

Infoskriv

Til: Omsetningskonsesjonærer med inntektsramme

Fra: Seksjon for økonomisk regulering

Ansvarlig: Tore Langset

Dato: 4.12.2015

Vår ref.: NVE 201500380-10

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-4/2015 Om beregning av inntektsrammer og kostnadsnorm for 2016

I dette rundskrivet beskrives det kort hvordan inntektsrammen blir beregnet for 2016. Det er en del endringer i beregningen siden inntektsrammen for 2015. Disse endringene er beskrevet i NVEs oppsummering av høringene – NVE-rapport 110/2015 og 111/2015. 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 teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffier (kontrollforskriften). 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. $KILE$ står for et KILE-beløp som omfatter ordinær KILE med unntak av individuelle KILE-avtaler. KPI står for konsumprisindeksen. DV er justert for KPI -lønn¹ mens $KILE$ er justert for ordinær KPI ². 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.

Inflasjonsjusterte pensjonskostnader inngår som et gjennomsnitt for perioden 2010-2014 i kostnadsgrunnlaget for 2016 på følgende måte: For hvert år i perioden 2010-2013 inngår et gjennomsnitt

¹ Tabell 03363, ssb.no

² Tabell 03014, ssb.no

av årene 2007-2013 (alle de fire årene er like i gjennomsnittsberegningen bortsett fra inflasjonsjusteringen). 2014 er dermed det eneste året 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 2014 mot gjennomsnittlige kostnader og oppgaver for perioden 2010-2014. De totale kostnadene er summen av DV, KILE, avskrivinger, nettap og avkastning på bokført kapital. Nettapskostnaden beregnes ved at det fysiske nettapet multipliseres med et volumveid gjennomsnitt av systemprisen på NordPool for 2014. Videre er NVE-renten for 2014 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 total kostnad, noe som innebærer at prisen per enhet grensesnitt er lik 1. Denne behandlingen av anlegg i grensesnittet er ny fra inntektsrammer for 2016.

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	rs_vluft
Vektet verdi jordkabler	rs_vjord
Vektet verdi sjøkabler	rs_vsjo
Vektet verdi grensesnitt: transformatorer, brytere og kompenseringer	rs_vgrs

Trinn 2 – regresjoner

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

Geo1 «Fjellbekk»	Koeffisient
Helning, dr_he1	0,1669
Løvskog, dr_s7	6,4956
Småkraft, dr_skysz	1172,03
Konstant	-2,605

Geo2 «Øyvind»	Koeffisient
Vind dividert med avstand til kyst, dr_vr2_k2lukk	0,877
Antall øyer, dr_aeoy1sz	3760,4
Andel sjøkabel, dr_hssjoand	12,27
Konstant	-0,653

Geo3 «Frost»	Koeffisient
Gjennomsnittlig nedbør som snø, dr_snog	.0043948
Mørketid, breddegrad >= 65,9, dr_brgrad_gjsn	.3986929
Gjennomsnittlig islast, dr_is_gjsn	.0179278
Gjennomsnittlig årsmiddeltemperatur (negativ), dr_tempneg	.2557401
Konstant	-27.30691

Geo3R «Helskog»	Koeffisient
Samlet skog , rr_s12	4.606543
Helning , rr_he1	.1860345
Konstant	-3.26167

Trinn 2 koeffisienter

I beregningen av trinn 2 koeffisientene er det gjort en endring fra tidligere år ved at selskaper som kan karakteriseres som utligger ikke er med i trinn 2 regresjonen.

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	Number of obs =	118
Model	.71558978	5	.143117956	F(5, 112) =	17.05
Residual	.940343759	112	.008395926	Prob > F =	0.0000
Total	1.65593354	117	.014153278	R-squared =	0.4321
				Adj R-squared =	0.4068
				Root MSE =	.09163

d_score_bs100	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]
dm_dr_hsjordand	-.2800983	.0729212	-3.84	0.000	-.4245823 -.1356142
dm_dr_s4	-.3647767	.1038325	-3.51	0.001	-.5705075 -.1590459
dm_dr_Geo1	-.0323466	.0062372	-5.19	0.000	-.0447049 -.0199883
dm_dr_Geo2	-.0522185	.0083613	-6.25	0.000	-.0687853 -.0356516
dm_dr_Geo3	-.0110042	.0069744	-1.58	0.117	-.0248231 .0028147
_cons	.7759361	.0134646	57.63	0.000	.7492577 .8026144

For noen selskaper har rammevilkårsvariablene blitt oppdatert som følge av oppdatert informasjon om nettanlegg. I modellen for distribusjonsnett er rammevilkårsvariabelen Geo3 «Frost» ny. Denne er beskrevet i NVE høringsdokument 8/2015.

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	.181393402	1	.181393402	Number of obs =	38	
Residual	.677143307	36	.018809536	F(1, 36) =	9.64	
Total	.858536709	37	.023203695	Prob > F =	0.0037	
				R-squared =	0.2113	
				Adj R-squared =	0.1894	
				Root MSE =	.13715	

r_score_~100	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
dm_rr_Geo3	-.0656315	.0211344	-3.11	0.004	-.1084941	-.0227689
_cons	.7307117	.0228102	32.03	0.000	.6844505	.776973

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.

Oppdatert vektsystem i regionalnettet

Fra og med 2016 implementeres det et nytt vektsystem i regionalnettenes beregning av kostnadsnormen. Det er beregnet et komplett sett av nye vektorer for luftlinjer, jordkabler, sjøkabler og stasjoner. De største endringene er knyttet til en ny stasjonsvariabel som nå inneholder et eget element for infrastruktur og bygg, samt et tillegg for merkostnader knyttet til driftskontroll.

Merking av luftfartshinder

I regionalnettsmodellen korrigeres det for luftfartshinder. Som følge av det nye vektsystemet er også vektene for merking av lufthinder oppdatert til 2013-kroner. Det er ikke foretatt andre justeringer. Enkelte selskaper kan ha fått endret sine vektete verdier på grunn av oppdatert informasjon om nettanlegg.

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 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 2016 dreier dette seg om totalt 7 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 abonnemeter eller mindre enn 100 km høyspent

nett. I regionalnettet inngår selskaper med mindre total oppgave enn 4000 eller har 0 km luftlinjer. Det er totalt 31 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.

Selskap 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.

Selskape 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 13 selskaper som ikke får definere front eller inngå i trinn 2 i modellen ved beregning av kostnadsnormer for 2016.

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 2014 og kostnadsgrunnlag fra vedtak 2014

Ved fastsettelse av inntektsrammene for 2014 ble det benyttet KPI-justerte 2012-kostnader som et estimat på forventede kostnader i 2014. På samme måte som tidligere vil derfor inntektsrammen for 2016 re-kalibreres for avviket mellom bransjens samlede faktiske kostnader i 2014 og kostnadsgrunnlaget som er benyttet i vedtaket om inntektsrammer for 2014. Tillegg for AGA er lagt til i inntektsrammegrunnlaget for 2014.

Korrigeringen kommer to år forsinket, og er derfor tillagt rente for 2014 og 2015. For 2014 er NVE-renta benyttet. For 2015 er det benyttet et anslag på NVE-renta på 6,26 %.

Bransjens faktiske kostnadsgrunnlag er mye høyere enn kostnadsgrunnlaget som ble lagt til grunn ved vedtak om inntektsrammer for 2014.

Referanserente, referansepris på kraft, systempris til DEA og inflasjon

Referanserenten

Referanserente for 2016

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 sprednen 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 2016 må estimeres.

Inflasjon fastsettes på bakgrunn av ett gjennomsnitt av de to siste årenes faktiske inflasjon og anslag for de to neste årene. For 2016 vil det være et gjennomsnitt av årene 2015, 2016, 2017 og 2018. Til varsel 2016 er ingen av disse parameterne kjent. SSB har anslått en inflasjon på 2,1 % i 2015, 2,9 % i 2016, 2% i 2017 og 1,8% i 2018. Anslagene er sist oppdatert september 2015.

Gjennomsnittlig inflasjon for årene 2015-2018 blir da 2,2 %.

For å estimere swaprenten for 2016 benytter NVE de nyeste dataene. 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 2016 faktisk blir. NVE har benyttet swaprenten fra Nordea og DNB per 30. september 2015 på 1,28 %. Til sammenligning var gjennomsnittlig swaprente i perioden jan-sep 2015 på 1,49 %.

Vi bruker samme tilnærming som swaprenten til å estimere kredittpåslaget for 2016: Kredittpåslaget fra Nordea og DNB per 24. september 2015 var 1,08 %. Det gjennomsnittlige kredittpåslaget for perioden jan-sep 2015 var 0,6 %. Kredittpåslaget har økt gjennom året. NVE har per 1. desember sjekket med bankene at nivået på swaprenten og kredittpåslaget ikke har endret seg i vesentlig grad siden slutten av september.

Skattesatsen i referanserenten skal tilsvare selskapsskatten fastsatt i Stortingets årlige skattevedtak. I Statsbudsjett for 2016 er det foreslått å endre denne satsen fra 27 til 25 prosent, men siden dette ikke er vedtatt, bruker vi 27 prosent i varslet referanserente.

Basert på de estimerte størrelsene får vi en **referanserente for 2016 før skatt på 6,39 %**.

Referanserente for 2015

Avviket mellom kostnadsgrunnlaget som ble lagt til grunn i vedtak om inntektsrammer for 2014 og de faktiske kostnadene i 2014 blir tillagt renter for 2014 og 2015. Renten for 2014 var på 6,61 %. Renten for 2015 er ennå ikke kjent, men vi har estimert den på bakgrunn av data i perioden jan-sep 2015:

Månedlige snitt 2015	SWAP	Kreditt-påslag
Sep	1,23	0,94
Aug	1,32	0,63
Jul	1,41	0,61
Jun	1,50	0,54
Mai	1,75	0,51
Apr	1,76	0,51
Mar	1,64	0,52
Feb	1,43	0,53
Jan	1,41	0,53
Gjennomsnitt jan-sep	1,49	0,60
Estimert referanserente	6,26	

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 2016, og det må derfor gjøres et estimat for denne. NVE benytter forwardpriser for 2016 som et estimat for referanseprisen. I estimatet legges kvartalsvise *systempriser* (ikke områdepriser) for 2016 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 2016 (ENOQ1-4 – 2016) slik de er notert per 1.12.2015. Disse vektet så sammen med kvartalsvis forbruk, der det benyttes et snitt for brutto forbruk per kvartal i alminnelig forsyning for 2002-2014.

Dette gir følgende resultater:

	Forwardkontrakt	Pris per 1.12.2015, Euro/MWh	Pris per 1.12.2015, NOK/MWh	Syst.pris inkl. påslag	Vekt	Vektet pris
1. kvartal	ENOQ1-15	23,05	212,06	223,06	0,32	71,38
2. kvartal	ENOQ2-15	18,15	166,98	177,98	0,21	37,18

3. kvartal	ENOQ3-15	16,78	154,38	165,38	0,18	29,52
4. kvartal	ENOQ4-15	22,3	205,16	216,16	0,29	63,26
						201,33
1 Euro = 9,2 NOK per 1.12.2015						

NVE har dermed lagt til grunn en referansepris på kraft på **201,33 kr/MWh**, inkludert påslag på 11 kr/MWh, i denne forhåndsberegningen av varsel om inntektsrammer for 2016.

Inflasjonsjustering

KPI

I vedtak om inntektsramme for 2016 skal vi benytte konsumprisindeks (KPI) for 2016 og 2014, KPI_{2016}/KPI_{2014} , for inflasjonsjustering av KILE (§ 9-2) og for normen knyttet til grensesnittet i distribusjonsnett. KPI for 2016 er ikke kjent ved utsendelse av varselet, og det må derfor benyttes et estimat. Det er KPI totalindeks som benyttes.

- KPI for 2014: **136,9**
- KPI for 2015: **139,7** (basert på SSBs prognoser for KPI-vekst i 2015 på 2,1%)
- KPI for 2016: **143,8** (basert på SSBs prognoser for KPI-vekst i 2016 på 2,9 %)

NVE benytter en **estimert KPI for 2016 på 143,8**.

Prisjustering av drift- og vedlikeholdskostnader (KPI-lønn)

I vedtak om inntektsramme for 2016 skal vi benytte prisindeksen «Andre tjenester med arbeidslønn som dominerende prisfaktor³» (heretter omtalt som KPI-lønn) for 2016 og 2014, $KPI\text{-l}ønn_{2016}/KPI\text{-l}ønn_{2014}$, for inflasjonsjustering av drift- og vedlikeholdskostnader (DV) samt utredningskostnader. KPI-lønn for 2016 er ikke kjent ved utsendelse av varselet, og det må derfor benyttes et estimat. NVE mener at SSBs prognose på utvikling i årslønn⁴ er mest hensiktsmessig for å fremskrive KPI-lønn.

- KPI-lønn for 2014: **209,5**
- KPI-lønn for 2015: **215,4** (basert på SSB prognoser for vekst i årslønn i 2015 på 2,8%)
- KPI-lønn for 2016: **221,6** (basert på SSB prognoser for vekst i årslønn i 2016 på 2,9 %)

NVE benytter en **estimert KPI-lønn for 2016 på 221,6**.

Systemprisen for 2014

Nettapskostnaden for 2014 som inngår i de sammenlignende analysene (DEA) for distribusjonsnettet baseres på systemprisen for kraft for 2014 slik den fremkommer hos Nord Pool Spot AS.

NVE har i dette varselet benyttet månedlige systempriser for 2014 og benyttet disse for de respektive månedene i året. Disse vektet med månedlig bruttoforbruk i alminnelig forsyning. Dette gir følgende resultater:

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

⁴<http://www.ssb.no/nasjonalregnskap-og-konjunkturer/artikler-og-publikasjoner/arbeidsledigheten-mot-en-topp-i-2016?tabell=239895>

2014	Espot månedlige priser	Bruttoforbruk i alminnelig forsyning	Vektet forbruk	Vektet pris
jan	282,05	10665	0,12	33,80
feb	253,25	8756	0,10	24,92
mars	221,87	8844	0,10	22,05
apr	210,68	7235	0,08	17,13
mai	214,77	6334	0,07	15,29
juni	206,93	5244	0,06	12,19
juli	239,36	4863	0,05	13,08
aug	264,91	5297	0,06	15,77
sep	285,73	5811	0,07	18,66
okt	253,67	7447	0,08	21,23
nov	253,67	8464	0,10	24,13
des	284,91	10027	0,11	32,10
Sum 2014		88987	1	
Vektet gjennomsnittlig systempris 2013				250,35
Systempris inkl. tillegg på 11 NOK				261,35

NVE vil dermed legge til grunn en systempris på kraft for 2014, tillagt et påslag på 11 NOK, på **261,35 kr/MWh** i varsel om inntektsrammer for 2016.