



Infoskriv RME-Ø 4/2020: Om utrekning av inntektsramme og kostnadsnorm for 2021

Dette infoskrivet forklarer korleis vi reknar inntektsramme og kostnadsgrunnlaget for 2021. Vi viser også utrekning av referanserate, kraftpris og KPI.

Innhald

1.	Merknadar til utrekning av inntektsrammer for 2021	2
1.1.	Re-beregning av inntektsramme for 2019	2
1.2.	USLA inngår ikkje lengre i selskapa sitt kostnadsgrunnlag.....	2
1.3.	Rammevilkårskorrigerering i regionalnett.....	2
2.	Om utrekning av inntektsramme	3
3.	Føresetnadar for utrekning av inntektsramme for 2021	4
3.1	Referanserate for 2021	4
3.1.1	Inflasjon.....	4
3.1.2	Swaprente	4
3.1.3	Kredittrisikopremie	4
3.1.4	Skattesats.....	4
3.1.5	Referanserate - 2021.....	5
3.1.6	Referanserate – oppdatert estimat for 2019.....	5
3.2	Referansepris på kraft for 2021	5
3.3	Systempris for 2019.....	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	10
4.3.1	Selskap som vert haldne utanfor evaluering i DEA	10
4.3.2	Selskap som vert evaluert i eigen modell	11
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. Merknadar til utrekning av inntektsrammer for 2021

1.1. Re-beregning av inntektsramme for 2019

Vi har inkludert eit tillegg eller fråtrekk i inntektsrammen for 2021 som følge av ei ny utrekning av inntektsrammen for 2019. Jf. forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 8-6, skal vi gjere om enkeltvedtak om inntektsramme for 2019 dersom det var feil i datagrunnlaget. Dette gjer vi i form av ein korreksjon i enkeltvedtak om inntektsramme det andre påfølgande inntektsrammeåret, i dette tilfellet inntektsramme for 2021. Grunnlaget og resultatet frå desse utrekningane er publisert på nettsida vår, saman med varsel om inntektsramme for 2021.

1.2. USLA inngår ikkje lengre i selskapa sitt kostnadsgrunnlag

Frå inntektsrammen 2020, skal ikkje lengre USLA påverke selskapas inntektsrammer (les meir i [RME-rapport 1/2019](#)). Det vil sei at vi held USLA utanfor kostnadsgrunnlaget og utanfor totalkostnaden som inngår i dei samanliknande analysane.

USLA er likevel inkludert i grunnlagsdata som ein eigen kolonne. Dette er kunn av regneteknisk betydning: USLA-beløpet ligg alt inne i posten «DV uten lønn» (OPEXxS), og må derfor trekkast frå der når vi skal rekne kostnadsgrunnlag.

1.3. Rammevilkårskorrigerering i regionalnett

I trinn 2 i kostnadsnormmodellen for regionalnett korrigerer vi for ein geografivariabel som er samansett av rammevilkåra helling og skog. Den skal forklare skilnadar i kostnadsnivå mellom det enkelte selskap og de selskapa som det samanliknast med i analysen. I år kan vi ikkje sjå at denne variabelen vert signifikant. Det kan henge saman med endringar som har skjedd i referanseselskapa, som igjen fører til endringar på fronten.

Sidan koeffisienten for geografivariabelen ikkje er signifikant forskjellig frå null, set vi den til null. Det vil seie at det i praksis ikkje er nokon korrigerering for rammevilkår i regionalnett i inntektsrammen for 2021. Om koeffisienten til rammevilkårsvariabelen blir signifikant ved ei seinare utrekning, vil vi igjen korrigere for rammevilkår i regionalnett.



2. Om utrekning av inntektsramme

Nettselskapa sine årlege inntektsrammer vert fastsett etter følgjande formel¹:

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

- *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 2021, er det avvika for inntektsramme 2019 som vert lagt til og trekt frå.

Kostnadsgrunnlaget, *K*, er basert på to år gamle data. For inntektsramme 2021 er det data frå 2019 som vert lagt til grunn. Kapitalkostnadane vert ikkje justert, men KILE justerast med KPI² og Drift- og vedlikehaldskostnader justerast med ein indeks der løn er drivande faktor, «KPI-løn»³:

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

- *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 2015-2019.
- *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 2021.

¹ Dette er beskrevet i Forskrift av 11.3.1999 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer (forskrift om kontroll av nettvirksomhet)

² Tabell 03014, ssb.no

³ Tabell 11118, ssb.no



3. Føresetnader for utrekning av inntektsramme for 2021

3.1 Referanserente for 2021

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 heimesider⁴. 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 2020, 2021, 2022 og 2023. SSB har anslått ein inflasjon for desse åra på høvesvis 1,5 %, 2,9 %, 2,1 % og 2,3 %. Anslaga er sist oppdatert september 2020. Gjennomsnittleg inflasjon for åra 2020 – 2023 er **2,20 %**.

3.1.2 Swaprente

Vi bruker observasjonen av swaprenta per 28. august 2020⁵ som estimat på kva denne vil vera i 2021: **0,76 %**.

3.1.3 Kredittrisikopremie

Vi bruker observasjonen av kredittrisikopremien per 15. oktober 2020⁶ som estimat på kva denne vil vera i 2021: **0,67 %**.

3.1.4 Skattesats

Skattesatsen i referanserenta skal svare til selskapsskatten fastsett i Stortingets årlege skattevedtak: **22 %**. I statsbudsjettet har regjeringa føreslått at selskapsskatten for 2021 skal være uendra på 22 %.

⁴ Tabell 12880, ssb.no

⁵ <https://www.kbn.com/om-oss/nyheter/2020/anslag-kalkylerente-pr-august-2020/>

⁶ Basert på kraftkurver frå Nordic Bond Pricing



3.1.5 Referanserente - 2021

Basert på dei estimerte størrelsane ovanfor får vi ei referanserente for 2021 på **5,00 %**.

3.1.6 Referanserente – oppdatert estimat for 2019

Renta for 2020 vart estimert til 5,47 % i varsel om inntektsrammer for 2020. Vi har oppdatert føresetnadane i den estimerte renta for 2020 etter varselet, som vart sendt ut i 2019. For perioden januar-august 2020 har swaprenta i snitt lege på 0,98 %. Inflasjon for 2019-2022 er i snitt 2,18 % og for perioden januar-oktober 2020 har kredittrisikopremien i snitt lege på 0,84 %. Med desse oppdaterte parameterane er nytt estimat på rente for 2020 på **5,22 %**.

3.2 Referansepris på kraft for 2021

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

Den endelege prisen er ikkje kjent før etter utgangen av 2021, og må derfor estimerast ved varsel. I estimeringa har vi brukt kvartalsvise priser på future-kontraktar for 2021 (ENOFUTBLQ1-4-21)⁷. Desse har vi vekta saman med kvartalsvis forbruk, der vi bruker eit snitt for bruttoforbruk per kvartal i alminneleg forsyning⁸.

	Future-kontrakt	Pris per 25.11.2020, Euro/MWh	Eurokurs per 25.11.2020	Pris per 25.11.2020, NOK/MWh	Syst.pris inkl. 11 kr påslag	Vekt	Vektet pris
2021 Q1	ENOFUTBLQ1-21	19,70	10,55	207,81	218,81	0,33	71,49
2021 Q2	ENOFUTBLQ2-21	13,95	10,55	147,16	158,16	0,21	32,80
2021 Q3	ENOFUTBLQ3-21	15,00	10,55	158,23	169,23	0,17	29,02
2021 Q4	ENOFUTBLQ4-21	23,80	10,55	251,06	262,06	0,29	77,15
Referansepris på kraft for 2021							210,46

Tabell 1: Referansepris på kraft for 2021

Vi legg til grunn ein referansepris på kraft på **210,46 kr/MWh**, inkludert påslag på 11 kr/MWh, ved varsel om inntektsramme for 2021.

⁷ <http://www.nasdaqomx.com/commodities/market-prices/history> (prisane vart henta 25.11.2020).

⁸ Tabell 08583, ssb.no



3.3 Systempris for 2019

Vi bruker systemprisen for 2019 til å rekne ut nettapskostnaden som inngår i DEA-analysen for distribusjonsnett. I dette varselet har vi brukt månedlege systemprisar for 2019⁹, og vekta desse med månedleg bruttoforbruk i alminneleg forsyning¹⁰.

	Månadleg systempris, NOK	Forbruk MWh	Forbruksvekt	Vekta pris
Januar	525,97	9 686 832	12,0 %	63,26
Februar	446,68	8 046 000	10,0 %	44,62
Mars	397,15	8 265 222	10,3 %	40,75
April	392,79	6 135 742	7,6 %	29,92
Mai	372,34	5 672 466	7,0 %	26,22
Juni	272,58	4 603 697	5,7 %	15,58
Juli	339,43	4 219 124	5,2 %	17,78
August	359,78	4 396 277	5,5 %	19,64
September	327,02	5 140 181	6,4 %	20,87
Oktober	375,07	6 969 885	8,7 %	32,46
November	426,39	8 500 694	10,6 %	45,00
Desember	369,24	8 907 503	11,1 %	40,84
Sum 2019		80 543 623	100 %	
Vekta systempris 2019				396,94
Systempris 2019 inkl. 11 kr/MWh				407,94

Tabell 2: Systempris på kraft for 2019

Vi legg til grunn ein systempris på kraft på **407,94 kr/MWh**, inkludert påslag på 11 kr/MWh, ved varsel om inntektsramme for 2021.

3.4 KPI-justering

3.4.1 KPI løn

Drift- og vedlikeholdskostnadar vert prisjustert med KPI-løn, frå 2019- til 2021-nivå. I 2019 var KPI 112,0, men er ukjend for 2021 når vi sender varselet. Vi nyttar derfor SSB sine estimat¹¹ for vekst på 2,0 % i 2020 og 2,3 % i 2021, som gir ein indeks for KPI-løn på 116,9 for 2021. D&V-kostnadar vert derfor justert med faktoren **1,044**.

3.4.2 KPI

KILE vert prisjustert med KPI, frå 2019- til 2021-nivå. I 2019 var KPI 110,8, men er ukjend for 2021 når vi sender varselet. Vi nyttar derfor SSB sine estimat for vekst på 1,5 % for 2020 og 2,9 % for 2021, som gir ein indeks for KPI på 115,7 for 2021. KILE vert derfor justert med faktoren **1,044**.

⁹ <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>

¹⁰ Tabell 08583, ssb.no

¹¹ Tabell 12880, ssb.no



4. Om utrekning av kostnadsnormen (K*)

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

- Trinn 1: Her nyttar vi DEA for å måle forholdet mellom nettselskapa sine oppgåver og kostnader. Data frå 2019 vert målt mot gjennomsnittlege data for perioden 2015 – 2019, 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.

Kostnadane 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 2019 (sjå kapittel 3.3). Referanserenta for 2021 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 vekstsystem til å rekne ut denne normkostnaden.

Lokalt distribusjonsnett	
Trinn 1 – DEA- modell	Forkorting
Tal på kilometer høgspent 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 sær s 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

Regionalnett	
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 sær s høg bonitet	rdz_geo1

Tabell 4: Kostnadsnormmodell for regionalnett



4.1 Faktoranalyse – for utrekning av geografiindeksar i trinn 2

Vi nyttar faktoranalyse for å rekne ut dei samansette geografiindeksane i trinn 2 i kostnadsnormmodellane. 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: Gjennomsnittleg helling i kartrutene der selskapet har nettverkskomponentar.	ldz_inc.av
Lauvskog: Eit mål på mengde lauvskog.	ldz_f7
Småkraft: Størrelsesuavhengig mål på installert småkraftyting 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», regionalnett	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



Figurane nedanfor dekomponerer resultatet frå PCA, og viser korleis geografiindeksane er samansett av de underliggande variablane:

```
> lm(1d_EVAL$1dz_Geo1 ~ 1d_EVAL$1dz_inc.av + 1d_EVAL$1dz_f7 +1d_EVAL$1dz_cmpp.sz)
Call:
lm(formula = 1d_EVAL$1dz_Geo1 ~ 1d_EVAL$1dz_inc.av + 1d_EVAL$1dz_f7 +
    1d_EVAL$1dz_cmpp.sz)
Coefficients:
    (Intercept)    1d_EVAL$1dz_inc.av    1d_EVAL$1dz_f7    1d_EVAL$1dz_cmpp.sz
        -2.4952         0.1575         6.5254         970.2855

> lm(1d_EVAL$1dz_Geo2 ~ 1d_EVAL$1dz_wind2.cod + 1d_EVAL$1dz_is1.sz +1d_EVAL$1dz_hvsc.s)
Call:
lm(formula = 1d_EVAL$1dz_Geo2 ~ 1d_EVAL$1dz_wind2.cod + 1d_EVAL$1dz_is1.sz +
    1d_EVAL$1dz_hvsc.s)
Coefficients:
    (Intercept)  1d_EVAL$1dz_wind2.cod    1d_EVAL$1dz_is1.sz    1d_EVAL$1dz_hvsc.s
        -0.7225         0.7854         5130.6354         13.5191

> lm(1d_EVAL$1dz_Geo3 ~ 1d_EVAL$1dz_snow + 1d_EVAL$1dz_lat.av +1d_EVAL$1dz_ice.av+1d_EVAL$1dz_tempneg)
Call:
lm(formula = 1d_EVAL$1dz_Geo3 ~ 1d_EVAL$1dz_snow + 1d_EVAL$1dz_lat.av +
    1d_EVAL$1dz_ice.av + 1d_EVAL$1dz_tempneg)
Coefficients:
    (Intercept)    1d_EVAL$1dz_snow    1d_EVAL$1dz_lat.av    1d_EVAL$1dz_ice.av    1d_EVAL$1dz_tempneg
        -26.050984         0.004237         0.378483         0.017071         0.247933
```

Figur 1: koeffisientar til Geo1, Geo2 og Geo3 for lokalt distribusjonsnett

```
> lm(rd_EVAL$rdz_Geo1 ~ rd_EVAL$rdz_f12 + rd_EVAL$rdz_inc.av)
Call:
lm(formula = rd_EVAL$rdz_Geo1 ~ rd_EVAL$rdz_f12 + rd_EVAL$rdz_inc.av)
Coefficients:
    (Intercept)    rd_EVAL$rdz_f12    rd_EVAL$rdz_inc.av
         3.5403         -4.7550         -0.1955
```

Figur 2: koeffisientar til Geo1 for regionalnett

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 resultatata frå regresjonsanalysane i trinn 2.



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

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-0.25557 -0.05812 -0.01774  0.05183  0.20840

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value      Pr(>|t|)
(Intercept)  0.747296   0.012462  59.966 < 0.0000000000000002 ***
z.diffldz_hvug.s -0.236996   0.075791  -3.127   0.002402 **
z.diffldz_f4 -0.438469   0.110721  -3.960   0.000153 ***
z.diffldz_Geo1 -0.033149   0.006243  -5.310   0.0000008302 ***
z.diffldz_Geo2 -0.067549   0.011344  -5.955   0.0000000538 ***
z.diffldz_Geo3 -0.031390   0.007415  -4.234   0.0000568535 ***
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.08729 on 87 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.4569,    Adjusted R-squared:  0.4257
F-statistic: 14.64 on 5 and 87 DF,  p-value: 0.000000002124
```

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
-0.26132 -0.09091 -0.01416  0.10724  0.21773

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value      Pr(>|t|)
(Intercept)  0.72338    0.02405  30.075 <0.0000000000000002 ***
z.diff       0.02107    0.02181   0.966   0.341
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.1349 on 33 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.02752,    Adjusted R-squared: -0.001954
F-statistic: 0.9337 on 1 and 33 DF,  p-value: 0.3409
```

Tabell 7: Resultat frå regresjon i trinn 2, regionalnett

Utrekningane som ligg til grunn for geografiindeksane og for trinn 2 vil verte oppdatert før vedtak om inntektsrammer for 2021 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 2021 gjeld dette følgjande selskap i lokalt distribusjonsnett: Sira Kvina Kraftselskap, Lyse Produksjon AS, Svorka Produksjon AS, Sør-Norge Aluminium AS og Norske Skog Skogn AS.



Og disse selskapa i regionalnett: Finnås Kraftlag SA, Luster Energiverk AS, Meløy Energi Nett AS, Stryn Energi AS, Sykkylven Energi AS, Årdal Energi Nett AS, Nettet Kraft AS, Sunndal Energi KF, Statkraft Energi AS, og Norske Skog Skogn AS.

4.3.2 Selskap som vert evaluert i eigen modell

I denne modellen målar vi selskapa sine oppgaver og kostnader mot deira egne femårige historiske gjennomsnitt.

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

Lokalt distribusjonsnett	Abonnementar		
MODALEN KRAFTLAG SA	432		
HYDRO ENERGI AS	1		
TINFOS AS	72		
HYDRO ALUMINIUM AS	16		
YARA NORGE AS	22		
MIP INDUSTRISETT AS	273		
HERØYA NETT AS	32		
Regionalnett		Vekta luftlinjer	Total oppgåve
JÆREN EVERK KOMMUNALT FORETAK I HÅ		0	3134
KVÆNANGEN KRAFTVERK AS		0	94
NORD-ØSTERDAL KRAFTLAG SA		0	552
PORSA KRAFTLAG AS		0	998
RAULAND KRAFTFORSYNINGSLAG SA		2236	3660
RAUMA ENERGI AS		0	1951
STRANDA ENERGI AS		0	230
TINFOS AS		35	1530
SVORKA ENERGI AS		967	2503
USTEKVEIKJA KRAFTVERK DA		1081	1081
EVERKET AS		0	2997
E-CO ENERGI AS		0	3667
LYSE PRODUKSJON AS		0	6895
VOKKS NETT AS		0	230
MIDT-TELEMARK ENERGI AS		0	2130
YARA NORGE AS		0	1296

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

I regionalnett kan ikkje selskap med totale kostnader (basert på femårig snitt) til DEA lågare enn 50 millionar kroner definera front for andre selskap. Selskapet sin prestasjon kan fortsett evalueras 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.



Selskap med total kostnad til DEA (basert på femårig snitt) lågare enn 7 millionar kroner, inngår ikkje i trinn 2-regresjonen. Det gjer heller ikkje dei selskapa som inngår i DEA, men som ikkje kan definere front for andre selskap. Denne behandlinga gjeld desse selskapa:

Selskap	5-årig snittkostnad, i tusen kroner
ANDØY ENERGI NETT AS	10 651
AS EIDEFOSS	24 658
TROLLFJORD NETT AS	6 596
KRAGERØ ENERGI AS	6 289
LUOSTEJOK KRAFTLAG SA	7 616
LÆRDAL ENERGI AS	2 634
NORD-SALTEN KRAFT NETT AS	22 559
YMBER NETT AS	16 288
NORDKYN KRAFTLAG SA	4 461
REPVÅG KRAFTLAG SA	11 769
RØROS E-VERK NETT AS	1 775
HARDANGER ENERGI NETT AS	2 033
HEMSEDAL ENERGI AS	4 835
STANGE ENERGI NETT AS	3 794
HERØYA NETT AS	14 772

5. Rekalibrering – Korreksjon for tidlegare avvik

Ved fastsetting av inntektsrammene for 2019 nytta vi justerte 2017-kostnader som eit estimat på forventa kostnader i 2019. På same måte som tidlegare vil derfor inntektsrammen for 2021 rekalibrerast for avviket mellom bransjens faktiske kostnader i 2019 og kostnadsgrunnlaget som vart nytta i vedtak om inntektsrammer for 2019. Kapitalkostnader vert haldne utanfor dette reknestykket då desse ikkje har tidsetterslep.

Korrigeringa kjem to år forsinka, og er derfor tillagt rente for 2019 og 2020. For 2019 er referanserenta på 5,69 % nytta. For 2020 har vi nytta estimatet på 5,22 %.

Bransjens faktiske kostnadsgrunnlag for 2019 er 477,3 millionar kroner lågare enn kostnadsgrunnlaget som vart lagt til grunn ved vedtak om inntektsrammer for 2019. Inntektsrammen for 2021 justerast derfor ned med dette beløpet, pluss renter som utgjer 53,5 millionar kroner.