



NVE

Reguleringsmyndigheten
for energi – RME

Infoskriv RME-Ø 3/2024: Om berekning av inntektsramme og kostnadsnorm for 2025

Dette infoskrivet forklarer korleis inntektsramma og kostnadsgrunnlaget blir berekna for 2025. Vi beskriv også berekning av referanserente, kraftpris og KPI.

Innhald

1.	Særlege merknader til berekning av inntektsrammer for 2024	2
1.1.	Vi endrar recalibrering av kostnadsnormene.....	2
1.2.	Referansepris for kraft	2
2.	Om berekning av inntektsramme.....	2
3.	Føresetnader for berekning av inntektsramme for 2025.....	3
3.1	Referanserente	3
3.1.1	Inflasjon	3
3.1.2	Swaprente	3
3.1.3	Kreditrisikopremie.....	3
3.1.4	Skattesats	4
3.1.5	Referanserente - 2025.....	4
3.1.6	Referanserente – oppdatert estimat for 2024.....	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 2023.....	5
4.	Om berekning av kostnadsnorma (K^*)	5
4.1	Faktoranalyse – for berekning av geografi-indeksar i trinn 2	6
4.2	Trinn 2 – Berekning av koeffisientar.....	8
4.3	Alternativ berekning av kostnadsnorm.....	8
4.3.1	Selskap som blir haldne utanfor evaluering i DEA	8
4.3.2	Selskap som blir evaluerte i eigen modell	9
4.3.3	Selskap som kan inkluderast i DEA, men ikkje definera front for andre selskap	9
5.	Recalibrering av kostnadsnormer	10



1. Særlege merknader til berekning av inntektsrammer for 2024

1.1. Vi endrar rekalkibrering av kostnadsnormene

I mai 2024 sende vi på høyring¹ eit forslag om auka inntektsramme når selskap knyter til seg kundar og tilbyr meir kapasitet. Forslaget inneber ei ordning som gir eit tillegg i inntekta ved tilknytning av nye kundar og utviding av kapasiteten. Vi har no vedteke at ordninga skal gjennomførast², og at ho trer i kraft frå og med inntektsrammene for 2025.

1.2. Referansepris for kraft

Vi nyttar eit estimat på referansepris på kraft per prisområde i berekningane for inntektsramme 2025. Dei er baserte på EPADs, som er terminkontraktar for prisdifferansar mellom bodområda. Desse marknadene er mindre likvide enn terminkontraktane på systemprisen, men vi meiner dei likevel kan treffe faktisk pris per område for 2025 betre enn ein felles pris for alle nettselskapa.

2. Om berekning av inntektsramme

Dei årlege inntektsrammene til nettselskapa blir fastsette etter følgjande formel³:

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

- IR : Inntektsramme.
- K : Kostnadsgrunnlag.
- K^* : Kostnadsnorm. Denne blir rekna ut ved hjelp av samanliknande analysar av selskapa.

I tillegg korrigerer vi for eventuelle feil i data som vart nytta til å berekna inntektsrammene for to år sidan, og bereknar desse inntektsrammene på ny. Differansane mellom vedtekne og ny berekna inntektsramme blir inkludert som ein korreksjon i inntektsramma to år etter. For inntektsrammene for 2024, er det avvika for inntektsramme 2022 som blir lagt til og blir trekte frå.

Kostnadsgrunnlaget, K , er basert på to år gamle data. For inntektsramme 2024 er det data frå 2022 som blir lagt til grunn. Kapitalkostnadene blir ikkje justerte, men KILE blir justert med KPI⁴ og Drifts- og vedlikehaldskostnader blir justerte med ein indeks for bransjar kvar lønn er drivande faktor, «KPI-lønn»⁵:

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

- DV : Drifts- og vedlikehaldskostnader. Desse inkluderer utbetalingar til kundar ved svært langvarige avbrot og individuelle KILE-avtalar. Inflasjonsjusterte pensjonskostnader inngår som eit gjennomsnitt for perioden 2019-2023.

¹ [RME Høringsdokument 1/2024: Forslag til endringer i innteksreguleringen. Kostnadsdekning for tidlig utredning og økt inntekt når nettselskaper tilknytter nye kunder og tilbyr mer kapasitet](#)

² [Høring - Forslag til tiltak for raskere tilknytning til strømmettet - NVE](#)

³ Dette er beskrive i Forskrift av 11.3.1999 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettverksemda og tariffar (forskrift om kontroll av nettverksemd)

⁴ Tabell 03014, ssb.no

⁵ Tabell 11118, ssb.no - «Tenester der arbeidskraft dominerer»



- *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 utarbeidd ei eiga rettleiing som nærare forklarar kva verdiar frå eRapp som blir brukte ved berekning av kostnadsgrunnlag og kostnadsnorm. Denne er publisert på nettsidene våre saman med varsel om inntektsramme for 2025.

3. Føresetnader for berekning av inntektsramme for 2025

3.1 Referanserente

Referanserenta blir 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 gjeldsdel, fastsett til 60 %.
- *Rf*: Fast nøytral realrente, fastsett til 1,5 %.
- *Infl*: Årleg justering for inflasjon, berekna som gjennomsnittet av faktisk inflasjon frå dei to siste åra og anslått inflasjon for dei to kommande åra. Inflasjonen hentar vi frå SSBs nettsider⁶. Dersom gjennomsnittet er negativt, blir det sett til null.
- β_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 vera berekna på estimert inflasjon for inneverande år, og dessutan dei tre kommande åra: altså 2024, 2025, 2026 og 2027. SSB har anslått ein inflasjon for desse åra på høvesvis 3,4 %, 3,3 %, 2,9 % og 2,5 %. Anslaga er sist oppdaterte 13. september 2024. Gjennomsnittleg inflasjon for åra 2024 – 2027 er **3,03 %**.

3.1.2 Swaprente

Vi bruker Kommunalbankens estimat⁷ for swaprente for 2025, sist oppdatert 24. september 2024: **3,51 %**.

3.1.3 Kredittrisikopremie

⁶ Tabell 12880, ssb.no

⁷ [Oppdatert selvkostrente 2024 - KBN](#)



Vi bruker observasjonen av kredittrisikopremien per oktober 2023⁸ som estimat på kva denne vil vera i 2025: **0,97 %**.

3.1.4 Skattesats

Skattesatsen i referanserenta svarer til selskapsskatten fastsett i Stortingets årlege skattevedtak: **22 %**.

3.1.5 Referanserente - 2025

Basert på dei estimerte storleikane ovanfor får vi ei referanserente for 2024 på **7,25 %**.

3.1.6 Referanserente – oppdatert estimat for 2024

Renta for 2024 vart estimert til 8,16 % i varsel om inntektsrammer for 2024. Vi har no oppdatert føresetnadene i den estimerte renta for 2024. Kommunalbanken anslår⁹ ei swaprente på 3,78 % for 2024. Gjennomsnittleg inflasjon for 2023-2026 er på 3,78 %, og for perioden januar-oktober 2024 har kredittrisikopremien i snitt lege på 0,97 %. Med desse oppdaterte parametrene er nytt estimat på rente for 2024 på **7,80 %**.

3.2 KPI-justering

3.2.1 KPI lønn

Drifts- og vedlikeholdskostnader blir prisjusterte med KPI-lønn frå 2023- til 2025-nivå. Indeksen var på 126,9 for 2023, men er ukjent for 2025 når vi sender varselet. Vi bruker derfor SSB sine estimat¹⁰ for vekst (per november 2024) på 5,3 % i 2024 og 4,6 % i 2025, som gir ein indeks for KPI-lønn på 139,8 for 2025. D&V-kostnader blir derfor justerte med faktoren **1,10**.

3.2.2 KPI

KILE blir prisjustert med KPI frå 2023- til 2025-nivå. I 2023 var KPI 129,6, men er ukjent for 2025 når vi sender varselet. Vi bruker derfor SSB sine estimat for vekst (per oktober 2024) på 3,4 % for 2024 og 3,3 % for 2026, som gir ein indeks for KPI på 138,4 for 2025. KILE blir derfor justert med faktoren **1,07**.

3.3 Referansepris på kraft

Årleg referansepris på kraft blir berekna som ein volumvegen månadspris , tillagt eit påslag på 11 NOK/MWh. Månadspris er gjennomsnittleg lokal områdepris frå marknadsplasskonsesjonæren.

Den endelege prisen er ikkje kjend før etter utgangen av 2025, og må derfor estimerast ved varsel. I estimeringa har vi brukt EPADs, som er terminkontraktar for prisdifferansar mellom områdeprisane¹¹. Tabellen under viser kva referansepris vi har lagt til grunn for dei ulike prisområda. Prisane inkluderer eit påslag på 11 kr/MWh. For selskap som har nettap i fleire prisområde, har vi vekta prisen med det relative forbruket per område.

NO1	593
-----	-----

⁸ Basert på kraftkurver vi mottar fra Nordic Bond Pricing

⁹ [Oppdatert selvkostrente 2024 - KBN](#)

¹⁰ Tabell 12880, ssb.no

¹¹ <http://www.nasdaqomx.com/transactions/markets/commodities/market-prices> (per 30. september 2024)



NO2	664
NO3	352
NO4	335
NO5	546

Tabell 1: Referansepriser på kraft for 2025 i kr/MWh.

3.4 Systempris for 2023

Vi bruker systemprisen for 2023 til å berekna nettapkostnaden som inngår i DEA-analysen for lokalt distribusjonsnett. I dette varselet har vi brukt månedlege systemprisar for 2023¹², og vekta desse med månedleg bruttoforbruk i alminneleg forsyning¹³.

	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 2: Systempris på kraft for 2023

Vi legg til grunn ein systempris på kraft for 2023 på **713,8 kr/MWh**, inkludert påslag på 11 kr/MWh, ved varsel om inntektsramme for 2025.

4. Om berekning av kostnadsnorma (K^*)

For lokalt distribusjonsnett og regionalnett nyttar vi DEA (data envelopment analysis) for å måla forholdet mellom oppgåvene og kostnadene for nettselskapa. Dette karakteriserer vi som trinn 1 i kostnadsnormmodellen. Her blir målt data frå 2023 mot gjennomsnittlege data for perioden 2019–2023, og det blir berekna eit DEA-resultat per selskap.

Kostnadene som inngår i analysane er summen av drifts- og vedlikehaldskostnader, KILE, avskrivningar, nettap og avkastning. Nettapokostnaden blir berekna ved at det fysiske nettapet blir multiplisert med systemprisen for 2023 (sjå kapittel 3.4). Referanserenta blir brukt for å berekna

¹² [Nord Pool | Day-ahead prices](#)

¹³ Tabell 12824, ssb.no



avkastning på avkastningsgrunnlaget, som her inkluderer eigenfinansiert og bidragsfinansiert bokført verdi tillagt 1 prosent for arbeidskapital.

For regionalnett inngår ikkje kostnader til kraftsystemutgreiningar eller KDs eller nettap i analysane.

For lokalt distribusjonsnett nyttar vi regresjonsanalyse for å kunna korrigera DEA-resultata frå trinn 1 for geografiske rammevilkår. Dette karakteriserer vi som trinn 2 i kostnadsnormmodellen. Vi gjer inga slik korrigerings av DEA-resultata for regionalnett.

For selskap som har transmisjonsnett (utanom Statnett SF), set vi kostnadsnorm lik kostnadsgrunnlaget.

Lokalt distribusjonsnett	
Trinn 1 – DEA- modell	Forkorting
Talet på kilometer høgspenst nett	ld_hv
Talet på nettstasjonar	ld_ss
Talet på abonnement	ld_sub
Trinn 2 – regresjonar	
Bar- og blandingsskog med høg bonitet	ldz_forest_mixed_conf
Faktor 1: Lauvfall	pca_leafinc
Faktor 2: Kyst	pca_coast
Faktor 3: Frost	pca_frost

Tabell 3: Kostnadsnormmodell for lokalt distribusjonsnett

Regionalnett	
Trinn 1 – DEA- modell	Forkorting
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: transformatorar, brytarar og kompenseringsanlegg	rd_wv.ss

Tabell 4: Kostnadsnormmodell for regionalnett

4.1 Faktoranalyse – for berekning av geografi-indeksar i trinn 2

Vi nyttar faktoranalyse for å berekna dei samansette geografiindeksane til bruk i trinn 2 i kostnadsnormmodellen. Faktoranalyse er ei samlenemning for statistiske metodar som analyserer samvariasjon mellom variablar. Slike analysar blir mellom anna brukte til å eliminera lineært korrelerte variablar. Vi bruker Principal Component Analysis (PCA). Dette er ein teknikk som utleier ein faktor som maksimalt utnyttar variasjonen i dei underliggjande variablane. I tabellen under samanfatar vi kva variablar geografiindeksane er samansette av:



Faktor 1: Lauvfall	Forkorting
Gjennomsnittleg helling rundt jordkabler og luftlinjer	ldz_incline
Innmating av produksjon	ldz_prod
Snø som klistrar seg til tre	ldz_snow_trees
Lauvskog med høg og sær s høg bonitet	ldz_broadleaf

Faktor 2: Kyst	Forkorting
Del nett i saltutsette område	ldz_salt
Sterk vind nær kyst	ldz_coast_wind
Del nett i vatn	ldz_water

Faktor 3: Frost	Forkorting
Snøfökkindeks	ldz_snowdrift
Talet på dagar med snødjupn over 40 cm	ldz_snow_400
Sterk vind rundt jordkabler og luftlinjer	ldz_wind_99
Talet på frostimar	ldz_frosthours

Tabell 5: Samansetning av geografiindeksar

Figuren nedanfor dekomponerer resultatet frå PCA, og viser korleis geografiindeksane er samansett av dei underliggjande variablane:

	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 6: koeffisientar til geografiindeksar for lokalt distribusjonsnett



4.2 Trinn 2 – Berekning av koeffisientar

Vi korrigerer for kor mykje meir eller mindre rammevilkår eit selskap har i forhold til mønsterselskapet. For å finna kor stor betydning eller «pris» 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 resultatata frå regresjonsanalysane i trinn 2.

Dependent variable	

eff	

z.diffldz_forest_mixed_conf	-0.412** (0.127)
z.diffpca_leafinc	-0.035*** (0.007)
z.diffpca_coast	-0.056*** (0.007)
z.diffpca_frost	-0.019* (0.008)
Constant	0.858*** (0.017)

Observations	76
R-squared	0.538
Adjusted R-squared	0.512
Residual Std. Error	0.089 (df = 71)
F-statistic	20.691 (df = 4; 71)
=====	

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

Berekningane som ligg til grunn for geografiindeksane og for trinn 2 vil bli oppdaterte før vedtak om inntektsrammer for 2025 fattast.

4.3 Alternativ berekning av kostnadsnorm

For enkelte små og spesielle selskap har vi utarbeidd alternative måtar for å berekna kostnadsnorma.

4.3.1 Selskap som blir haldne utanfor evaluering i DEA

Selskap som blir haldne utanfor evaluering i DEA vil få ei kostnadsnorm lik kostnadsgrunnlaget. For at eit selskap skal haldast utanfor DEA, må selskapet ha 0 i definert oppgåvemengd eller store årlege variasjonar i data.

For varsel 2025 gjeld dette følgjande selskap i regionalnett: DE NETT AS, KE NETT AS, MELØY NETT AS, KLIVE AS, RAKKESTAD ENERGI AS, STANNUM AS og FØRE AS.



For varsel 2025 gjeld dette følgjande selskap i distribusjonsnett: Aktieselskabet Saudefaldene

4.3.2 Selskap som blir evaluerte i eigen modell

I denne modellen blir målte oppgåvene og kostnadene for selskapa mot deira egne femårige historiske gjennomsnitt. For lokalt distribusjonsnett gjeld dette selskap med færre enn 500 abonnement. I regionalnett gjeld dette selskap med mindre enn 4000 i total oppgåve 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
NORGESNETT AS	0	17 662
BØMLO KRAFTNETT AS	0	263
NORANETT HADSEL AS	0	3 819
JÆREN EVERK AS	0	4 607
YMBER PRODUKSJON AS	0	346
RK NETT AS	2 236	3 726
ROMSDALSNETT AS	0	2 002
STRAUMEN NETT AS	0	461
TINFOS AS	35	15 30
STRAUMNETT AS	0	703
S-NETT AS	967	3 161
EVERKET AS	0	2 800
HAFSLUND ECO VANNKRAFT AS	0	3 667
ETNA NETT AS	0	1 234
SUNETT AS	0	428
STATKRAFT ENERGI AS	0	1 157

4.3.3 Selskap som kan inkluderas i DEA, men ikkje definerer front for andre selskap

I regionalnett kan ikkje selskap med total kostnad til DEA (baserte på femårig snitt) lågare enn 50 millionar kroner definerer front for andre selskap. Prestasjonen til selskapet kan framleis evaluerast i DEA, men det kan altså ikkje bestemmas kostnadsnorma for andre selskap. I praksis køyrer vi ein separat DEA-analyse, der selskapet kan vera på front, men der berre selskapet sitt eige resultat blir henta ut. Denne behandlinga gjeld følgjande selskap:



Selskap	5-årig snittkostnad, i tusen kroner
ALUT AS	12 300
NORANETT ANDØY AS	15 504
FJELLNETT AS	37 074
LUCERNA AS	42 108
ELINETT AS	35 810
VESTMAR NETT AS	4 904
LUOSTEJOK NETT AS	11 275
BREHEIM NETT AS	13 236
KYSTNETT AS	37 874
VISSI AS	20 318
LEGA NETT AS	9 113
AREA NETT AS	17 918
RØROS E-VERK NETT AS	7 899
SYGNIR AS	49 783
INDRE HORDALAND KRAFTNETT AS	10 150
TELEMARK NETT AS	17 165
ENIDA AS	25 005
HALLINGDAL KRAFTNETT AS	18 194
VEVIG AS	16 085
HEMSIL NETT AS	4 799
VESTALL AS	17 449
MIDTNETT AS	8 448
TENDRANETT AS	15 442
SVABO INDUSTRINETT AS	31 881
Aktieselskabet Saudefaldene	23 874
HERØYA NETT AS	24 030

5. Rekalibrering av kostnadsnormer

Ved fastsetjing av inntektsrammene for 2023 nytta vi prisjusterte 2021-kostnader som eit estimat på forventa kostnader i 2023. Det vil vera ein differanse mellom dei forventa og faktiske kostnadene for 2023. Frå og med inntektsramma for 2025 vil vi rekalibrere renteeffekten av dette avviket.

Kapitalkostnader blir haldne utanfor dette reknestykket då desse ikkje har tidsetterslep

- Sum forventa kostnader frå vedtak om inntektsramme for 2023: 13 750 714 tusen kroner
- Sum faktiske kostnader for bransjen i 2023: 13 971 960 tusen kroner
- Differanse: 221 246 tusen kroner
- Renteeffekt av differanse: 37 196 tusen kroner

Her vil renteeffekten omfatta to års renter på differansen: 8,36 % for 2024 og 7,8 % 2025. Sidan dei faktiske kostnadene for 2023 var høgare enn dei forventa/estimerte kostnadene ved vedtak om



inntektsramme for 2023, vil inntektsramma for 2025 recalibrerast opp med 37 millionar kroner, tilsvarande renteeffekten av differansen.