

Infoskriv

Til: Omsetningskonsesjonærer med inntektsramme

Fra: Seksjon for økonomisk regulering

Ansvarlig: Tore Langset

Dato: 27.11.2014

Vår ref.: NVE 201406641-1

Arkiv: 201406641-1

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-4/2014 Om beregning av inntektsrammer og kostnadsnorm for 2015

I dette rundskrivet beskrives det kort hvordan inntektsrammen blir beregnet. I tillegg beskrives forutsetningene og beregningene som ligger til grunn for referanserenta, kraftpris og KPI.

Om beregningene av inntektsrammene

Nettselskapenes årlige inntektsrammer blir fastsatt etter bestemmelsene i forskrift av 11.3.1999 nr. 302 om økonomisk og tekniske rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer (kontrollforskriften). Av kontrollforskriften 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:

$$K_t = (DV_{t-2} + KILE_{t-2}) \times \frac{KPI_t}{KPI_{t-2}} + NT_{t-2} \times P_t + AVS_{t-2} + AKG_{t-2} \times r_{NVE}$$

DV står for drifts- og vedlikeholdskostnader, og er inklusive utbetalinger til kunder ved svært langvarige avbrudd og individuelle KILE- avtaler. $KILE$ står for et KILE- beløp som omfatter ordinær KILE med unntak av individuelle KILE- avtaler. KPI står for konsumprisindeksen. NT er overføringstap (i MWh), og P er referansepris på kraft. AVS står for avskrivninger, og AKG er avkastningsgrunnlag (inkludert 1 % for arbeidskapital) og r er referanserenta. På NVEs internetsider 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^*

Gjeldende modell for beregning av kostnadsnormer ble første gang benyttet til varsel om inntektsrammer for 2013. Kostnadsnormene beregnes i to trinn: Ett trinn som benytter DEA og ett trinn som benytter

regresjonsanalyse. I DEA måles forholdet mellom nettselskapenes oppgaver og selskapenes kostnader for 2013. Disse totale kostnadene og oppgavene for 2013 måles mot gjennomsnittlige kostnader og oppgaver for perioden 2009-2013. De totale kostnadene er summen av drift- og vedlikehold, 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 2013. Videre er NVE-renta for 2013 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 regional- og sentralnettet 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 ved hjelp av regresjonsanalyse, og ble beregnet til varsel om inntektsramme for 2013. I regresjonen kjørte vi summen av drift- og vedlikeholdskostnader, avskrivninger og avkastning på bokført kapital mot abonnemeter, km høyspent og grensesnitt. Datasettet var gjennomsnittsverdier for 2008-2011 og normprisen ble beregnet til 1,11 tusen kroner pr enhet grensesnitt.

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. Parametrene 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 abonnemeter	d_ab
<i>Trinn 2 – regresjoner</i>	
Andel jordkabler	dr_hsjordand
Andel luftlinjer i barskog med høy og særs høy bonitet	dr_s4
Avstand til vei	dr_kveg
Geo 1: Helning, småkraft og andel luftlinjer i løvskog	dr_geo1
Geo 2: (Referansevind / kystavstand), antall øyer og andel sjøkabel	dr_geo2

Tabell 2. Kostnadsnormmodell for regional- og sentralnett

<i>Trinn 1 – DEA- modell</i>	<i>Forkortelse</i>
Vektet verdi luftlinjer inkl. merking av luftfartshinder	rs_vluft
Vektet verdi jordkabler	rs_vjord

Vektet verdi sjøkabler	rs_vsjo
Vektet verdi grensesnitt: transformatorer, brytere og kompenseringssanlegg	rs_vgrs
Trinn 2 – regresjoner	
Geo 3: Helning og skog med høy og særs høy bonitet	rr_geo3

Faktoranalyse

NVE har benyttet faktoranalyse for å beregne de sammensatte geografiindeksene (Geo1-Geo3) 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 tabellen under viser vi koeffisientene som variablene er vektet sammen med i hver geografiindeks:

Tabell 3. Oversikt over sammensetning av geografiindeksene (geo1-geo3)

Geo1	Koeffisient
Helning, dr_he1	0,1677
Løvskog, dr_s7	6,6752
Småkraft, dr_skysz	1184,10
Konstant	-2,614

Geo2	Koeffisient
Vind dividert med avstand til kyst, dr_vr2_k2lukk	0,857
Antall øyer, dr_aeoy1sz	3755,86
Andel sjøkabel, dr_hssjoand	12,40
Konstant	-0,652

Geo3	Koeffisient
Samlet skog, rr_s12	5,040
Helning, rr_he1	0,223
Konstant	-3,665

Trinn 2 koeffisienter

I beregningen av trinn 2 koeffisientene er det gjort en endring fra tidligere år ved at vektene er beregnet uten supereffektivitet. Dette innebærer at referentene får verdien null for alle rammevilkårsvariable i regresjonen. Dette representerer en riktigere beregningsmåte.

I tabell 4 og tabell 5 vises resultatene fra regresjonsanalysene i trinn 2.

Tabell 4. Resultat fra trinn2-modell for distribusjonsnett

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

Source	SS	df	MS			
Model	.591709651	5	.11834193	Number of obs =	122	
Residual	1.04002057	116	.008965695	F(5, 116) =	13.20	
Total	1.63173022	121	.013485374	Prob > F =	0.0000	
				R-squared =	0.3626	
				Adj R-squared =	0.3352	
				Root MSE =	.09469	

d_score_bs100	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
dm_dr_kveg	-2.54e-06	.0000596	-0.04	0.966	-.0001205	.0001155
dm_dr_hsjordand	-.2096319	.072982	-2.87	0.005	-.354182	-.0650819
dm_dr_s4	-.2182916	.0950295	-2.30	0.023	-.4065095	-.0300736
dm_dr_Geo1	-.026671	.0060981	-4.37	0.000	-.0387492	-.0145929
dm_dr_Geo2	-.0345832	.0058857	-5.88	0.000	-.0462405	-.0229259
_cons	.7498621	.0113379	66.14	0.000	.7274059	.7723182

For noen selskaper har rammevilkårsvariablene blitt oppdatert som følge av oppdatert informasjon om nettanlegg. I modellen for distribusjonsnett er ikke koeffisienten for rammevilkårsvariabelen "avstand til vei" signifikant forskjellig fra null, så denne variabelen får ingen påvirkning på selskapenes kostnadsnorm.

Tabell 5. Resultat fra trinn 2-modell for regional- og sentralnett

```
. regress rs_score_bs100 dm_rr_Geo3 if rs_til2trinn==1 & aar==curr_aar-1
```

Source	SS	df	MS			
Model	.107729535	1	.107729535	Number of obs =	25	
Residual	.229540684	23	.00998003	F(1, 23) =	10.79	
Total	.337270219	24	.014052926	Prob > F =	0.0032	
				R-squared =	0.3194	
				Adj R-squared =	0.2898	
				Root MSE =	.0999	

rs_score~100	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
dm_rr_Geo3	-.0602586	.0183408	-3.29	0.003	-.0981993	-.0223178
_cons	.826957	.0203506	40.64	0.000	.7848586	.8690553

NVE vil oppdatere beregningene som ligger til grunn både for geografiindeksene og for trinn 2 regresjonene når de endelige inntektsrammene skal vedtas i 2016. NVE begrunner dette med at faktorene og koeffisienter 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.

Kostnader ved merking av luftfartshinder

I regionalnettsmodellen er luftlinjer korrigert med vektorer som tar hensyn til merking av luftfartshindre, jf. notat EØ 2/2011 sendt på høring 7. september 2011. Data om merkede luftfartshindre er innhentet fra Statens kartverks luftfartshinderregister (NRL). NVE har siden 2013 jobbet med å videreutvikle vekstsystemet som benyttes for å beregne oppgavevariablene i de sammenlignende analysene i regional- og sentralnettet. Et høringsforslag ble sendt ut i september. Det er ikke foretatt endringer i vektene for merking av luftfartshindre. Enkelte selskaper kan ha fått endret sine vektete verdier på grunn av oppdatert informasjon om nettanlegg. Vektene som benyttes gjengis i tabellen nedenfor:

Tabell 6. Kostnadsvektorer for merking av luftfartshinder. 2010-kroner

	Verdi	Investeringskostnad	Levetid	Rente	Annuitet
Markører	Km	550 000	20	5.6 %	46 406
Malte master	Ant	200 000	10		20 000
Belysning (<132 kV)	Ant	800 000	30	5.6 %	55 654
Belysning (>132 kV)	Ant	1 500 000	30	5.6 %	104 351

Kriterier for DEA- analysene

NVE opererer hovedsakelig med to typer særbehandling: Holde selskaper utenfor evaluering i DEA eller evaluere selskapet i egen modell. I tillegg er det en tredje tilnærming i regional- og sentralnettsanalysene der selskaper evalueres i DEA, men ikke får lov å definere fronten for andre selskaper. Kriteriene for særbehandling er de samme i varsel om inntektsramme for 2015 som det var i varsel om inntektsrammer for 2014.

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 2015 dreier dette seg om totalt 8 selskaper.

Selskaper som evalueres i egen modell:

NVE har definert kriterier for selskaper som skal evalueres i alternativ kostnadsnormmodell. I distribusjonsnettet er dette selskaper med færre enn 500 abonnementer eller mindre enn 100 km høyspent nett. I regional- og sentralnettet inngår selskaper med mindre total oppgave enn 4000 eller har 0 km luftlinjer. Det er totalt 34 selskaper som evalueres med denne modellen.

Selskaper som ikke får definere front i DEA-modellen i regional- og sentralnett

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. Det er 28 av totalt 53 selskaper som ikke får definere front i modellen ved beregning av kostnadsnormer for 2015.

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

Re-kalibrering av avvik mellom faktisk kostnadsgrunnlag for 2013 og kostnadsgrunnlag fra vedtak 2013

Ved fastsettelse av inntektsrammene for 2013 ble det benyttet KPI-justerte 2011-kostnader som et estimat på forventede kostnader i 2013. På samme måte som tidligere vil derfor inntektsrammen for 2015 re-kalibreres for avviket i bransjens samlede faktiske kostnader i 2013 og kostnadsgrunnlaget som er benyttet i vedtaket om inntektsrammer for 2013. Sistnevnte er korrigert for 14,707 MNOK i økte inntektsrammer i 2014 etter klagebehandling.

Korrigeringen kommer to år forsinket, og er derfor tillagt rente for 2013 og 2014. For 2013 er NVE-renta benyttet. For 2014 er det benyttet et anslag på NVE-renta på 6,56 %.

Bransjens faktiske kostnadsgrunnlag er noe lavere enn kostnadsgrunnlaget som ble lagt til grunn ved vedtak om inntektsrammer for 2013. Dette skyldes i stor grad lavere drifts- og vedlikeholdskostnader og KILE.

Beregning av referanserente, referansepris på kraft, systempris til DEA og inflasjon til bruk i forhåndsregninger til varsel om inntektsramme for 2015

Referanserente for 2015

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.

β_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 (endring trer i kraft fra og med 2014, ikke vedtatt enda)

Inflasjon (KPI-vekst), swaprente og kredittpåslag for 2015 må estimeres.

Inflasjon fastsettes på bakgrunn av ett gjennomsnitt av de to siste årenes faktiske inflasjon og anslag for de to neste årene. For 2015 vil det være et gjennomsnitt av årene 2014, 2015, 2016 og 2017. Til varsel 2015 er ingen av disse parameterne kjent. SSB har anslått en inflasjon på 2,1 % i 2014, 1,7 % både i 2015

og i 2016 og 1,9 % i 2017. Anslagene er sist oppdatert september 2014. Redusert etterspørsel fra petroleumsnæringen og fortsatt svak vekst i internasjonal utvikling demper veksten i norsk økonomi en tid fremover.

Gjennomsnittlig inflasjon for årene 2014-2017 blir da 1,85 %.

For å estimere swaprenten for 2015 benytter NVE de siste tilgjengelige observasjonene. Vi mener disse gir det beste bildet på hva man forventer at swaprentene skal ligge på i fremtiden og man vil uansett ikke treffe på hva renten for 2015 faktisk blir. NVE har benyttet swaprenten fra Nordea og DNB per 30. september 2014 på 2,07 %. Til sammenligning var gjennomsnittlig swaprente i perioden jan-sep 2014 på 2,33 %. Swaprentene er gradvis redusert gjennom året.

Vi bruker samme tilnærming som swaprenten til å estimere kredittpåslaget for 2015: Kredittpåslaget fra Nordea og DNB per 30. september 2014 var 0,44 %. Det gjennomsnittlige kredittpåslaget for perioden jan-sep 2014 var 0,6 %. Kredittpåslaget er også redusert gjennom året.

Skattesatsen i referanserenten skal tilsvare selskapsskatten fastsatt i Stortingets årlige skattevedtak. Frem til 2013 var denne flat på 28 prosent. Fra og med 2014 er selskapsskatten redusert til 27 prosent. NVE har av denne grunn foreslått å endre forskriftsteksten fra og med 2014 til å være lik gjeldende skattesats for selskaper som fastsettes i Stortingets årlig skattevedtak. NVE har ikke mottatt innspill på dette forslaget, og tar derfor sikte på at endringen trer i kraft fra og med 2014.

Basert på de estimerte størrelsene får vi en **referanserente for 2015 før skatt på 6,29 %**.

Referanserente for 2014

Avviket mellom kostnadsgrunnlaget som ble lagt til grunn i vedtak om inntektsrammer for 2013 og de faktiske kostnadene i 2013 blir tillagt rente for 2013 og 2014. Renten for 2013 var på 6,9 %. Renten for 2014 er ennå ikke kjent, men vi har estimert den på bakgrunn av data i perioden jan-sep 2014:

Månedlige snitt	SWAP	Kreditt- påslag
Sep	2,12	0,45
Aug	2,12	0,50
Jul	2,08	0,54
Jun	2,28	0,54
Mai	2,45	0,56
Apr	2,51	0,60
Mar	2,52	0,64
Feb	2,47	0,70
Jan	2,48	0,79
Gjennomsnitt jan-sep	2,33	0,60
Estimert referanserente	6,56	

Referansepris på kraft

I henhold til forskrift om økonomisk og teknisk rapportering 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 2015, og det må derfor gjøres et estimat for denne. NVE benytter forwardpriser for 2015 som et estimat for referanseprisen. I estimatet legges kvartalsvise *systempriser* (ikke områdepriser) for 2015 til grunn. Det vil ikke være mulig å predikere fremtidige områdepriser fordi en ikke har informasjon om flaskehals og andre løpende forhold i kraftsystemet som er avgjørende for områdeprisene.

NVE har i forhåndsberegningen benyttet kvartals-forwardpriser for 2015 (ENOQ1-4 – 2015) slik de er notert per 24.11.2014. Disse vektet så sammen med kvartalsvis forbruk, der det benyttes et snitt for brutto forbruk per kvartal i alminnelig forsyning for 2002-2013.

Dette gir følgende resultater:

	Forwardkontrakt	Pris per 24.11.2014, Euro/MWh	Pris per 24.11.2014, NOK/MWh	Syst.pris inkl. påslag	Vekt	Vektet pris
1. kvartal	ENOQ1-15	34,45	289,38	300,38	0,32	96,18
2. kvartal	ENOQ2-15	31,28	262,75	273,75	0,21	57,12
3. kvartal	ENOQ3-15	30,34	254,86	265,86	0,18	47,43
4. kvartal	ENOQ4-15	34,4	288,96	299,96	0,29	87,81
						288,54
1 Euro = 8,4 NOK per 24.11.2014						

NVE har dermed lagt til grunn en referansepris på kraft på **288,54 kr/MWh**, inkludert påslag på 11 kr/MWh, i denne forhåndsberegningen av varsel om inntektsrammer for 2015.

Inflasjon

I vedtak om inntektsramme for 2015 skal vi benytte konsumprisindeks (KPI) for 2015 og 2013, KPI_{2015}/KPI_{2013} , for inflasjonsjustering av drifts- og vedlikeholdskostnader (§ 8-1) og KILE (§ 9-2). KPI for 2015 er ikke kjent ved utsendelse av varselet, og det må derfor benyttes et estimat. Det er KPI totalindeks som benyttes.

- KPI for 2013: **134,2**
- KPI for 2014: **137,0** (basert på SSB prognoser (fra september) for KPI-vekst i 2014 på 2,1%)

Videre foreligger det prognoser (fra september) fra SSB¹ om at KPI i 2015 ventes å øke med 1,7 % fra 2014.

Med utgangspunkt i KPI som er estimert for 2014 og en forventet økning på 1,7 % i 2015, har NVE i denne forhåndsberegningen benyttet en **estimert KPI i 2015 på 139,3**.

Systemprisen for 2013

Nettapskostnaden for 2013 som inngår i de sammenlignende analysene (DEA) for distribusjonsnettene baseres på systemprisen for kraft for 2013 slik den fremkommer hos Nord Pool Spot AS.

¹ <http://www.ssb.no/nasjonaltregnskap-og-konjunkturer/nokkeltall/konjunkturtendensene-for-norge>

NVE har i dette varselet benyttet månedlige systempriser for 2013 og benyttet disse for de respektive månedene i året. Disse vektet med månedlig bruttoforbruk i alminnelig forsyning. Dette gir følgende resultater:

2013	Elspot månedlige priser	Bruttoforbruk i alminnelig forsyning	Vektet forbruk	Vektet pris
jan	305,74	11112	0,12	36,61
feb	294,64	9609	0,10	30,51
mars	335,62	9924	0,11	35,89
apr	345,61	8018	0,09	29,86
mai	278,88	6419	0,07	19,29
juni	258,25	5362	0,06	14,92
juli	266,64	5134	0,06	14,75
aug	280,82	5376	0,06	16,27
sep	306,54	6054	0,07	20,00
okt	311,36	7668	0,08	25,73
nov	301,16	8741	0,09	28,37
des	274,9	9388	0,10	27,81
Sum 2013		92805	1	
Vektet gjennomsnittlig systempris 2013				299,99
Systempris inkl. tillegg på 11 NOK				310,99

NVE vil dermed legge til grunn en systempris på kraft for 2013, tillagt et påslag på 11 NOK, på **310,99 kr/MWh** i varsel om inntektsrammer for 2015.