

## Infoskriv

Til: Omsetningskonsesjonærer med inntektsramme

Fra: Seksjon for økonomisk regulering

Ansvarlig: Tore Langset

Dato: 4.12.2015

Vår ref.: NVE 201605452-5

Arkiv:

Kopi:

Middelthuns gate 29

Postboks 5091 Majorstua  
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95

Telefaks: 22 95 90 00

E-post: nve@nve.no

Internett: www.nve.no

Org. nr.:

NO 970 205 039 MVA

Bankkonto:

7694 05 08971

## Infoskriv ETØ-5/2016: Om beregning av inntektsrammer og kostnadsnorm for 2017

I dette infoskrivet beskrives det kort hvordan inntektsrammen blir beregnet for 2017. Det er ingen endringer i metoden siden inntektsrammen for 2016. Hvilke forutsetninger og beregninger som ligger til grunn for referanserente, kraftpris og KPI er beskrevet i slutten av skrevet.

### Om beregningene av inntektsrammene

Nettselskapenes årlige inntektsrammer blir fastsatt etter bestemmelsene i forskrift av 11.3.1999 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffier (forskrift om kontroll av nettvirksomhet). Av denne følger det at inntektsrammen skal beregnes etter følgende formel:

$$IR_t = 0,4K_t + 0,6K_t^*$$

$IR_t$  er inntektsramme i år  $t$ .  $K_t$  er kostnadsgrunnlaget for det enkelte nettselskap.  $K_t^*$  er kostnadsnormen for selskapet som fremkommer som et resultat av sammenlignende analyser av selskapene basert på data fra år  $t-2$ , og som inkluderer KILE-kostnader.

Kostnadsgrunnlaget,  $K_t$  i formelen over, fremkommer etter følgende formel:

$$K_t = DV_t \times \frac{KPI - lønn_t}{KPI - lønn_{t-2}} + KILE_t \times \frac{KPI_t}{KPI_{t-2}} + NT_{t-2} \times P_t + AVS_{t-2} + AKG_{t-2} \times r_{NVE}$$

$DV$  står for drift- og vedlikeholdskostnader, og er inklusive utbetalinger til kunder ved svært langvarige avbrudd og individuelle KILE-avtaler.  $KILE$  omfatter ordinær KILE med unntak av individuelle KILE-avtaler.  $KPI$  står for konsumprisindeksen.  $DV$  er justert for KPI-lønn<sup>1</sup> mens  $KILE$  er justert for ordinær KPI<sup>2</sup>.  $NT$  er overføringstap (i MWh), og  $P$  er referansepris på kraft.  $AVS$  står for avskrivninger,  $AKG$  er avkastningsgrunnlag (inkludert 1 % for arbeidskapital) og  $r$  er referanserenta.

Inflasjonsjusterte pensjonskostnader inngår som et gjennomsnitt for perioden 2011-2015 i kostnadsgrunnlaget for 2017 på følgende måte: for hvert år i perioden 2011-2013 inngår et gjennomsnitt av årene 2007-2013 (alle de tre årene er like i gjennomsnittsberegningen bortsett fra

<sup>1</sup> Tabell 03363, ssb.no

<sup>2</sup> Tabell 03014, ssb.no

inflasjonsjusteringen). 2014 og 2015 er dermed de eneste årene som gjør at gjennomsnittet avviker fra snittet for 2007-2013.

På NVEs internettsider ligger også eget notat med veiledning til hvordan selskapenes økonomiske og tekniske rapportering i eRapp benyttes når kostnadsgrunnlaget og kostnadsnormen skal beregnes. Der fremgår det blant annet hvilke poster i eRapp de ulike kostnadselementene er hentet fra.

## Om beregning av kostnadsnormen, $K^*$

Kostnadsnormene beregnes i to trinn: et trinn som benytter DEA og et trinn som benytter regresjonsanalyse. I DEA måles forholdet mellom nettselskapenes oppgaver og kostnader for 2015 mot gjennomsnittlige kostnader og oppgaver for perioden 2011-2015. De totale kostnadene er summen av DV, KILE, avskrivninger, nettap og avkastning på bokført kapital. Nettapskostnaden beregnes ved at det fysiske nettapet multipliseres med et volumveid gjennomsnitt av systemprisen på NordPool for 2015. Videre er NVE-renten for 2015 lagt til grunn ved beregning av avkastning på bokført kapital.

Merkostnadene for nettselskapene som er pålagt ansvar for kraftsystemutredninger eller KDS holdes utenfor kostnadene som inkluderes i DEA. I regionalnettet holdes også nettapskostnadene utenfor kostnadene som inkluderes i DEA. I distribusjonsnettet beregnes en normkostnad for anlegg i grensesnitt opp mot regionalnettet, og denne trekkes fra kostnadene som inkluderes i DEA. Normkostnaden er beregnet med utgangspunkt i det oppdaterte vektsystemet. Det er den vektete verdien som trekkes fra selskapets totalkostnad, noe som innebærer at prisen per enhet grensesnitt er lik 1.

### Om trinn 2

I trinn 2 korrigeres DEA-resultatene for ulike typer rammevilkår. Et selskap vil få en oppjustering av sitt DEA- resultat dersom selskapet har vanskeligere rammevilkår enn mønsterselskapet. Dersom selskapet har lettere rammevilkår enn mønsterselskapet vil DEA-resultatet bli tilsvarende nedjustert. Parameterne i korrigeringen bestemmes ved regresjonsanalyse og resultatene fra disse er gjengitt i tabell 4 og tabell 5.

**Tabell 1. Kostnadsnormmodell for distribusjonsnett**

<i>Trinn 1 – DEA- modell</i>	<i>Forkortelse</i>
Antall kilometer høyspentnett	d_hs
Antall nettstasjoner	d_ns
Antall abonnementer	d_ab
<i>Trinn 2 – regresjoner</i>	
Andel jordkabler	dr_hsjordand
Andel luftlinjer i barskog med høy og særs høy bonitet	dr_s4
Geo 1: Helning, småkraft og andel luftlinjer i løvskog	dr_geo1
Geo 2: (Referansevind / kystavstand), antall øyer og andel sjøkabel	dr_geo2
Geo 3: Snø, mørketid, islast og temperatur	dr_geo3

**Tabell 2. Kostnadsnormmodell for regional- og sentralnett**

<i>Trinn 1 – DEA- modell</i>	<i>Forkortelse</i>
Vektet verdi luftlinjer inkl. merking av luftfartshinder	r_vluft
Vektet verdi jordkabler	r_vjord
Vektet verdi sjøkabler	r_vsjo
Vektet verdi grensesnitt: transformatorer, brytere og kompenseringсанlegg	r_vgrs
<i>Trinn 2 – regresjoner</i>	
Geo 3R: Helning og skog med høy og særs høy bonitet	rr_geo3

### Faktoranalyse

NVE har benyttet faktoranalyse for å beregne de sammensatte geografiindeksene i de to modellene. Faktoranalyse er en samlebetegnelse for statistiske metoder som analyserer samvariasjon mellom variabler. Slike analyser brukes blant annet for å redusere lineært korrelerte variabler. Vi har benyttet principal component analysis (PCA) hvor det utledes en faktor som maksimalt utnytter variasjonen i de underliggende enkeltvariablene.

I tabell 3 viser vi koeffisientene som variablene er vektet sammen med i hver geografiindeks.

**Tabell 3. Oversikt over sammensetning av geografiindeksene**

<b>Geo1 «Fjellbekk»</b>	Koeffisient
Helning, dr_he1	0,167
Løvskog, dr_s7	6,672
Småkraft, dr_skysz	1080,130
Konstant	-2,611

<b>Geo2 «Øyvind»</b>	Koeffisient
Vind dividert med avstand til kyst, dr_vr2_k2lukk	0,838
Antall øyer , dr_aeoy1sz	3615,106
Andel sjøkabel, dr_hssjoand	11,763
Konstant	-0,655

<b>Geo3 «Frost»</b>	Koeffisient
Gjennomsnittlig nedbør som snø, dr_snog	0,004
Mørketid, breddegrad >= 65,9 , dr_brgrad_gjsn	0,391
Gjennomsnittlig islast, dr_is_gjsn	0,018
Gjennomsnittlig årsmiddeltemperatur (negativ), dr_tempneg	0,254
Konstant	-26,809

Geo3R «HelSkog»	Koeffisient
Samlet skog , rr_s12	0,189
Helning , rr_he1	4,787
Konstant	-3,345

## Trinn 2 koeffisienter

I beregningen av trinn 2 koeffisientene er selskaper som kan karakteriseres som utligger utelatt fra regresjonen i trinn 2. I tabell 4 og tabell 5 vises resultatene fra regresjonsanalysene i trinn 2.

**Tabell 4. Resultat fra trinn 2-modell for distribusjonsnett**

```
. regress d_score_bs100 dm_dr_hsjordand dm_dr_s4 dm_dr_Geo1 dm_dr_Geo2 dm_dr_Geo3 ///
> if aar==curr_aar-1 & d_til2trinn==1 & dr_out==0
```

Source	SS	df	MS			
Model	.82107777	5	.164215554	Number of obs =	114	
Residual	.782449882	108	.007244906	F( 5, 108) =	22.67	
Total	1.60352765	113	.01419051	Prob > F =	0.0000	
				R-squared =	0.5120	
				Adj R-squared =	0.4895	
				Root MSE =	.08512	

  

d_score_bs100	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
dm_dr_hsjordand	-.251982	.0674993	-3.73	0.000	-.3857774	-.1181866
dm_dr_s4	-.4306665	.1008531	-4.27	0.000	-.6305748	-.2307582
dm_dr_Geo1	-.0352544	.0058721	-6.00	0.000	-.046894	-.0236148
dm_dr_Geo2	-.0616081	.008152	-7.56	0.000	-.0777668	-.0454494
dm_dr_Geo3	-.0160264	.0066713	-2.40	0.018	-.0292502	-.0028027
_cons	.7645047	.0123423	61.94	0.000	.7400402	.7889692

For noen selskaper har rammevilkårsvariablene blitt oppdatert som følge av oppdatert informasjon om nettanlegg.

**Tabell 5. Resultat fra trinn 2-modell for regionalnett**

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

Source	SS	df	MS			
Model	.211989344	1	.211989344	Number of obs =	36	
Residual	.662134656	34	.019474549	F( 1, 34) =	10.89	
Total	.874124	35	.024974971	Prob > F =	0.0023	
				R-squared =	0.2425	
				Adj R-squared =	0.2202	
				Root MSE =	.13955	

  

r_score_~100	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
dm_rr_Geo3	-.0684784	.0207554	-3.30	0.002	-.1106584	-.0262984
_cons	.7206924	.0238618	30.20	0.000	.6721993	.7691855

NVE vil oppdatere beregningene som ligger til grunn både for geografiindeksene og for trinn 2 regresjonene når de endelige inntektsrammene skal vedtas i 2018. NVE begrunner dette med at faktorene og koeffisientene i trinn 2 på lik linje med DEA-resultatene vil kunne påvirkes ved endringer i

grunnlagsdata. For faktoranalysen består grunnlagsdata hovedsakelig av geografiske data, men også data på småkraft og kabelandeler inngår i rammevilkårsvariablene.

### **Kriterier for DEA-analysene**

NVE opererer hovedsakelig med to typer særbehandling: enten holde selskapet utenfor evaluering i DEA eller evaluere selskapet i egen modell. I tillegg er det en tredje tilnærming i regionalnettsanalysene der selskaper evalueres i DEA, men ikke får lov å definere fronten for andre selskaper.

#### *Selskaper som holdes utenfor evaluering i DEA*

Det er selskaper med 0 i definert oppgavemengde eller selskaper med store endringer i data fra år til år som holdes helt utenfor evaluering. For 2017 dreier dette seg om totalt 11 selskaper.

#### *Selskaper som evalueres i egen modell*

NVE har definert kriterier for selskaper som skal evalueres i alternativ kostnadsnormmodell. I distribusjonsnett er dette selskaper med færre enn 500 abonnemeter eller mindre enn 100 km høyspentnett. I regionalnettet inngår selskaper med mindre enn 4000 i total oppgave eller har 0 km luftlinjer. Disse selskapene blir målt mot sitt eget gjennomsnitt, og i 2017 er det totalt 24 selskaper som evalueres med denne modellen.

#### *Selskaper som ikke får definere front i DEA-modellen i regionalnett*

Kriteriet for at et selskap skal kunne definere front i regionalnettsmodellen er at selskapet har en total kostnad (basert på femårig gjennomsnitt) til DEA på minimum 15 millioner kroner. Selskaper som ville blitt frontselskaper uten dette kriteriet tas ut og evalueres i en separat DEA-modell slik at selskapet ikke påvirker andre selskapers DEA-resultat.

Selskaper med en gjennomsnittlig totalkostnad på under 7 millioner kroner og som ikke blir frontselskap beholdes i den ordinære DEA-modellen, men inkluderes ikke i trinn 2.

Selskaper med en gjennomsnittlig totalkostnad mellom 7 og 15 millioner kroner og som ikke blir frontselskaper beholdes i den ordinære DEA-modellen og inngår i trinn 2-regresjonen. Dette bidrar til et bredere datagrunnlag og bedre estimater på betydningen av rammevilkår.

Det er 19 selskaper som ikke får definere front eller inngå i trinn 2 i modellen ved beregning av kostnadsnormer for 2017.

NVE har publisert en Excel-bok på internett som viser hvilke selskaper som evalueres på de ulike måtene.

### **Re-kalibrering av avvik mellom faktisk kostnadsgrunnlag for 2015 og kostnadsgrunnlag fra vedtak 2015**

Ved fastsettelse av inntektsrammene for 2015 ble det benyttet KPI-justerte 2013-kostnader som et estimat på forventede kostnader i 2015. På samme måte som tidligere vil derfor inntektsrammen for 2017 re-kalibreres for avviket mellom bransjens samlede faktiske kostnader i 2015 og kostnadsgrunnlaget som er benyttet i vedtaket om inntektsrammer for 2015.

Korrigeringen kommer to år forsinket, og er derfor tillagt rente for 2015 og 2016. For 2015 er NVE-renta benyttet. For 2016 er det benyttet et anslag på NVE-renta på 6,25 %.

Bransjens faktiske kostnadsgrunnlag er lavere enn kostnadsgrunnlaget som ble lagt til grunn ved vedtak om inntektsrammer for 2015.

## Referanserente, referansepris på kraft, systempris til DEA og inflasjon

### Referanserenten

*Referanserente for 2017*

Rentemodellen ser slik ut:

$$r = (1 - G) \times \left[ \frac{Rf + Infl + \beta_e \times MP}{1 - s} \right] + G \times (Swap + KP)$$

*G: fast gjeldsandel fastsatt til 60 prosent*

*Rf: fast nøytral realrente fastsatt til 2,5 prosent*

*Infl: årlig justering for inflasjon beregnet som gjennomsnittet av de to siste årenes faktiske inflasjon basert på KPI og anslag for inflasjon de to neste årene. Alle tall publisert av SSB. Dersom beregnet gjennomsnitt er negativt settes det til null.*

*$\beta_e$ : egenkapitalbeta fastsatt til 0,875*

*MP: fast markedspremie fastsatt til 5 prosent*

*Swap: årlig gjennomsnitt av 5-årig swaprente hos to av de største bankene i Norge*

*KP: årlig gjennomsnittlig bransjespesifikk kredittrisikopremie, som fremkommer av spreaden mellom 5-årige kraftobligasjoner og 5-årige swaprenter beregnet av to av de største bankene i Norge. Kraftobligasjonene skal tilhøre kraftselskaper med en rating på minimum BBB+*

*s: skattesats lik gjeldende skattesats for nettselskaper*

Inflasjon (KPI-vekst), swaprente og kredittpåslag for 2017 må estimeres.

Inflasjon fastsettes på bakgrunn av ett gjennomsnitt av de to siste årenes faktiske inflasjon og anslag for de to neste årene. For 2017 vil det være et gjennomsnitt av årene 2016, 2017, 2018 og 2019. Til varsel 2017 er ingen av disse parameterne kjent. SSB har anslått en inflasjon på 3,4 % i 2016, 2 % i 2017, 2,1 % i 2018 og 2 % i 2019. Anslagene er sist oppdatert september 2016.

Gjennomsnittlig inflasjon for årene 2016-2019 blir da 2,38 %.

For å estimere swaprenten for 2017 benytter NVE de nyeste dataene. Vi mener disse gir det beste bildet på hva man kan forvente at swaprenten vil ligge på i fremtiden og man vil uansett ikke treffe på hva renten for 2017 faktisk blir. NVE har benyttet swaprenten fra Nordea og DNB per 30. september 2016 på 1,25 %. Til sammenligning var gjennomsnittlig swaprente i perioden jan-sep 2016 på 1,09 %.

Vi bruker samme tilnærming som swaprenten til å estimere kredittpåslaget for 2017: kredittpåslaget fra Nordea og DNB per 29. september 2016 var i gjennomsnitt på 0,78 %. Det gjennomsnittlige kredittpåslaget for perioden jan-sep 2016 var 1,09 %. Kredittpåslaget har falt gjennom året.

Skattesatsen i referanserenten skal tilsvare selskapsskatten fastsatt i Stortingets årlige skattevedtak. I Statsbudsjett for 2017 er det foreslått å endre denne satsen fra 25 til 24 prosent, men siden dette ikke er vedtatt, bruker vi 25 prosent i varslet referanserente.

Basert på de estimerte størrelsene får vi en **referanserente for 2017 før skatt på 6,15 %**.

#### *Referanserente for 2016*

Avviket mellom kostnadsgrunnlaget som ble lagt til grunn i vedtak om inntektsrammer for 2015 og de faktiske kostnadene i 2015 blir tillagt renter for 2015 og 2016. Renten for 2015 var på 6,32 %. Renten for 2016 er ennå ikke kjent, men vi har estimert den på bakgrunn av data i perioden jan-sep 2016:

<b>Månedlige snitt 2016</b>	<b>SWAP</b>	<b>Kreditt- påslag</b>
Jan	1,16	1,30
Feb	1,10	1,34
Mar	1,03	1,33
Apr	1,05	1,15
Mai	1,19	1,04
Jun	1,04	0,98
Jul	0,94	0,97
Aug	1,10	0,85
Sep	1,21	0,80
<b>Gjennomsnitt jan-sep</b>	<b>1,09</b>	<b>1,09</b>
<b>Estimert referanserente</b>	<b>6,25</b>	

#### **Referansepris på kraft**

I henhold til forskrift om kontroll av nettvirksomheten skal det som årlig referansepris på kraft benyttes en volumveid månedspris tillagt et påslag på 11 NOK/MWh. Månedspris er gjennomsnittlig aktuell lokal områdepris fra markedsplasskonsesjonæren.

Den endelige prisen er ikke kjent før etter utgangen av 2017, og det må derfor gjøres et estimat for denne. NVE benytter forwardpriser for 2017 som et estimat på referanseprisen. I estimatet legges kvartalsvise *systempriser* (ikke områdepriser) for 2017 til grunn. Det vil ikke være mulig å predikere fremtidige områdepriser fordi en ikke har informasjon om flaskehalser og andre løpende forhold i kraftsystemet som er avgjørende for områdeprisene.

NVE har i forhåndsberegningen benyttet kvartals-forwardpriser for 2017 (ENOQ1-4 – 2017) slik de er notert per 28.11.2016. Disse vektet så sammen med kvartalsvis forbruk, der det benyttes et snitt for brutto forbruk per kvartal i alminnelig forsyning for 2002-2015.

Dette gir følgende resultater:

	Forwardkontrakt	Pris per 28.11.2016, Euro/MWh	Pris per 28.11.2016, NOK/MWh	Syst.pris inkl. påslag	Vekt	Vektet pris
1. kvartal	ENOQ1-17	36	326,52	337,52	0,32	107,75
2. kvartal	ENOQ2-17	25,4	230,38	241,38	0,21	50,63
3. kvartal	ENOQ3-17	22,65	205,44	216,44	0,18	38,76
4. kvartal	ENOQ4-17	25,78	233,82	244,82	0,29	71,47
						<b>268,61</b>
1 Euro = 9,07 NOK per 25.11.2016						

NVE har dermed lagt til grunn en **referansepris på kraft på 268,61 kr/MWh**, inkludert påslag på 11 kr/MWh, i denne forhåndsberegningen av varsel om inntektsrammer for 2017.

### Inflasjonsjustering

#### KPI

I vedtak om inntektsramme for 2017 skal vi benytte konsumprisindeks (KPI) for 2017 og 2015,  $KPI_{2017}/KPI_{2015}$ , for inflasjonsjustering av KILE (§ 9-2) og for normen knyttet til grensesnittet i distribusjonsnett. KPI for 2017 er ikke kjent ved utsendelse av varselet, og det må derfor benyttes et estimat. Det er KPI totalindeks som benyttes.

- KPI for 2015: **139,8**
- KPI for 2016: **144,6** (basert på SSBs prognoser for KPI-vekst i 2016 på 3,4%)
- KPI for 2017: **147,4** (basert på SSBs prognoser for KPI-vekst i 2017 på 2,0 %)

NVE benytter en **estimert KPI for 2017 på 147,4**.

#### Prisjustering av drift- og vedlikeholdskostnader (KPI-lønn)

I vedtak om inntektsramme for 2017 skal vi benytte prisindeksen «Andre tjenester med arbeidslønn som dominerende prisfaktor<sup>3</sup>» (heretter omtalt som KPI-lønn) for 2017 og 2015,  $KPI\text{-l\o}nn_{2017}/KPI\text{-l\o}nn_{2015}$ , for inflasjonsjustering av drift- og vedlikeholdskostnader (DV) samt utredningskostnader. KPI-lønn for 2017 er ikke kjent ved utsendelse av varselet, og det må derfor benyttes et estimat. NVE mener at SSBs prognose på utvikling i årslønn<sup>4</sup> er mest hensiktsmessig for å fremskrive KPI-lønn.

- KPI-lønn for 2015: **215,7**
- KPI-lønn for 2016: **220,7** (basert på SSB prognoser for vekst i årslønn i 2016 på 2,3 %)
- KPI-lønn for 2017: **226,6** (basert på SSB prognoser for vekst i årslønn i 2017 på 2,7 %)

NVE benytter en **estimert KPI-lønn for 2017 på 226,6**.

<sup>3</sup><https://www.ssb.no/statistikkbanken/SelectVarVal/Define.asp?MainTable=KPILevAar&KortNavnWeb=kpi&PLanguage=0&checked=true>

<sup>4</sup><http://www.ssb.no/nasjonalregnskap-og-konjunkturer/artikler-og-publikasjoner/to-ars-oljedatur-kan-naerme-seg-slutten?tabell=286233>



## Systemprisen for 2015

Nettapskostnaden for 2015 som inngår i de sammenlignende analysene (DEA) for distribusjonsnettet baseres på systemprisen for kraft for 2015 slik den fremkommer hos Nord Pool Spot AS.

NVE har i dette varselet benyttet månedlige systempriser for 2015 og benyttet disse for de respektive månedene i året. Disse vektet med månedlig bruttoforbruk i alminnelig forsyning<sup>5</sup>. Dette gir følgende resultater:

2015	Elspot månedlige priser	Bruttoforbruk i alminnelig forsyning	Vektet forbruk	Vektet pris
jan	269,06	10311	0,11	30,08
feb	250,85	9153	0,10	24,90
mars	219,02	9133	0,10	21,69
apr	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
aug	120,25	5574	0,06	7,27
sep	162,28	6071	0,07	10,68
okt	205,32	7667	0,08	17,07
nov	230,61	8696	0,09	21,74
des	177,96	9758	0,11	18,83
Sum 2015		<b>92223</b>	<b>1</b>	
Vektet gjennomsnittlig systempris 2015				197,13
<b>Systempris inkl. tillegg på 11 NOK</b>				<b>208,13</b>

NVE vil dermed legge til grunn en systempris på kraft for 2015, tillagt et påslag på 11 NOK, på **208,13 kr/MWh** i varsel om inntektsrammer for 2017.

<sup>5</sup> [https://www.nve.no/Media/4924/tabell-5-\\_oktober-2016.pdf](https://www.nve.no/Media/4924/tabell-5-_oktober-2016.pdf)