

Infoskriv

Til: Omsetnadskonsesjonærar med inntektsramme

Frå: Seksjon for økonomisk regulering

Ansvarleg: Tore Langset

Dato:

Vår ref.:

Arkiv:

Kopi:

Infoskriv RMEØ-1/2018: Om berekning av inntektsrammer og kostnadsnorm for 2017

Dette infoskrivet forklarar korleis inntektsramma og kostnadsnormen vert berekna for 2017. Vi beskriv også berekning av referanserente, kraftpris og KPI.

Det er ingen endringar i metode sidan varsel om inntektsramme for 2017.

Innhald

1.	Om berekning av inntektsramme.....	3
2.	Forutsetningar for berekning av inntektsramme for 2017	4
2.1	Referanserente for 2017	4
2.1.1	Inflasjon.....	4
2.1.2	Swaprente.....	4
2.1.3	Kredittrisikopremie	4
2.1.4	Skattesats.....	4
2.1.5	Referanserente - 2017.....	4
2.1.6	Referanserente – 2015 og 2016	5
2.2	Referansepris på kraft for 2017.....	5
2.3	Systempris for 2015.....	7
2.4	KPI-justering	8
2.4.1	Prisjustering av drift- og vedlikehaldskostnader, inkl. utredningskostnader (KPI-lønn)	8
2.4.2	Prisjustering av KILE og grensesnittsnorm (KPI).....	8
3.	Om berekning av kostnadsnormen (K^*)	9
3.1	Trinn 1 - Kostnader som inngår i berekninga av kostnadsnorm.....	10
3.2	Trinn 2 – Berekning av koeffisientar.....	10
3.3	Faktoranalyse – for berekning av geografiindeksar i trinn 2.....	11
3.4	Særskilt fastsetting av kostnadsnorm	12
3.4.1	DEA og trinn 2-korrigerings.....	12
3.4.2	Selskap vert halde utanfor evaluering i DEA.....	12
3.4.3	Selskap vert evaluert i eigen modell.....	12
3.4.4	Selskap kan inngå i DEA, men ikkje definere front for andre selskap (regionalnett)	12
3.4.5	Selskap som vert halde utanfor evaluering i DEA	12
4.	Rekalibrering – Korreksjon for tidlegare avvik.....	13

1. Om berekning av inntektsramme

Nettselskapa sine årlege inntektsrammer vert fastsett etter følgande formel¹:

$$IR_t = 0,4K_t + 0,6K_t^* \quad (1)$$

- IR_t : Inntektsramme i år t (inntektsrammeåret).
- K_t : Kostnadsgrunnlaget.
- K_t^* : Kostnadsnormen. Denne reknast ut ved hjelp av samanliknande analysar av selskapa sine data frå år t-2.

Kostnadsgrunnlaget, K_t , i formel 1 vert fastsett etter denne formelen:

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

- DV : Drift- og vedlikehaldskostnadar. Disse inkluderer utbetalingar til kundar ved svært langvarige avbrot og individuelle KILE-avtalar. Inflasjonsjusterte pensjonskostnadar inngår som eit snitt for perioden 2012-2016. DV er justert med KPI-lønn².
- $KILE$: Denne omfattar ordinær KILE med unntak av individuelle KILE-avtalar. KILE er justert med ordinær KPI³.
- 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 referanserente.

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 2017.

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 11118, sssb.no

³ Tabell 03013, sssb.no

2. Forutsetningar for berekning av inntektsramme for 2017

2.1 Referanserente for 2017

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

Inflasjon er berekna som snitt av faktisk inflasjon frå dei to siste åra og anslått inflasjon for dei to komande åra. For 2017 vil det vera eit snitt av åra 2016, 2017, 2018 og 2019. Inflasjonen var på 3,6 % i 2016 og 1,8 % i 2017. SSB har anslått ein inflasjon på 1,9 % i 2018 og 2 % i 2019. Anslaga er sist oppdatert januar 2018. Snitt inflasjon for åra 2016-2019: **2,33 %**.

2.1.2 Swaprente

Snitt swaprente frå Nordea og DNB for 2017 var på: **1,48 %**.

2.1.3 Kredittrisikopremie

Snitt kredittrisikopremie frå Nordea og DNB for 2017 var på: **0,65 %**.

2.1.4 Skattesats

Skattesatsen i referanserenta skal tilsvare selskapsskatten fastsett i Stortingets årlege skattevedtak: **24 %**.

2.1.5 Referanserente - 2017

Basert på størrelsane over får vi ei referanserente for 2017 på **6,12 %**.

⁴ <http://www.ssb.no/nasjonalregnskap-og-konjunkturer/artikler-og-publikasjoner/konjunkturbunnen-er-nadd-oppgangen-bli-i-krabbegir?tabell=321157>

2.1.6 Referanserente – 2015 og 2016

Avviket mellom kostnadsgrunnlaget som vart lagt til grunn i vedtak om inntektsrammer for 2015 og dei faktiske kostnadene i 2015 vert tillagt renter for 2015 og 2015. Renta var på 6,32 % for både 2015 og 2016.

Om berekning av kredittpremien

I berekninga av kredittpremien i referanserenta, skal det i henhold til forskrift om kontroll av nettvirksomhet nyttast kredittspreader basert på kraftobligasjonar for norske kraftselskap med ein rating på minimum BBB+. Dataene leveres fra to av dei største bankane i Noreg. Frå og med 2017 kan ikkje bankane lenger offentliggjere skyggerating av kraftselskap. Bankane fortsett likevel å gjere kredittvurderingar av utstederar av kraftobligasjonar, og har same grunnlag for å vurdere kredittkvaliteten til desse selskapa som tidligare.

Vi held for tida på å vurdere om vi skal gjere endringar i referanserenta. I den forbindelse vil vi også gjere endringar i berekningen av kredittpremien, slik at det ikkje lenger vises til rating i forskrifta. Ein forskriftsendring vil først gjelde frå 2019. I berekningene av inntektsrammene for 2017 og 2018, må vi fastsette kredittpremien på anna grunnlag enn det som fremgår § 8-3, jf § 8-6. I desse åra vil vi benytte same metode som vi har brukt frem til og med 2016. Bankane vil tilstrebe å bruke observert kredittpremie for kraftselskap med tilsvarende kredittkvalitet som kraftselskap med offisiell kredittrating BBB+/Baa1 angitt av ratingbyråa S&P, Moody's, Fitch, Scope etc. Av dei sju selskapa som inngår i tala for estimert kredittpremie for 2017/2018 frå DNB, har 3 selskap offisiell rating. Vidare var kredittpremien for to av dei rata selskapa tilnærma lik premien for gjennomsnittet for heile gruppa, per 10. oktober 2017. Vi trur metoden vil fungere godt, også uten skyggerating.

2.2 Referansepris på kraft for 2017

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 månedleg bruttoforbruk i alminneleg forsyning.

	Bruttoforbruk i alminnelig forsyning	Vekta forbruk	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5
Januar	9 088 141	0,11	281,9	272,6	271,8	234,3	269,3
Februar	8 272 339	0,10	282,2	280,8	290,6	246,9	278,6
Mars	8 180 206	0,10	281,1	280,6	283,1	221,1	280,6
April	6 669 010	0,08	274,8	270,6	273,9	223,4	274,8
Mai	5 470 886	0,07	263,6	263,2	277,8	241,4	262,9
Juni	4 497 402	0,06	223,2	223,2	235,2	220,1	221,9
Juli	4 025 013	0,05	246,4	246,4	235,4	184,7	246,1
August	4 450 396	0,06	249,8	248,7	258,0	193,4	248,4
September	4 879 050	0,06	281,5	280,8	308,4	258,7	280,8
Oktober	6 408 009	0,08	259,4	255,0	269,1	265,5	259,4
November	8 008 012	0,10	301,0	300,5	307,1	306,0	300,3
Desember	9 248 247	0,12	306,0	306,0	296,9	290,6	306,0
Sum	79 196 711	1					
Volumveid pris			275,9	273,8	279,3	246,1	273,7
Volumveid pris, inkludert 11 kr/MWh			286,9	284,8	290,3	257,1	284,7

Tabell 1: Referansepris på kraft per prisområde for 2017

2.3 Systempris for 2015

Vi bruker systemprisen for 2015 for å rekne ut nettapkostnaden som inngår i DEA-analysen for distribusjonsnettet. Her har vi brukt månedlege systemprisar for 2015⁵, og vekta desse med månedleg bruttoforbruk i alminneleg forsyning⁶.

	Månadlege prisar	Bruttoforbruk i alminneleg forsyning	Vekta forbruk	Vekta pris
Januar	269,06	10311	0,11	30,08
Februar	250,85	9153	0,10	24,90
Mars	219,02	9133	0,10	21,69
April	216,22	7490	0,08	17,56
Mai	188,03	6885	0,07	14,04
Juni	126,33	5955	0,06	8,16
Juli	85,17	5530	0,06	5,11
August	120,25	5574	0,06	7,27
September	162,28	6071	0,07	10,68
Oktober	205,32	7667	0,08	17,07
November	230,61	8696	0,09	21,74
Desember	177,96	9758	0,11	18,83
Sum		92 223	1,00	
Vekta snitt av systempris for 2015				197,13
Systempris for 2015, inkl. tillegg på 11 NOK				208,13

Tabell 2: Systempris på kraft for 2015

Vi legger til grunn en systempris på kraft på **208,13 kr/MWh**, inkludert påslag på 11 kr/MWh, ved vedtak om inntektsramme for 2017.

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

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

2.4 KPI-justering

2.4.1 *Prisjustering av drift- og vedlikeholdskostnader, inkl. utredningskostnader (KPI-lønn)*

I varsel om inntektsramme for 2017 prisjusterast drift- og vedlikeholdskostnadene med KPI-lønn⁷ frå 2015 til 2017. Vi har tidligare brukt SSB sin tabell 03363, men frå og med 2015 er denne erstatta med tabell 11118. I den nye tabellen brukes 2015 som referanseår.

- KPI-lønn for 2015: **100,0**
- KPI-lønn for 2016: **102,8**
- KPI-lønn for 2017: **105,8**

2.4.2 *Prisjustering av KILE og grensesnittsnorm (KPI)*

I varsel om inntektsramme for 2017 prisjusterast KILE og grensesnittsnormen i distribusjonsnettet med den ordinære inflasjonen frå 2015 til 2017. Vi har tidligare brukt SSB sin tabell 08184, men frå og med 2015 er denne erstatta med tabell 08981. I den nye tabellen brukes 2015 som referanseår.

- KPI for 2015: **139,8**
- KPI for 2016: **103,6**
- KPI for 2017: **105,5**

⁷ Prisjustering av andre tenester med arbeidslønn som dominerande prisfaktor.

3. Om berekning av kostnadsnormen (K^*)

Vi reknar ut separate kostnadsnormer for distribusjonsnett og regionalnett. Kostnadsnormane bereknast i to trinn:

- Trinn 1: Her nyttar vi DEA for å måle forholdet mellom nettselskapa sine oppgåver og kostnadar i 2015. Dette forholdet målar vi deretter mot ein front som er basert på snitt av kostnadar og oppgåver for perioden 2011-2015. Selskapa får tildelt eit DEA-resultat som angir korleis dei presterar i forhold til fronten. Oppgåvene for distribusjonsnett og regional- og sentralnett er lista høvesvis i Tabell 3 og Tabell 4.
- Trinn 2: Her nyttar vi regresjonsanalyse for å kunne korrigere DEA-resultata frå trinn 1 for geografiske rammevilkår. Rammevilkår som inngår i regresjonen for distribusjonsnett og regional- og sentralnett er lista høvesvis i Tabell 3 og Tabell 4.

Trinn 1 – DEA- modell	Forkorting
Kilometer høgspennnett	ld_hv
Tal på nettstasjonar	ld_gs
Tal på abonnentar	ld_sub
Trinn 2 – regresjonar	
Del jordkablar	dg_hvugs
Del luftlinjer i barskog med høg og særskild høg bonitet	dg_s4
Geo 1: Helling, småkraft og del luftlinjer i løvskog	dg_geo1
Geo 2: (Referansevind / kystavstand), tal på øyer og del sjøkabel	dg_geo2
Geo 3: Snø, mørketid, islast og temperatur	dg_geo3

Tabell 3: Kostnadsnormmodell for distribusjonsnett

Trinn 1 – DEA- modell	Forkorting
Vekta verdi luftlinjer inkl. merking av luftfartshinder	r_wv.ol
Vekta verdi jordkablar	r_wv.uc
Vekta verdi sjøkablar	r_wv.sc
Vekta verdi grensesnitt: transformatorar, brytarar og kompenseringsanlegg	r_wv.ss
Trinn 2 – regresjonar	
Geo 3R: Helling og skog med høg og særskild høg bonitet	rg_geo1

Tabell 4: Kostnadsnormmodell for regional- og sentralnett

3.1 Trinn 1 - Kostnader som inngår i berekninga av kostnadsnorm

Dei totale kostnadene er summen av DV, KILE, avskrivningar, nettap og avkasting på bokført kapital. Nettapskostnaden bereknast ved at det fysiske nettapet multipliserast med systemprisen for 2015 (jf. kap. 2.3). Vi bruker NVE-renta for 2017 for å berekne avkasting på bokført kapital (jf. kap. 2.1.5).

Meirkostnadene for nettselskapa som er pålagt ansvar for kraftsystemutredninga eller KDS held vi separat frå dei kostnadane som inkluderast i DEA. I regionalnettet held vi også nettapskostnadane utanfor DEA.

I distribusjonsnettet bereknast ein normkostnad for anlegg i grensesnitt opp mot regionalnettet, og denne skal trekkjast frå kostnadene som vert inkludert i DEA. Vi bereknar normkostnaden med utgangspunkt i det oppdaterte vektsystemet. Det er den vekta verdien som trekkjast frå selskapets totalkostnad, noko som inneber at prisen per eining grensesnitt er lik 1.

3.2 Trinn 2 – Berekning av koeffisientar

I trinn 2 køyrer vi først ein regresjon med DEA-resultat som avhengig variabel og rammevilkåra som uavhengige variablar. Koeffisientane frå regresjonen bestemmer kor stor betydning eller «pris» kvart rammevilkår får.

Tabell 5 og tabell 6 viser resultatata frå regresjonsanalysane i trinn 2.

Source	SS	df	MS	Number of obs =	114
Model	.857592054	5	.171518411	F(5, 108) =	23.32
Residual	.794439395	108	.00735592	Prob > F =	0.0000
Total	1.65203145	113	.014619747	R-squared =	0.5191
				Adj R-squared =	0.4969
				Root MSE =	.08577

d_score_bs100	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]
dm_dr_hsjordand	-.2586896	.068105	-3.80	0.000	-.3936854 - .1236937
dm_dr_s4	-.424026	.1015232	-4.18	0.000	-.6252625 - .2227895
dm_dr_Geo1	-.0358872	.0059106	-6.07	0.000	-.0476031 - .0241714
dm_dr_Geo2	-.0642867	.008366	-7.68	0.000	-.0808696 - .0477039
dm_dr_Geo3	-.0161554	.0067446	-2.40	0.018	-.0295244 - .0027864
_cons	.7642583	.0123802	61.73	0.000	.7397186 .7887979

Tabell 5: Resultat frå regresjon i trinn 2, distribusjonsnettet

```
. regress r_score_bs100 dm_rr_Geo3 if r_til2trinn==1 & aar==curr_aar-1 & rr_out==0
```

Source	SS	df	MS			
Model	.218806581	1	.218806581	Number of obs =	38	
Residual	.774954517	36	.021526514	F(1, 36) =	10.16	
Total	.993761098	37	.026858408	Prob > F =	0.0030	
				R-squared =	0.2202	
				Adj R-squared =	0.1985	
				Root MSE =	.14672	

r_score_~100	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
dm_rr_Geo3	-.0683295	.0214321	-3.19	0.003	-.1117958	-.0248632
_cons	.7449739	.0248335	30.00	0.000	.6946092	.7953386

```
. scalar r_par_rr_Geo3 = _b[dm_rr_Geo3]
```

Tabell 6: Resultat frå regresjon i trinn 2, regionalnettet

3.3 Faktoranalyse – for berekning av geografiindeksar i trinn 2

NVE brukar faktoranalyse for å berekne dei samansette geografiindeksane i dei to modellane. Faktoranalyse er ein 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.

Tabell 7 viser korleis geografiindeksane er samansett av PCA-scora:

Geo1 «Fjellbekk», distribusjonsnett	Forkorting
Helling: Snitt helling i kartrutene der selskapet har nettverkskomponentar.	dg_inc.av
Løvsog: Eit mål på mengd løvsog.	dg_f7
Småkraft: Størrelsesuavhengig mål på installert småkraftytelse i konsesjonsområdet.	dg_sppc.sz

Geo2 «Øyvind», distribusjonsnett	Forkorting
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.	dg_isl
Del sjøkabel.	dg_hvss

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

Geo3R «HelSkog», regionalnett	Forkorting
Skog: Eit mål på mengd skog.	rg_inc.av
Helning: Snitt helling i kartrutene der selskapet har nettverkskomponentar.	rg_f12

Tabell 7: Samansetning av geografiindeksar

3.4 Særskilt fastsetting av kostnadsnorm

Dei fleste nettselskapa får berekna kostnadsnorm med DEA-analyse og trinn 2-korrigering, men for små og spesielle selskap har vi utarbeida alternative måtar å berekne kostnadsnormen på. Vi har publisert ei Excel-bok på internett som viser kva for nokon selskap som evaluerast på dei ulike måtane.

3.4.1 DEA og trinn 2-korrigering

Dette er den mest normale måten å berekne kostnadsnorm på. Desse selskapa vert inkludert i alle ledda.

3.4.2 Selskap vert halde utanfor evaluering i DEA

3.4.3 Selskap vert evaluert i eigen modell

Vi har spesifikke kriterier for kva selskap som skal evaluerast i ein eigen modell. I distribusjonsnett det selskap med færre enn 500 abonnentar eller mindre enn 100 km høgspennnett som inngår i ein eigen modell. I regionalnettet er det selskap med mindre enn 4000 i total oppgåve eller med 0 km luftlinjer som inngår i ein eigen modell. I denne modellen måler vi selskapa mot sitt eget historiske snitt (5-årig).

3.4.4 Selskap kan inngå i DEA, men ikkje definere front for andre selskap (regionalnett)

Kriteriet for at et selskap skal kunne definere front i regionalnettsmodellen er at selskapet har ein total kostnad (basert på femårig gjennomsnitt) til DEA på minimum 15 millionar kroner. Selskap som ville vorte frontselskaper utan dette kriteriet tar vi ut og evaluerar i ein separat DEA-modell. På denne måten påverkar ikkje selskapet dei andre selskapa sine DEA-resultat.

Selskap med snitt totalkostnad på under 7 millionar kroner og som ikkje vert frontselskap beheld vi i den ordinære DEA-modellen. Desse vert ikkje inkludert i trinn 2.

Selskap med snitt totalkostnad mellom 7 og 15 millionar kroner og som ikkje blir frontselskap beheld vi i den ordinære DEA-modellen. Desse inngår også i trinn 2. Dette bidrar til et breiare datagrunnlag og betre estimat på betydinga av dei ulike rammevilkåra.

Det er gjort unntak for eitt selskap frå dette kriteriet. Trønderenergi Kraft AS ligg nær grenseverdien for om selskapet skal inngå i ei ordinær DEA-køyring og steg 2-regresjonen. Vidare vil kombinasjonen av data om rammevilkår og utrekna effektivitet i steg 1 for selskapet ha stor innverknad på dei estimerte koeffisientane i steg 2. Trønderenergi Kraft AS er difor utelatne i ordinær DEA og steg 2-regresjonen. Dette skuldast også at minkande totalkostnad er lågare enn 7 millionar kroner i 2015. Dette er i tråd med praksis frå tidlegare utrekningar.

3.4.5 Selskap som vert halde utanfor evaluering i DEA

For at eit selskap skal verte halde utanfor DEA-evaluering må selskapet ha 0 i definert oppgåvemengd eller store årlege variasjonar i data.

4. Rekalibrering – Korreksjon for tidlegare avvik

Ved fastsetting av inntektsrammane for 2015 vart det nytta KPI-justerte 2013-kostnadar som estimat på forventa kostnadar i 2015. På same måte som tidligare vil derfor inntektsrammen for 2017 rekalibrerast for avviket mellom bransjen sine faktiske kostnadar i 2015 og kostnadsgrunnlaget som vart nytta i vedtak om inntektsrammer for 2015.

Korrigeringa kjem to år forsinka, og er derfor tillagt rente for 2015 og 2016. Renta var på 6,32 % for begge desse åra.

Bransjen sitt faktiske kostnadsgrunnlag for 2015 er 1 187 191 tusen kroner lågare enn kostnadsgrunnlaget som vart lagt til grunn ved vedtak om inntektsrammer for 2015. Inntektsrammen for 2017 vert derfor justert ned med dette beløpet.