



Infoskriv RME-Ø 1/2026 Om beregning av inntektsramme og kostnadsnorm for 2025

Dette infoskrivet forklarer hvordan inntektsrammen og kostnadsgrunnlaget blir beregnet for 2025. Vi beskriver også beregning av referanserente, kraftpris og KPI.

Innhold

1.	Særlige merknader til beregning av inntektsrammer for 2025	2
1.1.	Vi endrer inflasjonsjustering av drifts- og vedlikeholdskostnader	2
2.	Om beregning av inntektsramme	2
3.	Forutsetninger for beregning av inntektsramme for 2025	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 - 2025	3
3.2	KPI-justering	5
3.2.1	KPI lønn.....	5
3.2.2	KPI.....	5
3.3	Referansepris på kraft.....	5
3.4	Systempris for 2023	6
4.	Om beregning av kostnadsnormen (K^*)	7
4.1	Faktoranalyse – for beregning av geografi-indekser 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 av kostnadsnormer	13



1. Særlige merknader til beregning av inntektsrammer for 2025

1.1. Vi endrer inflasjonsjustering av drifts- og vedlikeholdskostnader

Fra og med inntektsrammer for 2025 vil statistikkvariabel for inflasjonsjustering endres fra «Tjenester hvor arbeidskraft dominerer» til «Tjenester hvor arbeidskraft dominerer, uten administrerte priser». Vi foreslo endringen i 2025¹, og besluttet endringen i januar 2026.

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 2025, er det avvikene for inntektsramme 2023 som legges til og trekkes fra.

Kostnadsgrunnlaget, K , er basert på to år gamle data. For inntektsramme 2025 er det data fra 2023 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 2019-2023.
- $KILE$: 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.

¹ [RME Høringsdokument 3/2025: Forslag om endring i inntektsreguleringen av nettvirksomheter. Endring i metode for inflasjonsjustering av drifts- og vedlikeholdskostnader](#)

² Dette er beskrevet i forskrift om strømnetselskapenes inntekter kapittel 3

³ Tabell 03014, ssb.no

⁴ Tabell 11118, «Tjenester hvor arbeidskraft dominerer, uten administrerte priser» ssb.no



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 vedtak om inntektsramme for 2025.

3. Forutsetninger for beregning av inntektsramme for 2025

3.1 Referanserente

Referanserenten fastsettes etter følgende formel (jf. forskrift om strømnetselskapenes inntekter § 3-3):

$$r = (1 - G) * [(Rf + Infl + \beta_e * MP) / (1 - s)] + G * (Swap + KP)$$

- 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 0,88.
- 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 3,1 % i 2024, 3,1 % i 2025. SSB har anslått inflasjonen til å være 2,5 % i 2026, og 2,8 % i 2027. Gjennomsnittlig inflasjon for årene 2024-2027 er **2,88 %**.

3.1.2 Swaprente

Vi bruker swaprente for 2025 fra Kommunalbanken⁶: **3,98 %**.

3.1.3 Kredittrisikopremie

Vi bruker gjennomsnittet av kredittrisikopremien for 2025⁷: **0,86 %**.

3.1.4 Skattesats

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

3.1.5 Referanserente - 2025

⁵ Tabell 12880, ssb.no

⁶ [Små bevegelser i selvkostrenten - KBN](#)

⁷ Basert på kraftkurver vi mottar fra Nordic Bond Pricing



Basert på størrelsene ovenfor får vi en referanserate for 2025 på **7,39 %**.



3.2 KPI-justering

3.2.1 KPI lønn

Drift- og vedlikeholdskostnader prisjusteres med KPI lønn, tjenester hvor arbeidskraft dominerer, uten administrerte priser fra 2023- til 2025-nivå. Indeksen var på 133,0 for 2023, og 145,1 for 2025. D&V-kostnader blir derfor justert med faktoren **1,09**.

3.2.2 KPI

KILE prisjusteres med KPI fra 2023- til 2025-nivå. I 2023 var KPI 129,6, og 137,7 for 2025. KILE blir derfor justert med faktoren **1,0625**.

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. Denne vektet med månedlig bruttoforbruk i alminnelig forsyning⁸.

	Forbruk alminnelig forsyning	Andel forbruk	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5
Januar	9 663 186	11,8%	751,4	777,95	279,76	109,28	624,78
Februar	8 435 120	10,3%	969,37	1003,51	342,65	81,65	846,73
Mars	8 018 155	9,8%	520,6	568,3	197,43	59,29	461,04
April	6 369 746	7,8%	603,14	655,73	166,22	23,06	448,07
Mai	5 749 486	7,0%	710,96	747,32	125,79	80	504,62
Juni	5 026 827	6,2%	534,87	639,99	127,84	42,25	418,49
Juli	4 513 563	5,5%	496,76	826,44	70,87	30,32	179,16
August	4 973 241	6,1%	726,75	843,45	76,84	25,17	366,99
September	5 330 557	6,5%	597,03	701,33	177,33	49,57	550,54
Oktober	6 816 968	8,3%	587,67	694,95	285,78	52,85	559,89
November	8 066 262	9,9%	923,55	939,84	542,66	357,18	884,16
Desember	8 677 766	10,6%	814,77	826,41	586,56	317,49	782,08
Volumveid pris			707,92	776,36	277,61	117,12	588,42
Inkludert 11 kr/MWh			718,92	787,36	288,61	128,12	599,42

⁸ Tabell 14091, ssb.no



3.4 Systempris for 2023

Vi bruker systemprisen for 2023 til å beregne nettapskostnaden som inngår i DEA⁹-analysen for lokalt distribusjonsnett. I dette vedtaket har vi brukt månedlige systempriser for 2023¹⁰, og vektet disse med månedlig bruttoforbruk i alminnelig forsyning¹¹.

	Månedlig systempris, NOK	Forbruk MWh	Forbruksvekt	Vektet pris
Januar	975,56	8 816 223	11 %	106,64
Februar	893,39	7 552 886	9 %	83,66
Mars	929,39	8 582 449	11 %	98,90
April	894,92	6 423 280	8 %	71,27
Mai	440,28	5 526 349	7 %	30,17
Juni	613,5	4 481 177	6 %	34,09
Juli	401,15	4 151 586	5 %	20,65
August	392,06	4 512 611	6 %	21,94
September	155,91	4 894 750	6 %	9,46
Oktober	310,47	7 012 584	9 %	26,99
November	880,12	8 637 207	11 %	94,25
Desember	839,85	10 061 534	12 %	104,77
Sum 2023		80 652 636	100%	
Vektet systempris 2023				702,80
Systempris 2023 inkl. 11 kr/MWh				713,80

Tabell 1: Systempris på kraft for 2023

Vi legger til grunn en systempris på kraft for 2023 på **713,80 kr/MWh**, inkludert påslag på 11 kr/MWh, ved vedtak om inntektsramme for 2025.

⁹ Data Envelopment Analysis

¹¹ Tabell 12824, ssb.no



4. Om beregning av kostnadsnormen (K^*)

For lokalt distribusjonsnett og regionalnett benytter vi DEA for å måle forholdet mellom nettselskapenes oppgaver og kostnader. Dette betegner vi som trinn 1 i kostnadsnormmodellen. Her måles data fra 2023 mot gjennomsnittlige data for perioden 2019-2023, 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 2023 (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.

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 2: 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 3: 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 4: Sammensetning av geografiindekser



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

Geografiindeks			
	pca coast	pca leafinc	pca frost
ldz salt	8.291*** (0.000)		
ldz coast wind	0.104*** (0.000)		
ldz water	9.467*** (0.000)		
ldz incline		0.163*** (0.000)	
ldz prod		1.071*** (0.000)	
ldz snow trees		1.014*** (0.000)	
ldz forest broadleaf		6.653*** (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	-1.289*** (0.000)	-2.894*** (0.000)	-4.336*** (0.000)

Tabell 5: 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		
Constant	0.858769***	(0.016)
z.diffldz_forest_mixed_conf	-0.409609**	(0.13)
z.diffpca_leafinc	-0.035407***	(0.007)
z.diffpca_coast	-0.056560***	(0.007)
z.diffpca_frost	-0.020003*	(0.008)
Constant	0.858769***	(0.016)
Observations:	76	
R-squared:	0.5442	
R-squared:	0.5185	
Residual Std.Error	0.089 (df = 73)	
F-statistic:	21.19 (df = 4; 71)	

Tabell 6: Resultat fra regresjon i trinn 2, lokalt 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 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 vedtak 2025 gjelder dette følgende selskaper i regionalnett: DE NETT AS, STRAM AS, KE NETT AS, MELØY ENERGI, KLIVE AS, RAKKESTAD ENERGI AS, STANNUM AS, FØRE AS

For vedtak 2025 gjelder dette følgende selskap i lokalt 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
MODALEN KRAFTLAG SA	437
HYDRO ENERGI AS	1
TINFOS AS	73
HYDRO ALUMINIUM AS	16
SVABO INDUSTRINETT AS	301
HERØYA NETT AS	33
SØR-NORGE ALUMINIUM AS	2

Regionalnett	Vektet luftlinjer	Total oppgave
BØMLO KRAFTNETT AS	0	263
NORGESNETT AS	0	17 662
NORANETT HADSEL AS	0	3 819
JÆREN EVERK AS	0	4 607
YMBER PRODUKSJON AS	0	346
RK NETT AS	2 236	1 480
ROMSDALSNETT AS	0	2 002
STRAUMEN NETT AS	0	461
STRAUMNETT AS	0	703
TINFOS AS	35	1 495
S-NETT AS	967	2 132
EVERKET AS	0	2 089
HAFSLUND KRAFT AS	0	2 959
ETNA NETT AS	0	1 234
NETERA AS	0	428



STATKRAFT ENERGI AS	0	1 152
---------------------	---	-------

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	12 404
NORANETT ANDØY AS	15 558
FJELLNETT AS	37 443
LUCERNA AS	42 435
ELINETT AS	36 107
VESTMAR NETT AS	4 971
LUOSTEJOK NETT AS	11 367
BREHEIM NETT AS	13 244
KYSTNETT AS	38 153
VISSI AS	20 495
LEGA NETT AS	9 189
AREA NETT AS	18 192
RØROS E-VERK NETT AS	7 915
INDRE HORDALAND KRAFTNETT AS	10 175
TELEMARK NETT AS	17 320
ENIDA AS	25 222
FØIE AS	18 363
VEVIG AS	16 277
HEMSIL NETT AS	4 857
VESTALL AS	17 592
MIDTNETT AS	8 524
TENDRANETT AS	15 498
SVABO INDUSTRINETT AS	32088
AKTIESELSKABET SAUDEDEFALDENE	24 719
HERØYA NETT AS	24 505



5. Rekalibrering av kostnadsnormer

Ved fastsettelse av inntektsrammene for 2023 benyttet vi prisjusterte 2021-kostnader som et estimat på forventede kostnader i 2023. Det vil være en differanse mellom de forventede og faktiske kostnadene for 2023. Vi rekalibrerer inntektsrammene for renteeffekten av dette avviket. Kapitalkostnader holdes utenfor dette regnestykket da disse ikke har tidsetterslep.

- Sum forventede kostnader fra vedtak om inntektsramme for 2023: 14 068 365 tusen kroner
- Sum faktiske kostnader for bransjen i 2023: 13 966 235 tusen kroner
- Renteeffekt av differanse: 17 026 tusen kroner

Her vil renteeffekten omfatte to års renter på differansen: 8,36 % for 2023 og 7,67 % for 2024. Siden de faktiske kostnadene for 2023 var lavere enn de forventede kostnadene ved vedtak om inntektsramme for 2023, vil inntektsrammen for 2025 rekalibreres ned med 17 millioner kroner, tilsvarende renteeffekten av differansen.