

Infoskriv RME-Ø 1/2019: Om berekning av inntektsrammer og kostnadsnorm for 2018

Dette infoskrivet forklarer korleis inntektsramma og kostnadsnormen vert berekna for 2018. Vi beskriv også berekning av referanserente, kraftpris og KPI.

Det er ingen endringar i metode sidan varsel om inntektsramme for 2018.

Innhald

1.	Om berekning av inntektsramme.....	2
2.	Forutsetningar for berekning av inntektsramme for 2018.....	3
2.1	Referanserente for 2018.....	3
2.1.1	Inflasjon.....	3
2.1.2	Swaprente.....	3
2.1.3	Kredittrisikopremie.....	3
2.1.4	Skattesats.....	3
2.1.5	Referanserente - 2018.....	3
2.1.6	Referanserente – 2016 og 2017.....	4
2.2	Referansepris på kraft for 2018.....	4
2.3	Systempris for 2016.....	5
2.4	KPI-justering.....	5
3.	Om berekning av kostnadsnormen (K^*).....	6
3.1	Faktoranalyse – for berekning av geografiindeksar i trinn 2.....	7
3.2	Trinn 2 – Berekning av koeffisientar.....	7
3.3	Særskilt fastsetting av kostnadsnorm.....	8
3.3.1	Selskap som vert halde utanfor evaluering i DEA.....	8
3.3.2	Selskap som vert evaluert i eigen modell.....	9
3.3.3	Selskap som vert inkludert i DEA, men som ikkje får definere front for andre selskap.....	10
4.	Rekalibrering – Korreksjon for tidlegare avvik.....	11

1. Om berekning av inntektsramme

Nettselskapa sine årlege inntektsrammer vert fastsett etter følgende formel¹:

$$IR = 0,4K + 0,6K^* \quad (1)$$

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

Kostnadsgrunnlaget, *K*, er basert på to år gamle data. For inntektsramme 2018 er det data frå 2016 som vert lagt til grunn. Kapitalkostnadane justerast ikkje, men KILE justerast med KPI^2 og drifts- og vedlikehaldskostnadar justerast med ein indeks for bransjar der løn er drivande faktor, «KPI-løn»³.

$$K_t = DV_{t-2} * (KPIl\oenn_t / KPIl\oenn_{t-2}) + KILE_{t-2} * (KPI_t / KPI_{t-2}) \quad (2) \\ + NT_{t-2} * P_t + AVS_{t-2} + AKG_{t-2} * r_{NVE}$$

- *DV*: Drift- og vedlikehaldskostnadar. Dei inneheld utbetalingar til kundar ved svært langvarige avbrot og individuelle KILE-avtaler. Inflasjonsjusterte pensjonskostnadar inngår som eit snitt for perioden 2012-2016.
- *KILE*: Denne omfattar ordinær KILE med unntak av individuelle KILE-avtaler.
- *NT*: Nettap i MWh, og *P* er referansepris på kraft.
- *AVS*: Avskrivningar på eigenfinansiert kapital.
- *AKG*: Avkastingsgrunnlag for eigenfinansierte anlegg (inkludert 1 % arbeidskapital), og *r* er NVE si referansereente.

Vi har utarbeida ei eiga rettleiing som nærare forklarar kva for nokon verdiar frå eRapp som vert brukt ved berekning av kostnadsgrunnlag og kostnadsnorm. Denne er publisert på våre nettsider saman med inntektsramme 2018.

¹ Forskrift av 11.3.1999 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffier (forskrift om kontroll av nettverksemd)

² Tabell 03013, ssb.no

³ Tabell 11118, ssb.no

2. Forutsetningar for berekning av inntektsramme for 2018

2.1 Referanserente for 2018

Måten referanserenta bereknast på er forskriftsfesta, og basert på følgande formel:

$$r = (1 - G) * [(Rf + Infl + \beta_e * MP)/(1 - s)] + G * (Swap + KP) \quad (3)$$

- G : Fast gjeldsdel, fastsett til 60 %.
- Rf : Fast nøytral realrente, fastsett til 2,5 %.
- $Infl$: Årleg justering for inflasjon, berekna som snittet av faktisk inflasjon frå dei to siste åra og anslått inflasjon for dei to komande åra. Inflasjonen hentar vi frå SSB sine heimesider⁴.
- β_e : Eigenkapitalbeta, fastsett til 0,875.
- MP : Fast marknadspremie, fastsett til 5 %.
- $Swap$: Årleg snitt av 5-årig swaprente hos to av dei største bankane i Noreg.
- KP : Årleg snitt av bransjespesifikk kredittrisikopremie. Dette er spreaden mellom 5-årige kraftobligasjonar og 5-årige swaprenter, berekna av to av dei største bankane i Noreg. Kraftobligasjonane skal høyre til kraftselskap med ein rating på minimum BBB+
- s : Skattesats lik gjeldande skattesats for nettselskap.

2.1.1 Inflasjon

Inflasjonen var på 1,8 % i 2017 og 2,7 % i 2018. SSB har anslege ein inflasjon på 1,8 % i 2019 og 1,6 % i 2020. Anslaga er sist oppdatert desember 2018.

Snitt inflasjon for åra 2017-2020: **1,98 %**.

2.1.2 Swaprente

Snitt swaprente frå Nordea og DNB for 2018 var på: **1,87 %**.

2.1.3 Kredittrisikopremie

Snitt kredittrisikopremie frå Nordea og DNB for 2018 var på: **0,63 %**.

2.1.4 Skattesats

Skattesatsen i referanserenta skal tilsvare selskapsskatten fastsett i Stortingets årlege skattevedtak: **23 %**.

2.1.5 Referanserente - 2018

Basert på størrelsane over får vi ei referanserente for 2018 på **6,10 %**.

⁴ <https://www.ssb.no/nasjonalregnskap-og-konjunkturer/artikler-og-publikasjoner/norsk-okonomi-er-naer-konjunkturnoytral?tabell=371189>

2.1.6 Referanserente – 2016 og 2017

Avviket mellom kostnadsgrunnlaget som vart lagt til grunn i vedtak om inntektsrammer for 2016 og dei faktiske kostnadene i 2016 vert tillagt renter for 2016 og 2017, som var på høvesvis 6,32 % og 6,12 %.

2.2 Referansepris på kraft for 2018

Årleg referansepris på kraft vert rekna som ein volumveid månadspris, tillagt eit påslag på 11 NOK/MWh. Månadspris er snitt av lokal områdepris frå marknadsplasskonsesjonæren. Denne vert vekta med månadleg bruttoforbruk i alminneleg forsyning.

	Bruttoforbruk i alminneleg forsyning	Vekta forbruk	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5
Januar	9 614 852	12%	312.9	311.4	311.8	300.0	311.7
Februar	8 946 884	11%	370.4	369.7	380.3	361.4	369.8
Mars	9 429 509	12%	425.2	401.6	430.4	430.0	406.2
April	6 798 087	8%	374.0	371.4	377.0	380.9	374.3
Mai	4 936 871	6%	315.7	315.7	325.2	341.0	315.4
Juni	4 395 595	5%	422.9	422.9	428.6	428.2	422.3
Juli	3 865 573	5%	498.7	489.4	496.2	481.8	489.0
August	4 389 047	5%	494.8	487.3	494.4	482.5	487.1
September	4 983 263	6%	447.5	447.4	470.2	463.4	446.3
Oktober	6 614 583	8%	396.1	396.0	407.0	417.4	376.8
November	7 515 609	9%	462.2	462.1	455.8	450.4	454.2
Desember	9 038 517	11%	508.0	507.8	501.6	496.4	506.5
Sum	80 528 390	100%					
Volumveid pris			413.6	409.5	417.2	412.9	407.7
Volumveid pris, inkludert 11 kr/MWh			424.6	420.5	428.2	423.9	418.7

Tabell 1: Referansepris på kraft per prisområde for 2018

2.3 Systempris for 2016

Vi bruker systemprisen for 2016 for å rekne ut nettapkostnaden som inngår i DEA-analysen for distribusjonsnettet. Her har vi brukt månedlege systemprisar for 2016⁵, og vekta disse med månedleg bruttoforbruk i alminneleg forsyning⁶.

	Månadlege prisar	Bruttoforbruk i alminneleg forsyning	Vekta forbruk	Vekta pris
Januar	287,16	10275	0,13	37,13
Februar	190,50	8600	0,11	20,62
Mars	206,70	7956	0,10	20,69
April	206,50	6755	0,09	17,55
Mai	215,96	5234	0,07	14,22
Juni	247,74	4309	0,05	13,43
Juli	237,19	4041	0,05	12,06
August	234,45	4486	0,06	13,23
September	232,21	4556	0,06	13,31
Oktober	295,28	6572	0,08	24,42
November	352,75	8241	0,10	36,58
Desember	286,87	8442	0,11	30,47
Sum		79467	1,00	
Vekta snitt av systempris for 2016				253,74
Systempris for 2016, inkl. tillegg på 11 NOK				264,74

Tabell 2: Systempris på kraft for 2016

Vi legger til grunn en systempris på kraft på **264,74 kr/MWh**, inkludert påslag på 11 kr/MWh, ved vedtak om inntektsramme for 2018.

2.4 KPI-justering

I inntektsramma for 2018 prisjusterast drift- og vedlikeholdskostnadene med KPI-løn⁷, og KILE med KPI⁸ frå 2016- til 2018-kroner.

- Faktoren for KPI-lønn blir **1,058** ($KPI\text{-løn}_{2018}/KPI\text{-løn}_{2016}$, som er 102,8/108,8).
- Faktoren for KPI blir **1,046** (KPI_{2018}/KPI_{2016} , som er 103,6/108,4).

⁵ <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>

⁶ <https://www.nve.no/Media/4924/tabell-5-oktober-2016.pdf>

⁷ <https://www.ssb.no/statbank/table/11118>

⁸ <https://www.ssb.no/statbank/table/03014>

3. Om berekning av kostnadsnormen (K^*)

For selskap som har transmisjonsnett (utanom Statnett SF) set vi kostnadsnorm lik kostnadsgrunnlag. Vi reknar kostnadsnormer i to trinn for lokalt- og regionalt distribusjonsnett:

- Trinn 1: Her nyttar vi DEA for å måle forholdet mellom nettselskapas oppgåver og kostnader. Vi måler data frå 2016 mot gjennomsnittlege data for perioden 2012-2016, for å finne eit DEA-resultat per selskap.
- Trinn 2: Her nyttar vi regresjonsanalyse for å kunne korrigere DEA-resultata frå trinn 1 for geografiske rammevilkår.

Kostnadane som inngår i analysane er summen av drifts- og vedlikehaldskostnader, KILE, avskrivningar, nettap og avkasting på bokført kapital. Vi reknar ut nettapskostnaden ved å multiplisere det fysiske nettapet med systemprisen for 2016 (sjå kapittel 2.3). Vi nyttar NVE-renta for 2018 for å rekne ut avkastning på bokført kapital.

I det regionale distribusjonsnettet inngår ikkje kostnader til kraftsystemutredningar eller KDS eller nettap.

I det lokale distribusjonsnettet reknar vi ein normkostnad for anlegg i grensesnitt opp mot overliggjande nett, og denne vert trekt frå kostnadane som inkluderast i DEA. Vi nyttar eit vektsystem til å rekne ut denne normkostnaden.

Variabler til både trinn 1 og 2 er listet i tabellane under:

Trinn 1 – DEA- modell	Forkorting
Kilometer høgspennnett	ld_hv
Tal på nettstasjonar	ld_ss
Tal på abonnentar	ld_sub
Trinn 2 – regresjonar	
Del jordkablar	ldz_hvug.s
Del luftlinjer i barskog med høg og sær s høg bonitet	ldz_f4
Geo 1: Helling, småkraft og del luftlinjer i løvskog	ldz_Geo1
Geo 2: (Referansevind / kystavstand), tal på øyer og del sjøkabel	ldz_Geo2
Geo 3: Snø, mørketid, islast og temperatur	ldz_Geo3

Tabell 3: Kostnadsnormmodell for distribusjonsnettet

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
Trinn 2 – regresjonar	
Geo 3R: Helling og skog med høg og sær s høg bonitet	rdz_Geo1

Tabell 4: Kostnadsnormmodell for regional- og sentralnettet

3.1 Faktoranalyse – for berekning av geografiindeksar i trinn 2

NVE brukar faktoranalyse for å berekne dei samansette geografiindeksane i dei to modellane. Faktoranalyse er en samlebetegnelse for statistiske metodar som analyserar samvariasjonen mellom variablar. Slike analyser brukar vi blant anna for å eliminera lineært korrelerte variablar. Vi nyttar Principal Component Analysis (PCA). Dette er ein teknikk som utledar ein faktor som maksimalt utnyttar variasjonen i dei underliggande enkeltvariablane.

Tabellen under viser korleis geografiindeksane er samansett:

Geo1 «Fjellbekk», distribusjonsnett	Forkorting
Helling: Snitt helling i kartrutene der selskapet har nettverkskomponentar.	ldz_inc.av
Løvskog: Eit mål på mengd løvskog.	ldz_f7
Småkraft: Størrelsesuavhengig mål på installert småkraftytelse i konsesjonsområdet.	ldz_cmpp.sz

Geo2 «ØyVind», distribusjonsnett	
Kystklimavariabel: Kvadrert verdi for vind delt på avstand til kyst.	dg_wind2_cod
Øyer: Antall forsynte øyer som ligg meir enn 1 km frå fastland eller næraste forsynte øy.	ldz_isl.sz
Del sjøkabel.	ldz_hvsc.s

Geo3 «Frost», distribusjonsnett	
Snø: Eit mål på nedbør som kjem som snø (historisk snitt).	ldz_snow
Breddegrad: Eit mål på mørketid frå breddegrad 65,9 og nordover .	ldz_lat.av
Islast: Eit mål på islast (historisk snitt).	ldz_ice.av
Temperatur: Årsmiddeltemperatur, ganga med -1.	ldz_tempneg

Geo3R «HelSkog», regionalnett	
Skog: Eit mål på mengd skog.	rdz_inc.av
Helning: Snitt helling i kartrutene der selskapet har nettverkskomponentar.	rdz_f12

Tabell 5: Samansetning av geografiindeksar

3.2 Trinn 2 – Berekning av koeffisientar

Vi korrigerer for kor mykje meir eller mindre rammevilkår eit selskap har sett i forhold til det mønsterselskapet det måles mot. For å finne betydninga eller «priser» kvart rammevilkår får, 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.

```

> summary(ldz.reg$res.regr.NVE)

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

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-0.198896 -0.048530 -0.006862  0.068212  0.194896

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value      Pr(>|t|)
(Intercept)  0.776111   0.013445  57.727 < 0.00000000000000002 ***
z.diffldz_hvug.s -0.275853   0.071168  -3.876    0.000188 ***
z.diffldz_f4 -0.444522   0.105007  -4.233    0.0000504850002 ***
z.diffldz_Geo1 -0.034140   0.006343  -5.382    0.0000004711860 ***
z.diffldz_Geo2 -0.068857   0.009486  -7.259    0.0000000000791 ***
z.diffldz_Geo3 -0.016554   0.007072  -2.341    0.021195 *
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.08865 on 102 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.5018,    Adjusted R-squared:  0.4773
F-statistic: 20.54 on 5 and 102 DF,  p-value: 0.00000000000003856

```

Tabell 6: Resultat frå regresjon i trinn 2, distribusjonsnett

```

> summary(rdz.reg$res.regr.NVE)

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

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-0.32585 -0.10691  0.02409  0.11961  0.20297

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value      Pr(>|t|)
(Intercept)  0.70148    0.02589  27.090 <0.00000000000000002 ***
z.diff      -0.03418    0.02086  -1.638    0.111
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.1473 on 34 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.07316,    Adjusted R-squared:  0.0459
F-statistic: 2.684 on 1 and 34 DF,  p-value: 0.1106

```

Tabell 7: Resultat frå regresjon i trinn 2, regionalnett

3.3 Særskilt fastsetting av kostnadsnorm

For enkelte små og spesielle selskap har vi utarbeida tre alternative måtar for å rekne ut kostnadsnormen.

3.3.1 Selskap som vert halde utanfor evaluering i DEA

Selskap som vert halne utanfor DEA vil få ein kostnadsnorm lik kostnadsgrunlaget.

For at eit selskap skal haldast utanfor DEA, må selskapet ha 0 i definert oppgåvemengd eller store årlege variasjonar i data. For 2018 gjeld dette følgjande selskap:

Arendals Fossekompagni ASA, Hydro Aluminium AS, Sira Kvina Kraftselskap og Svorka Produksjon AS i tillegg til det regionale distribusjonsnettet for Kvænangen Kraftverk AS, Meløy Energi AS, Statkraft Energi AS og Vokks Nett AS.

3.3.2 Selskap som vert evaluert i eigen modell

I denne modellen vert selskapa sine oppgåver og kostnader målt mot deira egne femårige historiske gjennomsnitt.

Vi har spesifikke kriterier for selskapa som inngår i denne modellen. I lokalt distribusjonsnett er det selskap med færre enn 500 abonnement eller mindre enn 100 km høgspennet nett som inngår. I regionalt distribusjonsnett er det selskap med mindre enn 4000 i total oppgåve eller som har 0 km luftlinjer som inngår.

For vedtak 2018 gjeld dette følgjande 19 selskap i regionalt distribusjonsnett:

Selskap	Vekta luftlinjer	Vekta jordkablar	Vekta sjøkablar	Vekta stasjonskomponent	Total oppgåve
ARENDALS FOSSEKOMPANI ASA	178	0	0	1151	1329
BALLANGEN ENERGI AS	989	0	0	910	1898
E-CO ENERGI AS	0	709	0	2959	3667
ETNE ELEKTRISITETSLAG SA	0	21	0	467	488
EVENES KRAFTFORSYNING AS	10	0	0	954	963
JÆREN EVERK KOMMUNALT FORETAK I HÅ	0	0	0	3134	3134
LYSE PRODUKSJON AS	0	0	0	5106	5106
MIDT-TELEMARKE ENERGI AS	0	0	0	1843	1843
NORD-ØSTERDAL KRAFTLAG SA	0	0	0	552	552
NOTODDEN ENERGI NETT AS	0	711	0	1769	2480
PORSA KRAFTLAG AS	0	0	0	998	998
RAULAND KRAFTFORSYNINGSLAG SA	2236	11	0	1414	3660
RAUMA ENERGI AS	0	0	0	1730	1730
STANGE ENERGI NETT AS	448	0	0	3182	3630
STRANDA ENERGI AS	0	0	0	230	230
SVORKA ENERGI AS	967	62	0	1401	2430
TINFOS AS	35	0	0	1495	1530
USTEKVEIKJA KRAFTVERK DA	541	0	0	0	541
YARA NORGE AS	0	0	0	1296	1296

I lokalt distribusjonsnett gjeld det 7 selskap:

Selskap	Abonnementer	Km nett
MODALEN KRAFTLAG SA	420	33
HYDRO ENERGI AS	0	15
TINFOS AS	61	9
LYSE PRODUKSJON AS	138	84
YARA NORGE AS	40	47
MO INDUSTRIPARK AS	260	38
HERØYA NETT AS	31	115

3.3.3 Selskap som vert inkludert i DEA, men som ikkje får definere front for andre selskap

I det regionale distribusjonsnettet fins det selskap som kan inngå i DEA-analysene, men som ikkje kan definere front for andre selskap. Selskapet sin prestasjon vert framleis evaluert i DEA, men det kan altså ikkje bestemme kostnadsnormen for andre selskap. I praksis køyrer vi ein separat DEA-analyse, der selskapet kan vere på front, men der kun selskapet sitt eige resultat vert henta ut.

Grensa for å kunne vere frontelskap for andre er at total kostnad (basert på femårig gjennomsnitt) til DEA må vere på minimum 15 millionar kroner.

Det er 19 selskap som vert behandla på denne måten:

Selskap	5-årig snittkostnad
ALTA KRAFTLAG SA	5 252
ANDØY ENERGI AS	12 059
NORGESNETT AS	9 999
AS EIDEFOSS	13 832
LUOSTEJOK KRAFTLAG SA	5 831
LÆRDAL ENERGI AS	2 620
NORDKYN KRAFTLAG SA	5 134
REPVÅG KRAFTLAG SA	10 178
RØROS ELEKTRISITETSVERK AS	1 717
SELBU ENERGIVERK AS	3 639
SULDAL ELVERK KF	3 266
HARDANGER ENERGI AS	1 413
DRIVA KRAFTVERK	1 007
KRAFTVERKENE I ORKLA DA	7 975
GUDBRANDSDAL ENERGI NETT AS	9 390
TRØNDERENERGI KRAFT AS	9 124
VOSS ENERGI PRODUKSJON AS	6 826
MO INDUSTRIPARK AS	13 431
HERØYA NETT AS	11 778

Desse selskapa inngår ikkje i trinn 2-regresjonen. Det gjer heller ikkje selskap med ein gjennomsnittleg totalkostnad på under 7 millioner kroner. Selskap med ein gjennomsnittleg totalkostnad mellom 7 og 15 millioner kroner, som ikkje vert frontelskaper, behold vi i den ordinære DEA-kjøringa og inngår i trinn 2-regresjonen.

4. Rekalibrering – Korreksjon for tidlegare avvik

Ved fastsetting av inntektsrammene for 2016 vart det nytta KPI-justerte 2014-kostnadar som estimat på forventa kostnadar i 2016. På same måte som tidligare vil derfor inntektsramma for 2018 rekalibrerast for avviket mellom bransjen sine faktiske kostnadar i 2016 og kostnadsgrunnlaget som vart nytta i vedtak om inntektsrammer for 2016.

Korrigeringa kjem to år forsinka, og er derfor tillagt rente for 2016 og 2017, som var på høvesvis 6,32 % og 6,12 %.

Bransjen sitt faktiske kostnadsgrunnlag for 2016 er 775 millionar kroner lågare enn kostnadsgrunnlaget som vart lagt til grunn ved vedtak om inntektsrammer for 2016. Inntektsramma for 2018 vert derfor justert ned med dette beløpet pluss renter, som utgjer 877 millionar kroner.