drivende faktor, «KPI-lønn»⁴:

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

- 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 2020-2024.
- $KILE$: Omfatter 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 varsel om inntektsramme for 2026.

¹ Les mer om endringen i [RME høringsdokument 1/2024](#) og [RME rapport 11/2024](#)

² [Forskrift om strømnetselskapenes inntekter \(nettinntektsforskriften\)](#) - Lovdata

³ Tabell 03014, ssb.no

⁴ Tabell 11118, ssb.no - «Tjenester hvor arbeidskraft dominerer»



3. Forutsetninger for beregning av inntektsramme for 2026

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 hjemmesider⁵. 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.
- 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 2025, 2026, 2027 og 2028. SSB har anslått en inflasjon for disse årene på henholdsvis 3,0 %, 2,2 %, 2,6 % og 2,4 %. Anslagene er sist oppdatert 16. september 2025. Gjennomsnittlig inflasjon for årene 2025 – 2028 er **2,55 %**.

3.1.2 Swaprente

Vi bruker Kommunalbankens estimat⁶ for swaprente for 2026, sist oppdatert 27. november 2025: **3,94 %**.

3.1.3 Kredittrisikopremie

Vi bruker observasjonen av kredittrisikopremien per november 2025⁷ som estimat på hva denne vil være i 2026: **0,77 %**.

3.1.4 Skattesats

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

⁵ Tabell 12880, ssb.no

⁶ [Kommunalbanken](#) publiserer ikke lenger swaprenter på sine nettsider. På forespørsel har RME fått tilsendt swaprenter for 2025 og 2026 fra Kommunalbanken, til bruk i varsel om inntektsrammer for 2026.

⁷ Basert på kraftkurver vi mottar fra Nordic Bond Pricing



3.1.5 Referanserente - 2026

Basert på de estimerte størrelsene ovenfor får vi en referanserente for 2026 på **7,15 %**.

3.1.6 Referanserente – oppdatert estimat for 2025

Renten for 2025 ble estimert til 7,25 % i varsel om inntektsrammer for 2025. Vi har nå oppdatert forutsetningene i den estimerte renten for 2025. Oppdatert anslag på swaprente er på 3,97 % for 2025. Gjennomsnittlig inflasjon for 2024-2027 er på 2,72 %, og for perioden januar-oktober 2025 har kredittrisikopremien i snitt ligget på 0,87 %. Med disse oppdaterte parameterne er nytt estimat på rente for 2025 på **7,31 %**.

3.2 KPI-justering

3.2.1 KPI lønn

Drift- og vedlikeholdskostnader prisjusteres med KPI-lønn fra 2024- til 2026-nivå. Indeksen var på 129,9 for 2024, men er ukjent for 2026 når vi sender varselet. Vi bruker derfor SSB sine estimater⁸ for vekst (per november 2025) på 4,9 % i 2025 og 4,0 % i 2026, som gir en indeks for KPI-lønn på 141,7 for 2026. D&V-kostnader blir derfor justert med faktoren **1,09**.

3.2.2 KPI

KILE prisjusteres med KPI fra 2024- til 2026-nivå. I 2024 var KPI 133,6, men er ukjent for 2026 når vi sender varselet. Vi bruker derfor SSB sine estimater for vekst (per november 2025) på 3,0 % for 2025 og 2,2 % for 2026, som gir en indeks for KPI på 140,6 for 2026. KILE blir derfor justert med faktoren **1,05**.

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 2026, og må derfor estimeres ved varsel. I estimeringen har vi brukt EPADs, som er terminkontrakter for prisdifferanser mellom områdeprisene⁹. 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	624
NO2	671
NO3	381
NO4	226
NO5	558

Tabell 1: Referansepriser på kraft for 2026 i kr/MWh.

⁸ Tabell 12880, ssb.no

⁹ <http://www.nasdaqomx.com/transactions/markets/commodities/market-prices> (per 23. oktober 2025)



3.4 Systempris for 2024

Vi bruker systemprisen for 2024 til å beregne nettapstkostnaden som inngår i DEA-analysen for lokalt distribusjonsnett. I dette varselet har vi brukt månedlige systempriser for 2024¹⁰, og vektet disse med månedlig bruttoforbruk i alminnelig forsyning¹¹.

	Månedlig systempris, NOK	Forbruk MWh	Forbruksvekt	Vektet pris
Januar	766,46	10 379 460	13 %	96,67
Februar	579,78	8 807 819	11 %	62,05
Mars	649,75	8 083 854	10 %	63,82
April	569,81	6 939 211	8 %	48,05
Mai	317,29	5 130 311	6 %	19,78
Juni	341,02	4 846 148	6 %	20,08
Juli	286,50	4 475 334	5 %	15,58
August	181,77	4 845 207	6 %	10,70
September	232,49	5 292 776	6 %	14,95
Oktober	281,49	6 677 028	8 %	22,84
November	437,28	7 953 080	10 %	42,26
Desember	374,50	8 866 644	11 %	40,35
Sum 2024		82 296 872	100 %	
Vektet systempris 2024				457,13
Systempris 2024 inkl. 11 kr/MWh				468,13

Tabell 2: Systempris på kraft for 2024

Vi legger til grunn en systempris på kraft for 2024 på **468,13 kr/MWh**, inkludert påslag på 11 kr/MWh, ved varsel om inntektsramme for 2026.

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 2024 mot gjennomsnittlige data for perioden 2020–2024, og det beregnes et DEA-resultat per selskap.

Kostnadene som inngår i analysene er summen av drift- og vedlikeholdskostnader, KILE, avskrivninger, nettap og avkastning. Nettapstkostnaden beregnes ved at det fysiske nettapet multipliseres med systemprisen for 2024 (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 korrigering av DEA-resultatene for regionalnett.

¹⁰ [Nord Pool | Day-ahead prices](#)

¹¹ Tabell 14091, ssb.no



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 blandingskog 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_wv.ol
Vektet verdi jordkabler	rd_wv.uc
Vektet verdi sjøkabler	rd_wv.sc
Vektet verdi grensesnitt: transformatorer, brytere og kompenseringsanlegg	rd_wv.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 klistrer 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

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

variable	value
coeff.pca.leafinc.ldz_constant	-2,9245
coeff.pca.leafinc.ldz_incline	0,1671
coeff.pca.leafinc.ldz_prod	0,9541
coeff.pca.leafinc.ldz_snow_tree	1,0169
coeff.pca.leafinc.ldz_forest_broadleaf	6,6876
coeff.pca.coast.ldz_constant	-1,2999
coeff.pca.coast.ldz_salt	8,2370
coeff.pca.coast.ldz_coast_wind	0,1078
coeff.pca.coast.ldz_water	9,3782
coeff.pca.frost.ldz_constant	-4,2615
coeff.pca.frost.ldz_snowdrift	1,5799
coeff.pca.frost.ldz_snow_400	0,0186
coeff.pca.frost.ldz_wind_99	0,0756
coeff.pca.frost.ldz_frosthours	0,0005

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.



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

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-0.230518 -0.059284  0.000286  0.069950  0.165306

Coefficients:
              Estimate Std. Error t value      Pr(>|t|)
(Intercept)    0.870282   0.016796  51.815 < 0.0000000000000002 ***
z.diffldz_forest_mixed_conf -0.417828   0.133973  -3.119    0.00269 **
z.diffpca_leafinc -0.032652   0.007432  -4.393   0.0000414215 ***
z.diffpca_coast -0.055268   0.007813  -7.074   0.0000000012 ***
z.diffpca_frost -0.019973   0.008665  -2.305    0.02431 *
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.08658 on 66 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.5328,    Adjusted R-squared:  0.5045
F-statistic: 18.82 on 4 and 66 DF,  p-value: 0.0000000002307
```

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 2026 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 2026 gjelder dette følgende selskaper i regionalnett: DE NETT AS, MELØY ENERGI AS, KLIVE AS, STANNUM AS og STRAM AS.

For varsel 2026 gjelder dette følgende selskaper i distribusjonsnett: Aktieselskabet Saudefaldene.

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 abonnementer. I regionalnett gjelder dette selskaper med mindre enn 4000 i total oppgave eller 0 km luftlinjer.

Lokalt distribusjonsnett	Abonnementer
MOSTRAUM NETT AS	422
HYDRO ENERGI AS	1
TINFOS AS	73
HYDRO ALUMINIUM AS	16
SVABO INDUSTRI NETT AS	288
HERØYA NETT AS	33
SØR-NORGE ALUMINIUM AS	2



Regionalnett	Vektet luftlinjer	Total oppgave
NORGESNETT AS	0	17 662
BØMLO KRAFTNETT AS	0	263
NORANETT HADSEL AS	0	3 819
JÆREN EVERK AS	0	4 607
KE NETT AS	0	3 993
YMBER PRODUKSJON AS	0	346
RAKKESTAD ENERGI AS	0	1 119
RK NETT AS	2 134	3 073
ROMSDALSNETT AS	0	2 007
STRAUMEN NETT AS	0	461
TINFOS AS	35	1 530
STRAUMNETT AS	0	703
S-NETT AS	967	3 161
EVERKET AS	0	2 800
HAFSLUND KRAFT AS	0	1 988
ETNA NETT AS	0	1 234
NETERA AS	0	428
STATKRAFT ENERGI AS	0	1 157

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.

5. Rekalibrering av kostnadsnormer

Ved fastsettelse av inntektsrammene for 2024 benyttet vi prisjusterte 2022-kostnader som et estimat på forventede kostnader i 2024. Det vil være en differanse mellom de forventede og faktiske kostnadene for 2024. Fra og med inntektsrammen for 2025 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 2024: 12 183 704 tusen kroner
- Sum faktiske kostnader for bransjen i 2024: 12 857 864 tusen kroner
- Differanse: -674 160 tusen kroner
- Renteeffekt av differanse: -104 769 tusen kroner

Her vil renteeffekten omfatte to års renter på differansen: 7,67 % for 2024 og 7,31 % 2025. Siden de faktiske kostnadene for 2024 var lavere enn de forventede/estimerte kostnadene ved vedtak om inntektsramme for 2024, vil inntektsrammen for 2026 rekalibreres ned med 105 millioner kroner, tilsvarende renteeffekten av differansen.