



Infoskriv RME-Ø 4/2019: Om utrekning av inntektsramme og kostnadsnorm for 2020

Dette infoskrivet forklarer korleis vi reknar inntektsramme og kostnadsgrunnlaget for 2020. Vi viser også utrekning av referanserente, kraftpris og KPI.

Innhald

1.	Særlige merknadar til utrekning av inntektsrammer for 2020.....	2
1.1	Endring av kalibreringsgrunnlag.....	2
1.2	Ny utrekning av inntektsrammer for 2018 etter datakorreksjonar	2
1.3	Vi avsluttar spesialbehandling av Hammerfest Energi Nett AS.....	2
1.4	Endra føresetnad for referanseselskap i regionalt distribusjonsnett	2
2.	Om utrekning av inntektsramme	3
3.	Føresetnadar for utrekning av inntektsramme for 2020	4
3.1	Referanserente for 2020	4
3.1.1	Inflasjon.....	4
3.1.2	Swaprente	4
3.1.3	Kredittrisikopremie	4
3.1.4	Skattesats.....	4
3.1.5	Referanserente - 2020.....	5
3.1.6	Referanserente – oppdatert estimat for 2019.....	5
3.2	Referansepris på kraft for 2020	5
3.3	Systempris for 2018.....	6
3.4	KPI-justering	6
3.4.1	KPI løn	6
3.4.2	KPI	6
4.	Om utrekning av kostnadsnormen (K*).....	7
4.1	Faktoranalyse – for utrekning av geografi-indeksar i trinn 2	8
4.2	Trinn 2 – Utrekning av koeffisientar	9
4.3	Alternativ utrekning av kostnadsnorm	9
4.3.1	Selskap som vert haldne utanfor evaluering i DEA	9
4.3.2	Selskap som vert evaluert i eigen modell	10
4.3.3	Selskap som kan inkluderast i DEA, men som ikkje får definere front for andre selskap	
	11	
5.	Rekalibrering – Korreksjon for tidlegare avvik.....	12



1. Særlige merknadar til utrekning av inntektsrammer for 2020

1.1 Endring av kalibreringsgrunnlag

Vi har endra kalibreringsgrunnlaget frå 2020. Tidligere har vi nytta avkastningsgrunnlag som fordelingsnøkkel når vi har kalibrert kostnadsnormene i lokalt og regionalt distribusjonsnett. Frå 2020 inkluderer vi også kapital frå anleggsbidragsfinansiere anlegg i denne fordelingsnøkkel. Dette er beskrevet i NVE høringsdokument 6/2019¹ og RME-rapport 1/2019².

1.2 Ny utrekning av inntektsrammer for 2018 etter datakorreksjonar

I forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 8-6 er det i 2019 lagt til ei bestemming som gjeld omgjerjing av enkeltvedtak om inntektsramme ved feil i datagrunnlaget. Vedtaket kan altså endrast etter klage eller omgjerast utan klage, også til ugunst for den vedtaket rettar seg mot. Dette skal gjerast i form av korreksjon i enkeltvedtak om inntektsramme seinast det andre påfølgande inntektsrammeåret. Vi har derfor gjort ei ny utrekning av inntektsrammen for 2018, basert på eit oppdatert datagrunnlag. Differansen mellom den vedtekne inntektsrammen for 2018 og den oppdaterte inntektsrammen for 2018 vert lagt til eller trekt frå inntektsrammen for 2020.

1.3 Vi avsluttar spesialbehandling av Hammerfest Energi Nett AS

Sidan 2010 har enkelte av Hammerfest Energi Nett AS sine anlegg på Melkøya vorte haldne utanfor DEA-analysane i regionalt distribusjonsnett. Dette gjeld delen av anlegga som vart finansiert med anleggsbidrag. I vårt vedtak (20071455-17 frå 10. mars 2010) skriv vi at denne behandlinga skal vere heile levetida til anlegga eller «til reguleringa vert endra på ein eller annan måte slik at dette ikkje vert sett som nødvendig». Når vi nå endrar kalibreringsgrunnlaget slik at kapital finansiert med anleggsbidrag inngår, meiner vi ei fortsatt særbehandling av desse anlegga er unødvendig. Både kostandane og anlegga inngår dermed i DEA-analysane for inntektsrammene for 2020.

1.4 Endra føresetnad for referanseselskap i regionalt distribusjonsnett

Vi har gjort ei ny vurdering av kriteria for kva selskap som kan bestemme normen for andre selskap i regionalt distribusjonsnett. Vi har kome fram til at selskap må ha ein gjennomsnittlig kostnad på 50 millionar kroner over fem år for å kunne verte referanseselskap. Grensa sørger for at det er nettselskap med betydelig verksemd i regionalt distribusjonsnett som kan bestemme norm for andre selskap. Selskap med mindre verksemd i regionalt distribusjonsnett kan vera referanseselskap for si eiga verksemd, men får ikkje definere norm for andre selskap.

¹ http://publikasjoner.nve.no/hoeringsdokument/2019/hoeringsdokument2019_06.pdf

² http://publikasjoner.nve.no/rme_rapport/2019/rme_rapport2019_01.pdf



2. Om utrekning av inntektsramme

Nettselskapa sine årlege inntektsrammer vert fastsett etter følgjande formel³:

$$IR = 0,4K + 0,6K^*$$

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

I tillegg korrigerer vi for eventuelle feil i data som vart nytta til å rekne ut inntektsrammene for to år sidan, og reknar desse på ny. Differansane mellom vedtatt og ny inntektsramme vert inkludert som ein korreksjon i inntektsrammen to år etter. For inntektsrammene for 2020, er det avvika for inntektsramme 2018 som vert lagt til og trekt frå.

Kostnadsgrunnlaget, *K*, er basert på to år gamle data. For inntektsramme 2020 er det data frå 2018 som vert lagt til grunn. Kapitalkostnadane vert ikkje justert, men KILE justerast med KPI⁴ og Drift- og vedlikehaldskostnader justerast med ein indeks der løn er drivande faktor, «KPI-løn»⁵:

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

- *DV*: Drift- og vedlikehaldskostnader. Desse inkluderer utbetalingar til kundar ved svært langvarige avbrot og individuelle KILE-avtalar. Inflasjonsjusterte pensjonskostnader inngår som eit gjennomsnitt for perioden 2014-2018.
- *KILE*: Omfattar ordinær KILE med unntak av individuelle KILE-avtalar.
- *NT*: Nettap i MWh, og *P* er referansepris på kraft.
- *AVS*: Avskrivningar på eigenfinansiert kapital.
- *AKG*: Avkastningsgrunnlag for eigenfinansierte anlegg (inkludert 1 % arbeidskapital), og *r* er referanserente.

Vi har utarbeida ei eiga rettleiing som nærmare forklarar kva verdier frå eRapp som vert brukt ved utrekning av kostnadsgrunnlag og kostnadsnorm. Denne er publisert på våre nettsider saman med varsel om inntektsramme for 2020.

³ Dette er beskrevet i Forskrift av 11.3.1999 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffen (forskrift om kontroll av nettvirksomhet)

⁴ Tabell 03014, ssb.no

⁵ Tabell 11118, ssb.no



3. Føresetnadar for utrekning av inntektsramme for 2020

3.1 Referanserente for 2020

Referanserenta vert fastsett etter følgjande formel (jf. forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 8-3):

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

- G : Fast gjeldsandel, fastsett til 60 %.
- Rf : Fast nøytral realrente, fastsett til 1,5 %.
- $Infl$: Årleg justering for inflasjon, rekna som gjennomsnittet av faktisk inflasjon frå dei to siste åra og anslått inflasjon for dei to komande åra. Inflasjonen hentar vi frå SSB sine heimesider⁶. Dersom gjennomsnittet er negativt, vert det sett til null.
- β_e : Eigenkapitalbeta, fastsett til 0,875.
- MP : Fast marknadspremie, fastsett til 5 %.
- $Swap$: Årleg gjennomsnitt av 5-årig swaprente.
- KP : Årleg gjennomsnittleg bransjespesifikk kredittrisikopremie, som kjem fram av spreaden mellom på 5-årige kraftobligasjonar og 5-årige swaprenter for kraftselskap med god kredittkvalitet.
- s : Skattesats lik gjeldande skattesats for nettselskap.

3.1.1 Inflasjon

Ved varsel vil gjennomsnittleg inflasjonen vere basert på estimert inflasjon for inneverande år, samt dei tre komande åra: altså 2019, 2020, 2021 og 2022. SSB har anslått ein inflasjon for desse åra på høvesvis 2,2 %, 1,8 %, 1,9 % og 2 %. Anslaga er sist oppdatert oktober 2019. Gjennomsnittleg inflasjon for åra 2019 – 2022 er **1,98 %**.

3.1.2 Swaprente

Vi bruker nyaste observasjonen av swaprenta som estimat på kva denne vil være i 2020. Swaprente per 2. oktober 2019: **1,72 %**.

3.1.3 Kredittrisikopremie

Vi bruker nyaste observasjonen av kredittrisikopremien som estimat på kva denne vil være i 2020. Kredittrisikopremie per 3. oktober 2019: **0,68 %**.

3.1.4 Skattesats

Skattesatsen i referanserenta skal svare til selskapsskatten fastsett i Stortingets årlige skattevedtak: **22 %**. I statsbudsjettet har regjeringa føreslått at selskapsskatten for 2020 skal være uendra på 22 %.

⁶ <https://www.ssb.no/nasjonaltregnskap-og-konjunkturer/artikler-og-publikasjoner/rentetoppen-er-trolig-nadd?tabell=396820>



3.1.5 Referanserente - 2020

Basert på dei estimerte størrelsane ovanfor får vi ei referanserente for 2020 på **5,47 %**.

3.1.6 Referanserente – oppdatert estimat for 2019

Renta for 2018 vart estimert til 5,82 % i varsel om inntektsrammer for 2019. Vi har oppdatert føresetnadane i den estimerte renta for 2019 etter varselet, som vart sendt ut i 2018. For perioden januar-oktober 2019 har swaprenta i snitt lege på 1,77 %, inflasjonen på 2,16 % og kredittrisikopremien på 0,80 %. Med desse oppdaterte parameterane er nytt estimat på rente for 2019 på **5,66 %**.

3.2 Referansepris på kraft for 2020

Årlig referansepris på kraft vert rekna som ein volumvekta månadspris, tillagt eit påslag på 11 NOK/MWh. Månadspris er gjennomsnittleg lokal områdepris frå marknadsplasskonsesjonæren.

Den endelige prisen er ikkje kjent før etter utgangen av 2020, og må derfor estimerast ved varsel. I estimeringa har vi brukt kvartalsvise priser på future-kontraktar for 2020 (ENOFUTBLQ1-4-20)⁷. Desse har vi vekta saman med kvartalsvis forbruk, der vi bruker eit snitt for bruttoforbruk per kvartal i alminneleg forsyning for perioden 2002-2018.

	Future-kontrakt	Pris per 15.11.2019, Euro/MWh	Pris per 15.11.2019, NOK/MWh	Syst.pris inkl. 11 kr påslag	Vekt	Vekta pris
1. kvartal	ENOFUTBLQ1-20	42,55	426,78	437,78	0,32	140,95
2. kvartal	ENOFUTBLQ2-20	35,35	354,56	365,56	0,21	76,40
3. kvartal	ENOFUTBLQ3-20	32,65	327,48	338,48	0,18	59,89
4. kvartal	ENOFUTBLQ4-20	38,00	381,14	392,14	0,29	114,55
Referansepris på kraft for 2020						391,78
1 euro = 10,03 NOK per 15.11.2019						

Tabell 1: Referansepris på kraft for 2020

Vi legg til grunn ein referansepris på kraft på **391,78 kr/MWh**, inkludert påslag på 11 kr/MWh, ved varsel om inntektsramme for 2020.

⁷ <http://www.nasdaqomx.com/commodities/market-prices/history> (prisane vart henta 18.11.2019).



3.3 Systempris for 2018

Vi bruker systemprisen for 2018 til å rekne ut nettapkostnaden som inngår i DEA-analysen for distribusjonsnett. I dette varselet har vi brukt månedlege systemprisar for 2018⁸, og vekta desse med månedleg bruttoforbruk i alminneleg forsyning⁹.

	Månadleg systempris, NOK	Forbruk GWh	Forbruksvekt	Vekta pris
Januar	317,90	9 615	11,9 %	37,96
Februar	382,71	8 947	11,1 %	42,52
Mars	416,31	9 430	11,7 %	48,75
April	375,58	6 798	8,4 %	31,71
Mai	320,18	4 937	6,1 %	19,63
Juni	424,84	4 396	5,5 %	23,19
Juli	491,32	3 866	4,8 %	23,59
August	497,32	4 389	5,5 %	27,11
September	462,58	4 983	6,2 %	28,63
Oktober	407,96	6 615	8,2 %	33,51
November	465,57	7 515	9,3 %	43,45
Desember	505,72	9 038	11,2 %	56,76
Sum 2018		80 527	100,0 %	
Vekta systempris 2018				416,79
Systempris 2018 inkl. 11 kr/MWh				427,79

Tabell 2: Systempris på kraft for 2018

Vi legg til grunn ein systempris på kraft på **427,79 kr/MWh**, inkludert påslag på 11 kr/MWh, ved varsel om inntektsramme for 2020.

3.4 KPI-justering

3.4.1 KPI løn

Drift- og vedlikeholdskostnadar vert prisjustert med KPI-løn, frå 2018- til 2020-nivå. Indeksen var på 108,8 i 2018, men er ukjend for 2020 når vi sender varselet. Vi nyttar derfor SSB sine estimat. SSB forventar vekst på 3,4 % i 2019 og 3,6 % i 2020, som gir ein indeks for KPI-løn på 116,5 for 2020. D&V-kostnadar vert derfor justert med faktoren **1,071**.

3.4.2 KPI

KILE vert prisjustert med KPI, frå 2018- til 2020-nivå. I 2018 var KPI 108,4, men er ukjend for 2020 når vi sender varselet. Vi nyttar derfor SSB sine estimat. SSB forventar vekst på 2,2 % for 2019 og 1,8 % for 2020, som gir ein indeks for KPI på 112,8 for 2020. KILE vert derfor justert med faktoren **1,041**.

⁸ <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>

⁹ SSB tabell 08583



4. Om utrekning av kostnadsnormen (K^*)

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

- Trinn 1: Her nyttar vi DEA for å måle forholdet mellom nettselskapa sine oppgåver og kostnader. Data frå 2018 vert målt mot gjennomsnittlege data for perioden 2014 – 2018, og det vert rekna ut eit DEA-resultat per selskap.
- Trinn 2: Her nyttar vi regresjonsanalyse for å kunne korrigere DEA-resultata frå trinn 1 for geografiske rammevilkår.

Kostnadene som inngår i analysane er summen av drift- og vedlikehaldskostnader, KILE, avskrivningar, nettap og avkastning. Nettapskostnaden vert rekna ut ved at det fysiske nettapet vert multiplisert med systemprisen for 2018 (sjå kapittel 0). Referanserenta for 2020 vert brukt for å rekne avkastning på avkastningsgrunnlaget, som er eigenfinansiert bokført verdi tillagt 1 prosent.

I det regionale distribusjonsnettet inngår ikkje kostnader til kraftsystemutgreiingar eller KDS eller nettap i analysane.

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

Lokalt distribusjonsnett	
Trinn 1 – DEA- modell	Forkorting
Tal på kilometer høgspennet nett	ld_hv
Tal på nettstasjonar	ld_gs
Tal på abonnentar	ld_sub
Trinn 2 – regresjonar	
Del jordkablar	ldz_hvugs
Del luftlinjer i barskog med høg og særskilt høg bonitet	ldz_s4
Geo 1: Helling, småkraft og del luftlinjer i lauvskog	ldz_geo1
Geo 2: (Referansevind ² / kystavstand), tal på øyer og del sjøkabel	ldz_geo2
Geo 3: Snø, mørketid, islast og temperatur	ldz_geo3

Tabell 3: Kostnadsnormmodell for lokalt distribusjonsnett

Regionalt distribusjonsnett	
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: transformatorer, brytarar og kompenseringsanlegg	rd_wv.ss
Trinn 2 – regresjonar	
Geo 1R: Helling og skog med høg og særskilt høg bonitet	rdz_geo1

Tabell 4: Kostnadsnormmodell for regionalt distribusjonsnett

4.1 Faktoranalyse – for utrekning av geografiindeksar i trinn 2

Vi nyttar faktoranalyse for å rekne ut dei samansette geografiindeksane i dei to modellane. Faktoranalyse er ei samlenemning for statistiske metodar som analyserar samvariasjon mellom variablar. Slike analysar brukast blant anna til å eliminere lineært korrelerte variablar. Vi bruker Principal Component Analysis (PCA). Dette er ein teknikk som utleder ein faktor som maksimalt utnyttar variasjonen i dei underliggjande variablane.

Tabellen under viser kva variablar geografiindeksane er samansett av:

Geo1 «Fjellbekk», lokalt distribusjonsnett	Forkorting
Helling: Gjennomsnittlig helling i kartrutene der selskapet har nettverkskomponentar.	ldz_inc.av
Lauvskog: Eit mål på mengde lauvskog.	ldz_f7
Småkraft: Størrelsesuavhengig mål på installert småkrafttyting i konsesjonsområdet.	ldz_cmpp.sz

Geo2 «ØyVind», lokalt distribusjonsnett	Forkorting
Kystklimavariabel: Kvadrert verdi for vind delt på avstand til kyst.	ldz_wind2_cod
Øyer: Tal på forsynte øyer som ligg meir enn 1 km frå fastland eller nærmaste forsynte øy.	ldz_isl.sz
Del sjøkabel.	ldz_hvsc.s

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

Geo1R «HelSkog», regionalt distribusjonsnett	Forkortelse
Skog: Eit mål på mengde skog.	rdz_inc.av
Helling: Gjennomsnittleg helling i kartrutene der selskapet har nettverkskomponentar.	rdz_f12

Tabell 5: Samansetning av geografiindeksar



4.2 Trinn 2 – Utrekning av koeffisientar

Vi korrigerer for kor mykje meir eller mindre rammevilkår eit selskap har i forhold til mønsterselskapet. For å finne betydninga eller «prisen» kvart rammevilkår har, 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 resultatane frå regresjonsanalysane i trinn 2.

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

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-0.230075 -0.043369 -0.007583  0.053852  0.186589

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value      Pr(>|t|)
(Intercept)  0.778501   0.012707  61.264 < 0.0000000000000002 ***
z.diff1dz_hvug.s -0.264843   0.068745  -3.853   0.000212 ***
z.diff1dz_f4 -0.397107   0.103548  -3.835   0.000226 ***
z.diff1dz_Geo1 -0.033557   0.005939  -5.650  0.000000166962712 ***
z.diff1dz_Geo2 -0.074155   0.008984  -8.254  0.0000000000000876 ***
z.diff1dz_Geo3 -0.016762   0.006723  -2.493   0.014392 *
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.0823 on 95 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.5463,    Adjusted R-squared:  0.5224
F-statistic: 22.87 on 5 and 95 DF,  p-value: 0.00000000000005297
```

Tabell 6: Resultat frå regresjon i trinn 2, lokalt distribusjonsnett

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

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-0.25631 -0.08534  0.00123  0.09785  0.20931

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value      Pr(>|t|)
(Intercept)  0.70602    0.02127  33.196 <0.0000000000000002 ***
z.diff      -0.03835    0.01770  -2.167   0.0373 *
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.1244 on 34 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.1213,    Adjusted R-squared:  0.0955
F-statistic: 4.695 on 1 and 34 DF,  p-value: 0.03734
```

Tabell 7: Resultat frå regresjon i trinn 2, regionalt distribusjonsnett

Utrekningane som ligg til grunn for geografiindeksane og for trinn 2 vil verte oppdatert før vedtak om inntektsrammer for 2020 vert fatta.

4.3 Alternativ utrekning av kostnadsnorm

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

4.3.1 Selskap som vert haldne utanfor evaluering i DEA

Selskap som vert haldne utanfor DEA vil få ein kostnadsnorm lik kostnadsgrunnlaget.



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

For varsel 2020 gjeld dette følgjande selskap i lokalt distribusjonsnett:

Lyse Produksjon AS, Norske Skog Skogn AS, Svorka Produksjon AS og Sør-Norge Aluminium AS.

Og følgjande selskap i regionalt distribusjonsnett:

Luster Energiverk AS, Meløy Energi Nett AS, Statkraft Energi AS, Stryn Energi AS og Sykkylven Energi AS.

4.3.2 Selskap som vert evaluert i eigen modell

I denne modellen målar vi selskapa sine oppgåver og kostnader mot deira eigne femårige historiske gjennomsnitt.

Vi har spesifikke kriterier for kva selskap som skal inngå i denne modellen. I lokalt distribusjonsnett er det selskap med færre enn 500 abonnentar eller mindre enn 100 km høgspent nett. I regionalt distribusjonsnett er det selskap med mindre enn 4000 i total oppgåve eller 0 km luftlinjer.

For varsel 2020 gjeld dette følgjande selskap i lokalt distribusjonsnett:

	Abonnentar	Km nett
HERØYA NETT AS	30	117
HYDRO ALUMINIUM AS	17	1
HYDRO ENERGI AS	0	15
MODALEN KRAFTLAG SA	429	33
MO INDUSTRIPARK AS	257	41
TINFOS AS	69	9
YARA NORGE AS	15	47

Og følgjande selskap i regionalt distribusjonsnett:

Selskap	Vekta luftlinjer	Vekta sjøkabel	Vekta stasjonskomponent	Vekta jordkabel	Total oppgåve
E-CO ENERGI AS	0	0	2959	709	3667
JÆREN EVERK KOMMUNALT FORETAK I HÅ	0	0	3134	0	3134
KVÆNANGEN KRAFTVERK AS	0	0	94	0	94
LYSE PRODUKSJON AS	0	0	6895	0	6895
MIDT-TELEMARK ENERGI AS	0	0	1447	0	1447
NORD-ØSTERDAL KRAFTLAG SA	0	0	552	0	552
NOTODDEN ENERGI NETT AS	0	0	2286	711	2997
PORSA KRAFTLAG AS	0	0	998	0	998
RAULAND KRAFTFORSYNINGSLAG SA	2236	0	1414	11	3660



RAUMA ENERGI AS	0	0	1895	0	1895
STRANDA ENERGI AS	0	0	230	0	230
SVORKA ENERGI AS	967	0	1474	62	2503
TINFOS AS	35	0	1495	0	1530
VOKKS NETT AS	0	0	230	0	230
YARA NORGE AS	0	0	1296	0	1296

4.3.3 Selskap som kan inkluderas i DEA, men som ikkje får definere front for andre selskap

I det regionale distribusjonsnettet finst det selskap som kan inngå i DEA-analysane, men som ikkje kan definere front for andre selskap. Dette inneber at selskapet sin prestasjon fortsatt kan evaluerast i DEA, men det kan altså ikkje bestemme kostnadsnorm for andre selskap. I praksis køyrer vi ein separat DEA-analyse, der selskapet kan være på front, men der vi berre hentar ut selskapet sitt eige resultat.

Grensa for å kunne vere frontelskap for andre er at total kostnad (basert på femårig gjennomsnitt) til DEA må være på minimum 50 millionar kroner.

Følgjande selskap vert behandla på denne måten:

Selskap	5-årig snittkostnad
ALTA KRAFTLAG SA	7 604
ANDØY ENERGI AS	11 256
AS EIDEFOSS	20 771
HARDANGER ENERGI NETT AS	1 748
HEMSEDAL ENERGI KF	5 175
HERØYA NETT AS	14 971
LUOSTEJOK KRAFTLAG SA	7 376
LÆRDAL ENERGI AS	2 734
NORDKYN KRAFTLAG SA	4 688
NORD-SALTEN KRAFT AS	23 216
REPVÅG KRAFTLAG SA	11 608
RØROS E-VERK NETT AS	1 700
STANGE ENERGI NETT AS	3 986
SULDAL ELVERK KF	3 057
VOSS ENERGI NETT AS	8 328
YMBER PRODUKSJON AS	16 656

Selskapa inngår ikkje i trinn 2-regresjonen. Det gjer heller ikkje selskap med en gjennomsnittlig total kostnad på under 7 millionar kroner. Selskap med ein gjennomsnittleg total kostnad mellom 7 og 50 millionar kroner som ikkje vert frontelskap, beheld vi i den ordinære DEA-køyringa og inngår i trinn 2-regresjonen.



5. Rekalibrering – Korreksjon for tidlegare avvik

Ved fastsetting av inntektsrammene for 2018 nytta vi justerte 2016-kostnader som eit estimat på forventa kostnader i 2018. På same måte som tidligare vil derfor inntektsrammen for 2020 rekalibrerast for avviket mellom bransjens faktiske kostnader i 2018 og kostnadsgrunnlaget som vart nytta i vedtak om inntektsrammer for 2018. Kapitalkostnader vert haldne utanfor dette reknestykket då desse ikkje har tidsetterslep.

Korrigeringa kjem to år forsinka, og er derfor tillagt rente for 2018 og 2019. For 2018 er referanserenta på 6,10 % nytta. For 2019 har vi nytta estimatet på 5,66 %.

Bransjens faktiske kostnadsgrunnlag for 2018 er 267,8 millionar kroner lågare enn kostnadsgrunnlaget som vart lagt til grunn ved vedtak om inntektsrammer for 2018. Inntektsrammen for 2020 justerast derfor ned med dette beløpet, pluss renter som utgjer 32,4 millionar kroner.