



## Internt notat

---

Til: Olje- og energidepartementet

---

Fra: RME-N

---

Ansvarlig: Torfinn Jonassen

---

Dato: 15.6.2018

---

Saksnr.: NVE 201834164

---

Arkiv:

---

Kopi:

---

## Bestilling til NVE om tariffutjevning

### Bakgrunn

Olje- og energidepartementet har i brev datert 26. april 2018 bedt NVE om å levere en rapport med oppdaterte vurderinger til Olje- og energidepartementet innen 15. juni 2018.

Departementet viser til Stortingets anmodningsvedtak dokument 8:14 S (2017-2018), Innst. 177 S (2017-2018):

*Stortinget ber regjeringen utrede ulike modeller for utjevning av nettariffene i Norge og komme tilbake til Stortinget med dette som egen sak høsten 2018.*

Departementet viser videre til at NVE i 2010 gjennomførte en utredning av den samlede reguleringen av kraftnettet, herunder forhold knyttet til utjevning av tariffen. Departementet ber NVE oppdatere tallgrunnlaget og vurdere om det har skjedd relevante endringer i forutsetningene for konklusjonen som angår tariffutjevning i 2010-rapporten, og eventuelt oppdatere konklusjonen basert på funnene.

Videre ber departementet NVE vurdere om tariffen til kunder i distribusjonsnettet i områder med mye fornybar produksjon med innmating i regionalnettet er høyere enn tariffen i andre områder av landet.

### Innhold

Del 1 inneholder en beskrivelse av utviklingen i nettariffene over tid, samt relevante endringer som kan påvirke utviklingen av forskjeller i nettariffene nasjonalt.

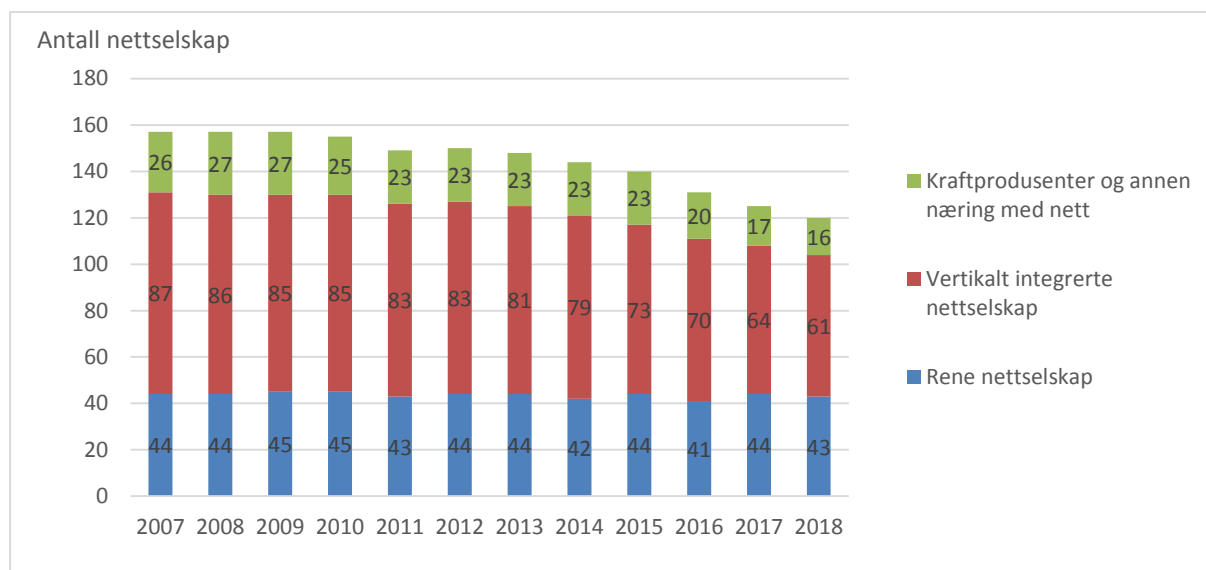
Del 2 inneholder en vurdering av sammenhengen mellom mye produksjon i regionalnettet og nettariffer i distribusjonsnettet.

Del 3 inneholder en kort vurdering av de modeller for tariffutjevning som beskrevet i rapport av 2010, samt oppdatering av tallgrunnlaget og konklusjon.

## Del 1 Utvikling i nettariffene

I perioden fra 2007 til 2018 er antallet nettselskap redusert fra 158 til 121<sup>1</sup> inkl. Statnett. Reduksjonen i antall nettselskap har i stor grad skyltes at små vertikalt integrerte selskap (nettselskap med kraftproduksjon og/eller kraftomsetning), selskap uten distribusjonsnett eller selskap hovedsakelig med annen næring enn nettvirksomhet har blitt fusjonert inn i eller solgt til større omkringliggende nettselskap. Per 31.12.16<sup>2</sup> var det 102 selskap med færre enn 30 000 abonnenter i distribusjonsnettet, åtte selskap med flere enn 30 000 abonnenter og syv med flere enn 100 000 abonnenter. 15 nettselskap inkl. Statnett eide hovedsakelig regional- eller transmisjonsnett og hadde ikke abonnenter i distribusjonsnettet.

I Figur 1 ser vi utviklingen i antall nettselskap i perioden 2007 til 2018. Den 17.3 2016 vedtok Stortinget selskapsmessig og funksjonelt<sup>3</sup> skille for alle selskap med nettvirksomhet. Prosessen i forkant av vedtaket har trolig påvirket og forsterket reduksjonen vi ser i antallet vertikalt integrerte nettselskap. Innen 1.1.2021 må alle de vertikalt integrerte nettselskapene ha skilt ut nettvirksomheten i egne selskap.



Figur 1 Utvikling i antall nettselskap (eks. Statnett) fra 2007 til 2018

## Historisk utvikling av nettariffer

### Nettleieutvikling

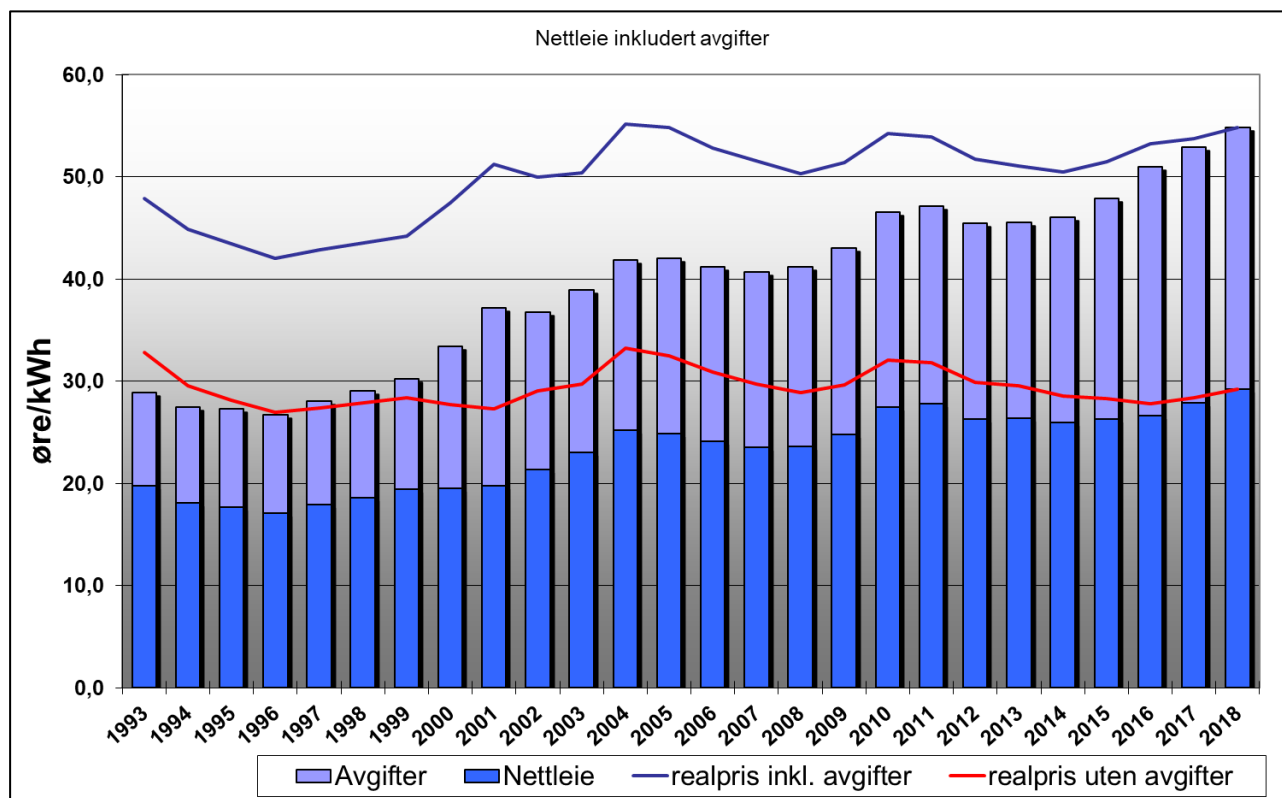
Nettleien til husholdninger i realpriser har de siste 25 årene vært relativt stabil. Økningen i forbruksavgift og merverdiavgift (mva.) har imidlertid medført en viss stigning i gjennomsnittlig

<sup>1</sup> Antallet for 2018 er status p.t. Gjennomførte fusjoner og vedtatte fusjoner som er planlagt gjennomført i løpet av 2018 er tatt hensyn til, ikke vedtak om intensjon om fusjon eller fusjoner med virkning 1.1.2019.

<sup>2</sup> Siste innrapporterte datagrunnlag.

<sup>3</sup> Den 16.3.2018 ba Stortinget regjeringen legge frem forslag til en ny lovendring slik at nettselskap med under 30 000 abonnenter gis fritak fra det funksjonelle skille.

nettleie pr kWh i perioden. Figur 2 viser utviklingen i gjennomsnittlig nettleie i nominelle og realpriser i perioden 1993 frem til i dag, med og uten forbruksavgift og mva.



Figur 2 Fremstillingen viser et vektet gjennomsnitt av husholdningstariffen i Norge fra 1993 til i dag. Husholdningstariffen består av et fastledd (kr/år) og et bruksavhengig energiledd (øre/kWh). I statistikken er tariffen omregnet til øre/kWh der det forutsettes et forbruk på 20 000 kWh pr år

Nettselskapene er imidlertid inne i en periode med mye investeringer, og NVE forventer dermed at nettleien kan stige mer enn normal prisutvikling i årene som kommer. Jf. NVE rapport 2018:55 forventer NVE investeringer i bransjen for om lag 140 mrd kr i perioden 2017-2025. Våre beregninger anslår at nettleien vil stige med 30 % (nominelt) i denne perioden.

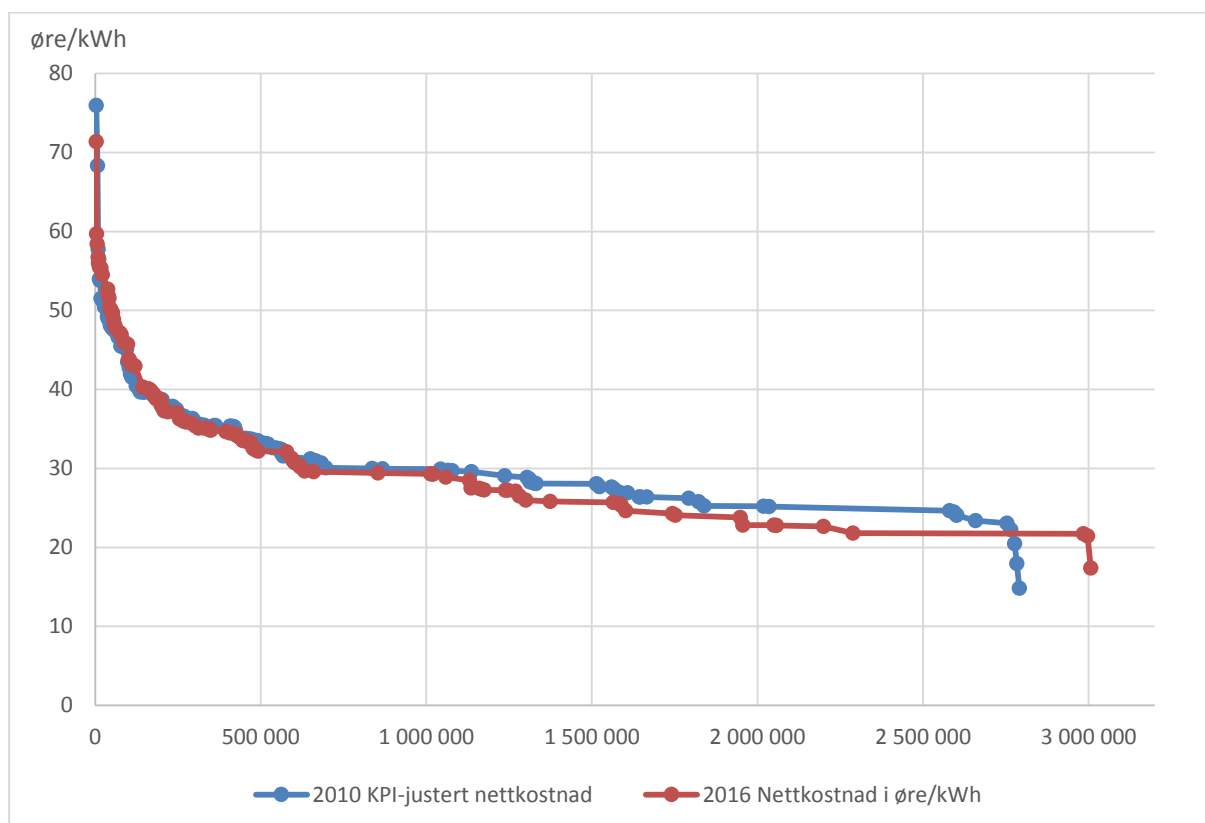
#### Forskjeller i nettkostnad mellom nettselskap

Alle nettselskap fastsetter tariffene til brukerne av nettet i sitt konsesjonsområde på bakgrunn av tillatt inntekt fastsatt av NVE. Regelverket gir selskapene en viss frihet i tariffutformingen. Dette har medført variasjoner i tariffpraksisen mellom selskapene. Dette kan for eksempel innebære at nettselskapene velger noe annen fordeling mellom nærings-, fritidsbolig- og husholdningstariffer eller har noe ulik fordeling mellom effektledd, energiledd og fastledd.

For å se på forskjeller mellom nettselskapene vil NVE i resten av dokumentet se på deres nettkostnader. Nettkostnaden er beregnet ved å dividere nettselskapet sine tillatte inntekter fra sluttbrukerne i det lokale distribusjonsnettet, med levert mengde i kWh til de samme sluttbrukerne. Nettselskapenes nettkostnader kan imidlertid variere relativt mye fra år til år, f.eks. grunnet håndtering av pensjonskostnader, noe som gjør at de er mindre egnet til å si noe om kostnadsutvikling fra år til år. Kostnadsforskjellene mellom selskap er imidlertid relativt stabil over tid.

Nettkostnaden viser hva abonnentene må betale per kWh før merverdiavgift og forbruksavgift legges til. Finnmark, Troms og Nordland er fritatt fra merverdiavgift. I tillegg er Finnmark og noen kommuner i Troms fritatt fra forbruksavgiften. I dette avsnittet viser vi nettkostnaden uten avgifter. Ulik praksis vedrørende eiendomsskatt vil kunne medføre ulikheter i nettariffer mellom slutt kunder i de ulike kommuner. Eiendomsskatt utgjør imidlertid en beskjeden andel av den totale nettkostnaden. Dette viser vi senere i Figur 15 og Figur 16.

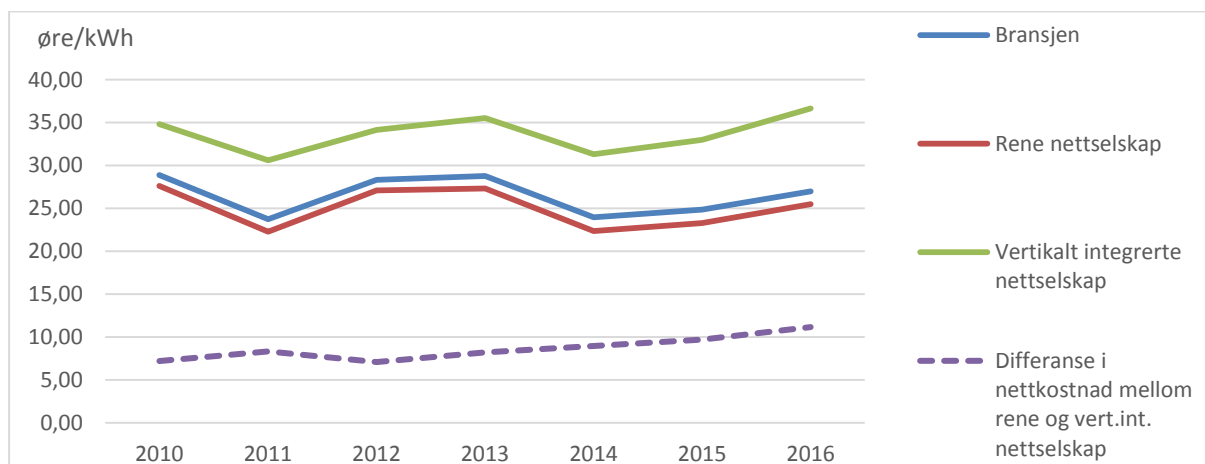
Figur 3 viser fordelingen av nettkostnader fra 2010 til 2016. Alle tall er i 2016 tall, slik at 2010 tallene er kpi-justert for perioden. Figuren viser at antall kunder totalt har økt med om lag 215 000 i perioden. Oversikten viser videre at forskjellene i nettkostnader har blitt noe større siden 2010. Dette skyldes i stor grad at selskapene med lave kostnader pr kWh har redusert disse kostnadene, mens selskaper med høye nettkostnader har omtrent samme kostnad pr kWh i 2016 som i 2010 korrigert for inflasjon. Hver prikk i figuren representerer ett nettselskap. Figuren viser at selskap med flest kunder hovedsakelig er plassert i den enden av skalaen med lavest nettkostnader.



Figur 3 Endring i nettkostnad fra 2010 (KPI-justert) til 2016 i forhold til antall kunder

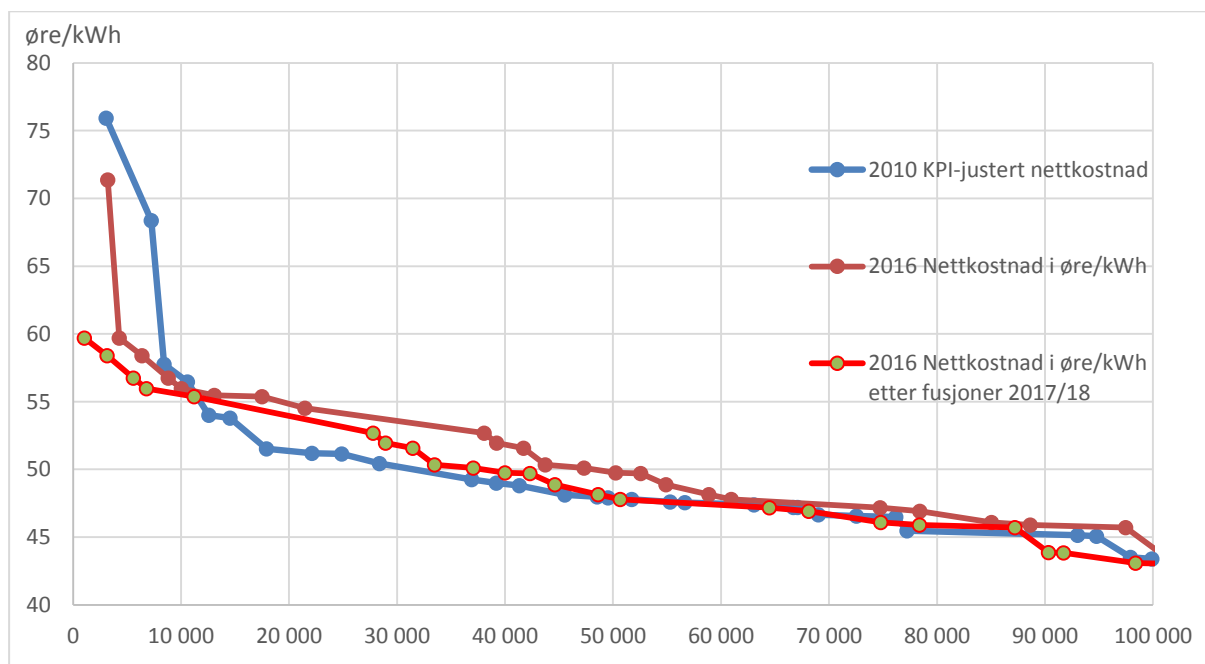
Samtidig ser vi at differansen mellom de rene nettselskapene og de vertikalt integrerte nettselskapene har økt siden 2012. Figur 4 viser KPI-justert utvikling i nettkostnaden i perioden 2007-2016 for selskapsmessig adskilte nettselskap, vertikalt integrerte nettselskap og for bransjen totalt. Siden 2012 har differansen i vektet nettkostnad mellom selskapsmessig adskilte og vertikalt integrerte selskap økt hvert år. Siden 2012 har de rene nettselskapene redusert den vektete nettkostnaden med 6 %, tilsvarende en reduksjon på 1,6 øre/kWh. De vertikalt integrerte selskapene har økt kostnaden med 7 %, tilsvarende en økning på 2,5 øre/kWh.

Forskjellen i gjennomsnittlig nettkostnad mellom de vertikalt integrerte og selskapsmessige adskilte nettselskapene i perioden 2007-2016 er statistisk signifikant.



Figur 4 Utvikling i nettkostnad fra 2007 til 2016 (KPI-justert).

Figur 5 viser situasjonen for de nettselskapene som har hatt de høyeste nettkostnadene pr kWh i hhv. 2010 og 2016. Oversikten er sortert på antall kunder og viser derfor nettkostnadene for de 100 000 kundene som er tilknyttet nettselskap med de høyeste kostnadene. Mellom 2010 og 2016 er det gjennomført noen fusjoner som har hatt en utjevneende effekt på gjennomsnittlig nettkostnad. Videre er det gjennomført fusjoner i 2017 og 2018 som ikke er en del av 2016-datagrunnlaget som benyttes i dette notatet. NVE har derfor beregnet gjennomsnittlig nettkostnad hos de selskap som har fusjonert eller er i ferd med å fusjonere. Dette er representert i den røde linjen. Som oversikten viser, vil de forespeilte fusjonene virke ytterligere utjevneende på nettkostnadene.



Figur 5 Endringen fra 2010 (KPI-justert) til 2016 for nettselskapene med høyest nettkostnad i forhold til antall kunder, samt korrigeret nettkostnad for de samme selskapene for 2016 etter fusjon

Fusjonene som er gjennomført eller er i ferd med å bli gjennomført har i stor grad innebåret at selskapene med de høyeste nettkostnader får en betydelig reduksjon i gjennomsnittlig nettkostnad og derigjennom tariffen til sine kunder, mens nettselskapet med de laveste nettkostnadene får en mindre økning i gjennomsnittlige nettkostnader. Dette skyldes at det i hovedsak har vært de større selskapene som har hatt de laveste nettkostnadene. I vedlegg 1 ligger det en liste over hvilke sammenslåinger som er gjennomført eller vedtatt gjennomført i perioden fra 2010.

### ***Konklusjon:***

Utviklingen i nettleien har de siste 25 årene hovedsakelig fulgt normal prisstigning. Nettselskapene er imidlertid inne i en periode med mye investeringer, og NVE forventer dermed at nettleien kan stige mer enn normal prisutvikling i årene som kommer.

NVE ser at forskjellene i nettkostnadene per kWh mellom de større nettselskapene og de mindre nettselskapene har økt noe i perioden 2010 til 2016. Videre er det gjennomført relativt mange sammenslåinger av nettselskap i perioden, og flere sammenslåinger er blitt gjennomført etter 2016 eller er i ferd med å bli gjennomført. NVE ser at dette har en utjevnende effekt på nettkostnadene.

### **Del 2 Sammenheng mellom tariffer til kunder i distribusjonsnettet og innmating i regionalnettet**

Gitt at produksjon tilknyttet regionalnettet medfører økte kostnader i regionalnettet, vil dette medføre økt inntektsramme i regionalnettet. Dette vil, alt annet likt, gi økte tariffkostnader for aktører tilknyttet dette nettet, som industrikunder eller distribusjonsnett. Økte overliggende nettkostnader for distribusjonsnettene vil igjen, alt annet likt, medføre økte tariffer for kundene i distribusjonsnettet. Imidlertid reflekterer regionalnettets overliggende nettkostnader også hvor mye produksjon som er i regionalnettet, slik at transmisjonsnettet gir en redusert tariff til regionalnett med høy tilgjengelig vintereffekt (produksjon) i forhold til forbruket.

Statnetts k-faktor modell innebærer at ved samlokalisering av produksjon og forbruk belastes regionalnettene en mindre andel av de faste kostnadene i transmisjonsnettet. Avregningsgrunlaget korrigeres med en korreksjonsfaktor pr. punkt (k-faktor), som reflekterer forholdet mellom samlet uttak i punktet og tilgjengelig vintereffekt referert til det samme punktet.

Statnetts begrunnelsen for å ta hensyn til samlokalisering av produksjon og forbruk har tidligere vært at det vil være et mindre behov for overføringslinjer for å overføre uttak eller innmating til det aktuelle punktet, og at dette medfører kostnadsbesparelser i det samlede nettsystem og fører til en mer effektiv utnyttelse av nettet.

Dette innebærer at selv om regionalnettet skulle få en økt inntektsramme som følge av produksjonen i regionalnettet, er det ikke gitt at dette medfører en økt tillatt inntekt i regionalnettet. Det er imidlertid et øvre tak for hvor høy denne reduksjonsfaktoren kan bli. I 2016 var det et gulv på k-faktoren på 0,5. Dette innebærer at i uttakspunkt med så mye produksjon at reduksjonsfaktoren er maksimal, vil produksjon som medfører økte regionalnettskostnader medføre økte kostnader til distribusjonsnettet. I dette avsnittet analyserer vi sammenhengen mellom mengde produksjon i regionalnett og kostnader for kundene.

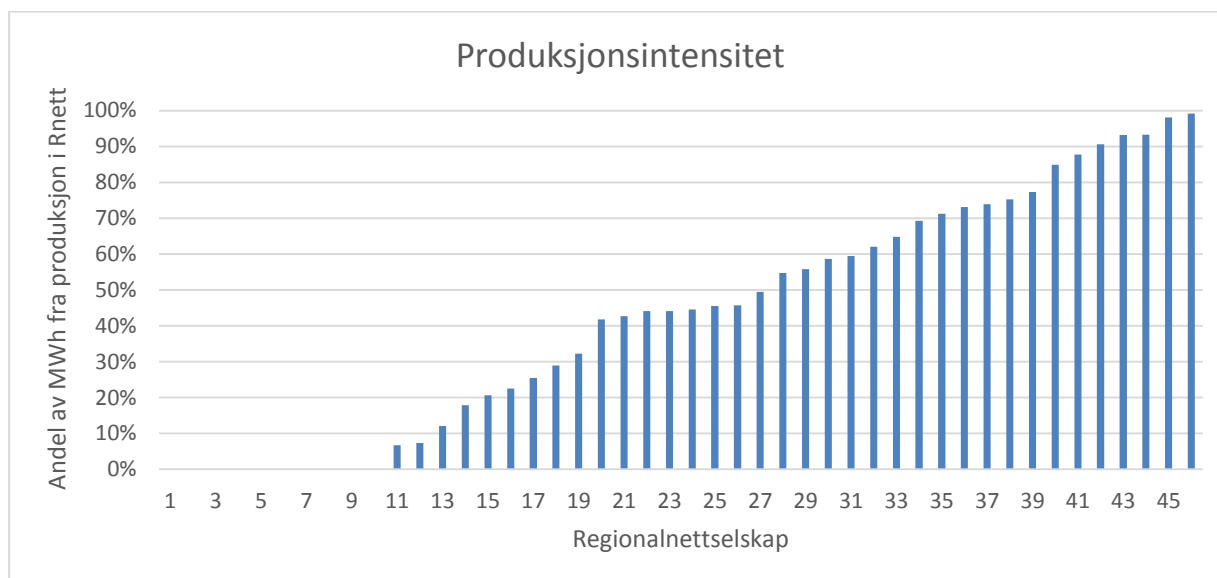
### Mål på produksjonsintensitet i Regionalnett

Vi trenger et mål på mengden produksjon som mater inn i regionalnettet. I eRapp vises energibalansen i regionalnettet, jf. Figur 6. Som mål på energiintensiteten i regionalnettet, beregner vi andelen som «Sum innlevering fra kraftproduksjon» utgjør av «A Sum innlevert til regionalt distribusjonsnett»:

Regionalt distribusjonsnett Innlevert til regionalt distribusjonsnett	Regionalt distribusjonsnett		
	Ordinært uttak	Fleksibelt uttak	Sum
	MWh	MWh	MWh
Note 12.3: Fra transmisjonsnett			209619
Note 12.3: Fra andres regionale distribusjonsnett			
a Note 1.4: Fra eget lokalt distribusjonsnett (ref. note...)			233364
Note 1.4: Fra andres lokale distribusjonsnett			
Note 1.4: Sum innlevering fra kraftproduksjon			7886003
A Sum innlevert til regionalt distribusjonsnett			8328986

Figur 6 Innmating i regionalnett i eRapp, eksempel

Av den totale mengden som mates inn i regionalnettet, kommer 48 % fra produksjon i regionalnettet. I Figur 7 vises fordelingen av dette mellom regionalnettselskapene:



Figur 7 Produksjonsintensitet per selskap, 2016-tall

Ti selskaper har ingen innmating fra produksjon i sitt regionalnett, de øvrige selskapene fordeler seg mellom 7 % og 99 % innmating fra produksjon i regionalnettet.

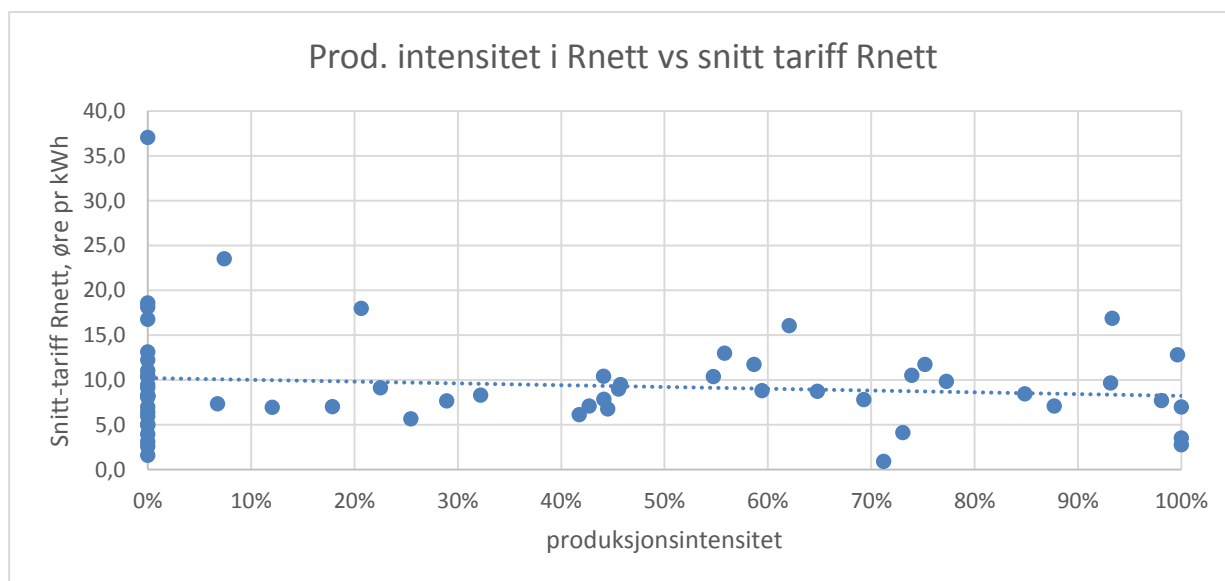
For å undersøke en eventuell sammenheng mellom produksjon i regionalnettet og kostnader i distribusjonsnettet, har vi vurdert denne produksjonsintensiteten mot ulike variabler:

- Inntektene som R-nettselskap henter inn fra underliggende distribusjonsnett – *krever selskaper med mye produksjon mer inntekt fra sine underliggende distribusjonsnett?*
- Kostnader til overliggende nett i distribusjonsnett – *har distribusjonsnettselskaper høyere kostnader til overliggende nett når det er mye produksjon i regionalnettet?*
- Nettkostnaden til kunder i distribusjonsnett – *betaler kundene i distribusjonsnett høyere tariffer når det er mye produksjon i overliggende regionalnett?*

De to første kulepunktene skal undersøke om kostnadene fra distribusjons- til regionalnett er ulike gitt produksjon i regionalnettet. I det siste punktet forsøker vi å se om en slik eventuell kostnadsforskjell gjenspeiles i tariffen til sluttbruker, noe som blant annet vil avhenge av hvor mange som må dekke denne kostnaden til overliggende nett.

### ***Inntekt fra underliggende distribusjonsnett sett mot produksjonsintensitet i regionalnett***

Vi har data på mengden energi (MWh) hvert regionalnett leverer til eget eller andres distribusjonsnett, og inntekten selskapene tar for denne energien. Med dette beregner vi en gjennomsnittlig regionalnettstariff for selskapet. Vi undersøker om det er en sammenheng (korrelasjon) mellom denne tariffen og produksjonsintensitet i regionalnettet.



Figur 8 Produksjonsintensitet mot inntekt pr kWh fra underliggende distribusjonsnett i 2016-tall

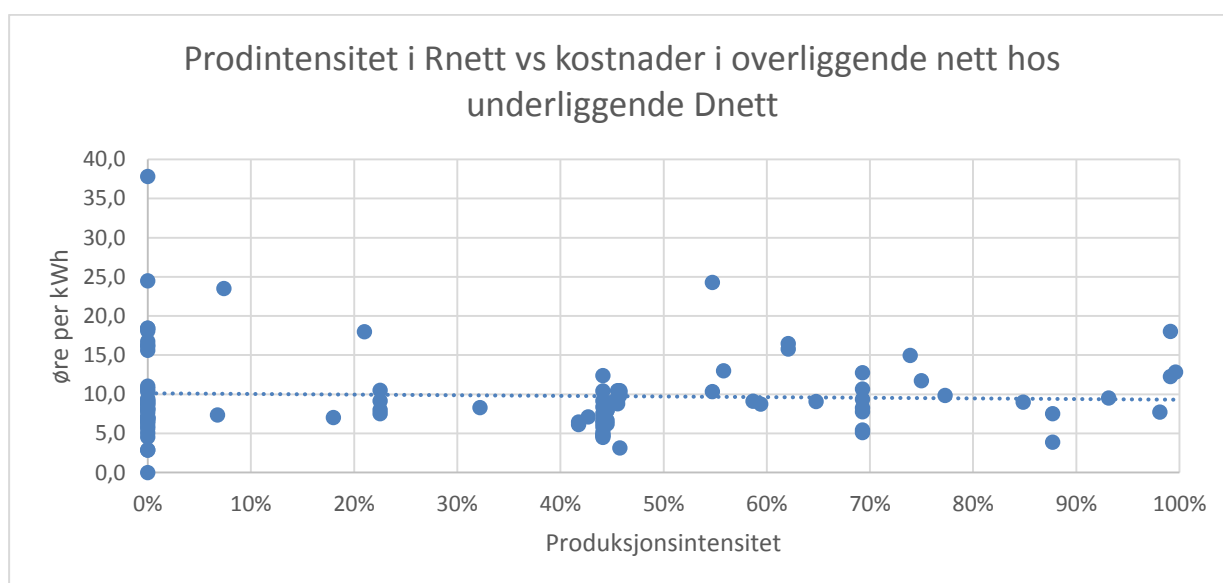
Figur 8 viser ingen særlig sammenheng mellom disse to variablene. Trendlinjen har et negativt stigningstall, og antyder at det er lavere inntekter pr kWh fra underliggende nett desto mer produksjon det er i regionalnettet. Forklaringsstyrken til trendlinjen er svak<sup>4</sup>. Korrelasjonsanalyse gir korrelasjon på -0,1.

<sup>4</sup> R2 er 0,016 for trendlinjen.



### Kostnader til overliggende nett i distribusjonsnettet

Ved å snu perspektivet og se på kostnadene som distribusjonsnett har til overliggende nett, har vi kunnet koble distribusjonsnett til hvilke regionalnett<sup>5</sup> de får strømmen fra. Veldig mange selskaper får energien hovedsakelig fra ett regionalnettselskap. Blant de som har innmating fra flere regionalnett, har de fleste mer enn 90 % av innmatingen fra ett selskap. For å forenkle, har vi satt at disse har innmating fra kun det ene hovedselskapet. For de åtte siste distribusjonsnettselskapene med innmating fra flere nett, har vi vektet sammen produksjonsintensiteten med andel innmatet energi i distribusjonsnettet. Dermed har vi kunnet sammenstille kostnader til overliggende nett i distribusjonsnettet mot produksjonsintensiteten i det overliggende nettet. Dette er plottet i Figur 9:



Figur 9 Produksjonsintensitet mot kostnader i overliggende nett pr kWh hos underliggende distribusjonsnett i 2016-tall

Det er flere selskaper i Figur 9 enn Figur 8. Det er fordi vi her ser på distribusjonsnettselskapene, som det er flere av enn regionalnettene. Som med inntekt fra underliggende nett, er det heller ikke her noen klar sammenheng. I den grad det er en sammenheng er den svakt negativ, men trendlinjen har svak forklaringsgrad<sup>6</sup>. En korrelasjonsanalyse gir -0,04 i korrelasjon.

### Nettkostnad i distribusjonsnett

I Figur 3, 4 og 5 har vi beskrevet nettkostnaden hos nettselskapene og vist at denne varierer en del mellom distribusjonsnettselskapene. Vi vil undersøke om noe av variasjonen kan henge sammen med produksjon i overliggende nett.

For å undersøke nærmere, vil vi kjøre regresjoner for å se om produksjonsintensiteten i Rnett påvirker nettkostnaden i Dnett. Vi beskriver metodikk og valg av variabler nærmere i vedlegg 2. Det er verdt å legge til at en regresjonsanalyse kan undersøke om det er sammenheng mellom variabler, og om sammenheng er signifikant, men den sier ikke nødvendigvis at det er årsakssammenheng.

<sup>5</sup> I analysen har vi antatt at all innmating i distribusjonsnettet kommer fra overliggende regionalnett.

<sup>6</sup> R2 er 0,002 for trendlinjen

Når man skal kjøre regresjonsanalyser, må man inkludere alle relevante forhold som påvirker nettkostnaden. Variabler som i hovedsak forklarer nettkostnaden, er antall abonnemeter, mengde levert energi og nettutstrekning. Vi har også flere geografivariabler i distribusjonsnettet, disse tar vi hensyn til når vi beregner selskapenes kostnadsnormer, og inkluderer dem også her. I tillegg vurderer vi om andel fritidsabonnemeter og anleggsbidragspraksis er relevante forklaringsvariabler. Vi benytter gjennomsnitt av data for 2012-2016 for at årlige variasjoner i nettkostnad ikke skal påvirke analysene for mye. For produksjonsintensiteten har vi benyttet snitt over tre år, 2014-2016, for å fjerne noe av de årlige variasjonene.

Vi har kjørt regresjoner for flere modeller for å se hvordan de ulike variablene påvirker nettkostnaden. I lineær regresjon må man få med alle relevante variabler for å få best mulig resultater, i tillegg bør man ikke ha med flere variabler som henger for mye sammen. Dette vil gjøre resultatene mindre pålitelige. Vi forklarer de ulike modellene vi har testet i vedlegg 2. Konklusjonen er at vi ikke finner at nettkostnaden er høyere for selskaper med mye produksjon i overliggende regionalnett. I noen av analysene finner vi en svak negativ sammenheng, men den kan ikke sies å være signifikant.

Under viser vi resultat av modell med relevante og signifikante forklaringsvariabler:

	<i>Koeffisienter</i>	<i>Standardfeil</i>	<i>t-Stat</i>	<i>P-verdi</i>
Skjæringspunkt	40,759	3,64	11,19	0,00
Km høyspent/abonnement	2,574	0,24	10,54	0,00
Lvert energi/abonnement	-0,991	0,10	-9,48	0,00
Geo2 Øyvind	1,856	0,26	7,03	0,00
Barskogandel	12,088	4,72	2,56	0,01
Geo1 fjellbekk	0,861	0,28	3,10	0,00
Jordkabelandel	7,328	3,21	2,28	0,02
Fritidsabo/totabo	0,081	0,04	1,97	0,05
Anleggsbidragsandel	-0,096	0,02	-4,04	0,00
Produksjonsintensitet 2014_2016	-0,005	0,01	-0,34	0,74

*Tabell 1 Resultater fra regresjonsanalyser*

Modellen har en justert  $R^2$  på 0,78, som kan tolkes som at denne modellen kan forklare 78 % av variasjonen i nettkostnadene. Når vi ser på resultatene, ser vi først og fremst på fortegnet på koeffisienten. Km høyspent/abonnement er positiv, og vil si at desto mer høyspent nett et selskap har per kunde, desto høyere er nettkostnaden. For levert energi per abonnement er forholdet motsatt; desto mer levert energi man leverer per kunde, desto lavere er nettkostnaden. Dette er som forventet. De neste variablene beskriver en del rammevilkår selskapet opererer under. Disse er positive. Anleggsbidragspraksis er negativ. Dette betyr at selskaper som tar relativt mye anleggsbidrag, har lavere nettkostnad. Dette er også logisk. Ved bruk av anleggsbidrag dekker kunden kostnadene de påfører nettselskapet direkte, og dermed blir ikke disse kostnadene fordelt ut på alle de andre kundene.

Produksjonsintensitet har negativt fortegn. Dette betyr at nettkostnaden blir lavere med mer produksjon i Rnettet. P-verdien beskriver koeffisientens signifikans<sup>7</sup>, ved høy P-verdi, er det lite sannsynlig at det er noen sammenheng mellom nettkostnad og den aktuelle variabelen. P-verdien for produksjonsintensitet er 0,7 og tyder på at det ikke er noen sammenheng mellom produksjonsintensitet og nettkostnaden.

### ***Fremtidige endringer som kan ha påvirkning på sammenhengen***

#### *Endringer i transmisjonsnettstariffer*

Som nevnt innledningsvis kan den manglede sammenhengen mellom innmating av produksjon i regionalnettene og tariffkostnader til og i d-nettene, kunne forklares med at regionalnett som har mye produksjon får en lavere tariffkostnad til transmisjonsnettet, enn regionalnett med lite produksjon. Statnett SF har imidlertid forslått noen justeringer av tariffmodellen i transmisjonsnettet som kan ha betydning på denne sammenhengen.

Det er Statnett SF som fastsetter denne tariffen, under de prinsipper som følger av lover og forskrifter. Statnett SF har hatt en ny tariffmodell med planlagt implementering fra 2019 ute på høring våren 2018. Modellen som var ute på høring innebar, slik NVE oppfattet det, blant annet å fjerne dagens k-faktor fra avregningsgrunnlaget for forbruk og erstatte denne med et nytt lokaliseringssignal basert på forholdet mellom produksjon og forbruk i større områder.

Fjerning av k-faktoren vil få konsekvenser for fordelingen mellom nettselskapene som er samlokalisert med produksjon og nettselskapene som ikke er det. De nettselskapene som er tilknyttet regionalnett med mye produksjon vil få en økt tariff mens forbruk som ikke er samlokalisert med produksjon vil få en reduksjon.

Samtidig foreslo Statnett innføring av et lokaliseringssignal for forbruk som trakk i motsatt retning, og vil gi redusert nettleie til regionalnett som befinner seg i et overskuddsområde.

Statnett skriver i høringsdokumentet at: *«Underskuddsområder vil i stor grad sammenfalle med områder der en stor andel av punktene har liten eller ingen samlokalisering med produksjon mens overskuddsområder vil sammenfalle med områder med mange punkter med lav k-faktor. Dette vil medføre at konsekvensen av å fjerne k-faktor i noen grad vil bli kompensert gjennom innføring av et lokaliseringssignal. For eksempel vil et nettselskap lokalisert i et overskuddsområde få økt nettleie som følge av å fjerne k-faktoren men redusert nettleie som følge av lokaliseringssignal.»*

NVE har ikke gjort egne beregninger av hva en slik omlegging ville ha medført. NVE sendte 15. februar 2018 et brev til Statnett SF, hvor det ble påpekt flere forhold ved forslaget som NVE mente kunne være i strid med forskrift om kontroll av nettvirksomhet. NVE forventer at Statnett vil gjøre tilpasninger i forslaget som følge av innspill fra NVE og aktører.

Dagens k-faktormodell innebærer samtidig at rabatten man oppnår fra transmisjonsnettet ved å ha produksjon tilknyttet regionalnettene vil øke med økende kostnadsnivå i transmisjonsnettet. I den grad man ikke gjør endringer i dagens tariffingspraksis, vil dette innebære at forskjellene mellom regionalnettene tariffkostnader vil øke i fremtiden.

---

<sup>7</sup> Signifikans er sannsynligheten for å gjøre en feil ved å forkaste «nullhypotesen» om at det ikke er en sammenheng.

### Anleggsbidrag

NVE sendte 26. mars 2018 forslag til endringer i forskrift om kontroll av nettvirksomhet på høring.

En av endringene vi foreslår er at nettselskapene skal fastsette og kreve inn anleggsbidrag i regional- og transmisjonsnett. På dette nettnivået har det tidligere ikke vært mulig å kreve at kunder betaler anleggsbidrag. Over tid vil forslaget bidra til at nettleien ikke øker mer enn nødvendig, og kostnadene ved å utvikle nettet fordeles mer rimelig mellom kundene som utløser investeringene og nettselskapenes øvrige kunder. Forskriftsendringen vil, alt annet likt, gi lavere fremtidige kostnader i regionalnett med mye ny produksjon.

Høringsfristen for NVEs forslag var 25. mai 2018. NVE går grundig gjennom høringsuttalelsene som er kommet inn, og planlegger å vedta endringene før 1. juli 2018.

### **Konklusjon:**

NVE har ikke funnet en signifikant sammenheng mellom innmatet produksjon i regionalnettet og nettkostnad pr kWh i distribusjonsnett.

## **Del 3 Modeller for tariffutjevning**

### ***Om utjevning***

NVEs økonomiske regulering har i utgangspunktet som premiss at nettselskapene er profittmaksimerende, dvs. har som en viktig målsetting at driften av nettselskapene skal generere størst mulig overskudd, gitt at de oppfyller krav gitt i lov og forskrifter om leveringsplikt, leveringskvalitet, beredskap mv. Reguleringen legger derfor opp til at selskap som er effektive, ved å levere god kvalitet til lavest mulig kostnader, vil få et større overskudd fra nettvirksomheten over tid. Hvis nettselskapet øker kostnadene vil avkastningen, alt annet likt, bli redusert.

Dagens modell for økonomisk regulering av nettselskapene gjør at avkastningen ikke blir redusert tilsvarende kostnadsøkningen. I de fleste tilfeller vil avkastningen bli redusert med 60 % av kostnadsøkningen. Resten av kostnadsøkningen vil bli veltet over på nettselskapets kunder gjennom økt nettleie. Denne koblingen mellom nettselskapets egne kostnader og nettleien til nettselskapets egne kunder er et viktig supplement til NVEs økonomiske regulering, og bidrar til å hindre at selskapene har unødvendig høye kostnader. Økning i nettleien kan for eksempel medføre økt pågang fra misfornøyde kunder og negativ oppmerksomhet i media som må håndteres.

En ordning med tariffutjevning vil, helt eller delvis, fjerne den selvregulerende mekanismen som dagens kobling mellom nettselskapets kostnader og kundenes nettleie innebærer. Dette vil svekke nettselskapets insentiv til å gjøre oppofrelser for å spare kostnader eller unngå kostnadsøkninger.

Ovennevnte forhold kan være av særlig betydning dersom nettselskapet har offentlige eiere som har flere hensyn å ta, slik som å opprettholde lokal sysselsetting og å legge til rette for næringsvirksomhet lokalt. Med dagens regulering må eierne ta hensyn til at slike forhold kan trekke i ulike retninger. Unødvendig høy nettleie kan for eksempel gjøre det mindre attraktivt å legge ny næringsvirksomhet til området, og svekke økonomien i eksisterende næringsvirksomhet, - begge deler kan virke negativt for sysselsettingen over tid. På den annen side kan det å redusere kostnadene i nettselskapet innebære færre ansatte i denne virksomheten.

Selv om eieren av et nettselskap får redusert avkastning som følge av kostnadsøkninger, kan det ved tariffutjevning likevel være rasjonelt at nettselskapet har unødvendig høye kostnader. Dette fordi deler av kostnadene blir betalt av andre enn nettselskapets kunder, samtidig som de økte kostnadene kan bidra til økt aktivitet lokalt, dels gjennom økt sysselsetting i tilknytning til nettvirksomheten og dels ved at nettselskapet kan gjøre disposisjoner som gir nytte for nåværende eller fremtidige kunder. Det kan for eksempel være rasjonelt at nettselskapet søker å dimensjonere nettet slik at det legges til rette for ekspansjon i etterspørselen etter nettkapasitet uten at anleggsbidrag utløses.

Dagens regulering er i stor grad basert på at nettselskapet og dets eiere tar beslutninger lokalt, og at disse beslutningene så langt som mulig bidrar til effektive løsninger for samfunnet samlet sett. At nettselskapet selv er ansvarlig for å dekke sine kostnader gjennom nettleie og anleggsbidrag fra kundene utgjør et vesentlig element i den desentraliserte beslutningsstrukturen. NVE antar at hvis det innføres en ordning med tariffutjevning som i vesentlig grad svekker dette forholdet, kan det bli behov for å vurdere endringer i reguleringen for å prøve å kompensere for denne virkningen og ivareta hensynet til kostnadseffektivitet i kraftnettet.

NVE er kjent med at enkelte selskap velger å ikke hente inn hele den tillatte inntekten gjennom tariffene, for å holde dem lave for sine kunder. I 2016 ble 18,4 millioner kroner i mindreinntekt avskrevet fra til sammen 7 nettselskap.

### ***Utvikling i historisk tildelt tariffstøtte***

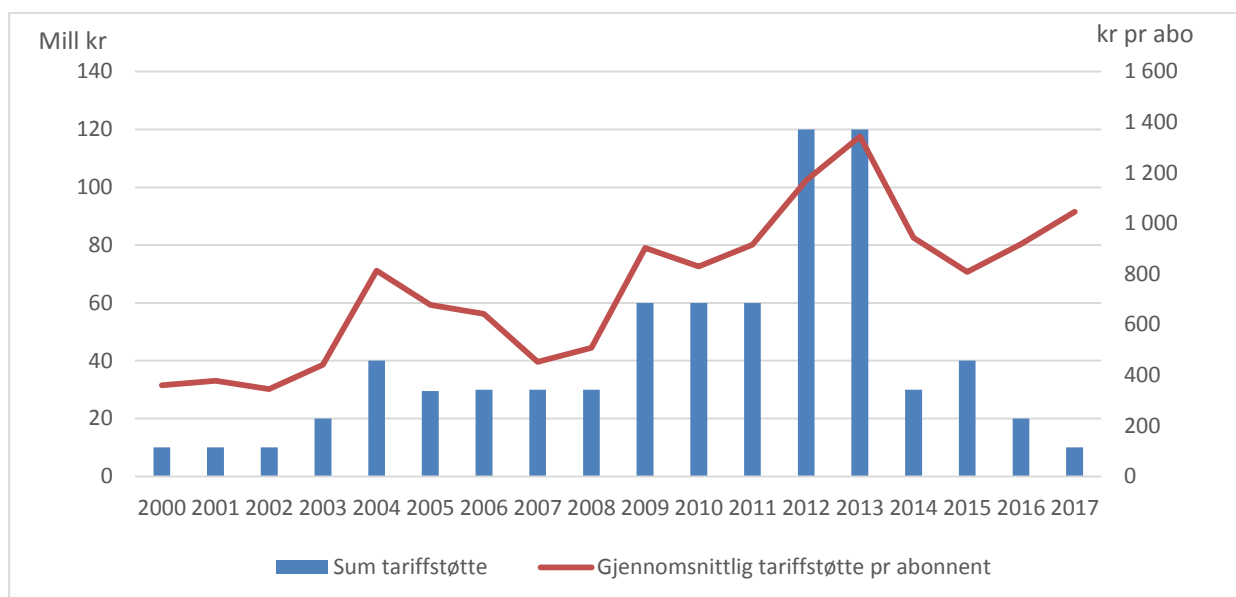
Fra og med 2000 ble det innført en ordning for direkte reduksjon av tariffene i områder med høyest overføringskostnad. Ordningen ble innført etter at den tidligere statsstøtteordningen ble avvirket i 1999. Formålet med tariffstøtteordningen har vært å redusere tariffene for uttakskundene tilknyttet distribusjonsnettet med høye kostnader. Midlene til ordningen blir bevilget årlig over statsbudsjettet. Tariffstøtte over statsbudsjettet innebærer imidlertid at man fraviker prinsippet om at nettet skal være brukerfinansiert.

Kriteriet for tildeling av tariffstøtte er nettselskapenes gjennomsnittlige nettkostnad per kWh for uttak i det enkelte selskap sitt leveringsområde. Denne gjennomsnittskostnaden beregnes ved å ta utgangspunkt i nettselskapets tillatt inntekt og trekke fra inntekter fra andre enn forbrukerkundene i det aktuelle nettet. Deretter divideres den gjenværende tillatte inntekten på samlet forbruk i kWh i det aktuelle nettområdet. Den tildelte tariffstøtten inngår i beregningen av faktisk inntekt. Dermed vil tariffinntektene fra kundene bli redusert tilsvarende støttebeløpet. Tariffstøtteordningen var kun ment som en støtte til uttakskundene i det aktuelle området, og ordningen var ikke ment å påvirke nettselskapets økonomiske insentiver med hensyn på effektiv drift og investeringer.

Med utgangspunkt i det bevilgede støttebeløpet ble det beregnet en terskelverdi for nettkostnader som gav grunnlag for støtte. Midlene ble fordelt slik at hvert distribusjonsselskap, som hadde nettkostnad som oversteg terskelverdi, mottok 3/4 av differansen mellom terskelverdi og den gjennomsnittlige nettkostnaden i selskapet. Kundene i distribusjonsnettet med høyest gjennomsnittlig nettkostnad fikk den største reduksjonen i tariffen. Dette selskapet vil likevel fortsatt ha høyest gjennomsnittlig nettkostnad etter at støtten er tildelt. Distribusjonsselskap hvor støtten til forbrukere ble mindre enn 1 øre/kWh i forhold til gjennomsnittlig nettkostnad, ble ikke omfattet av ordningen, da den tariffmessige virkningen blir relativt beskjeden i forhold til de administrative kostnadene.

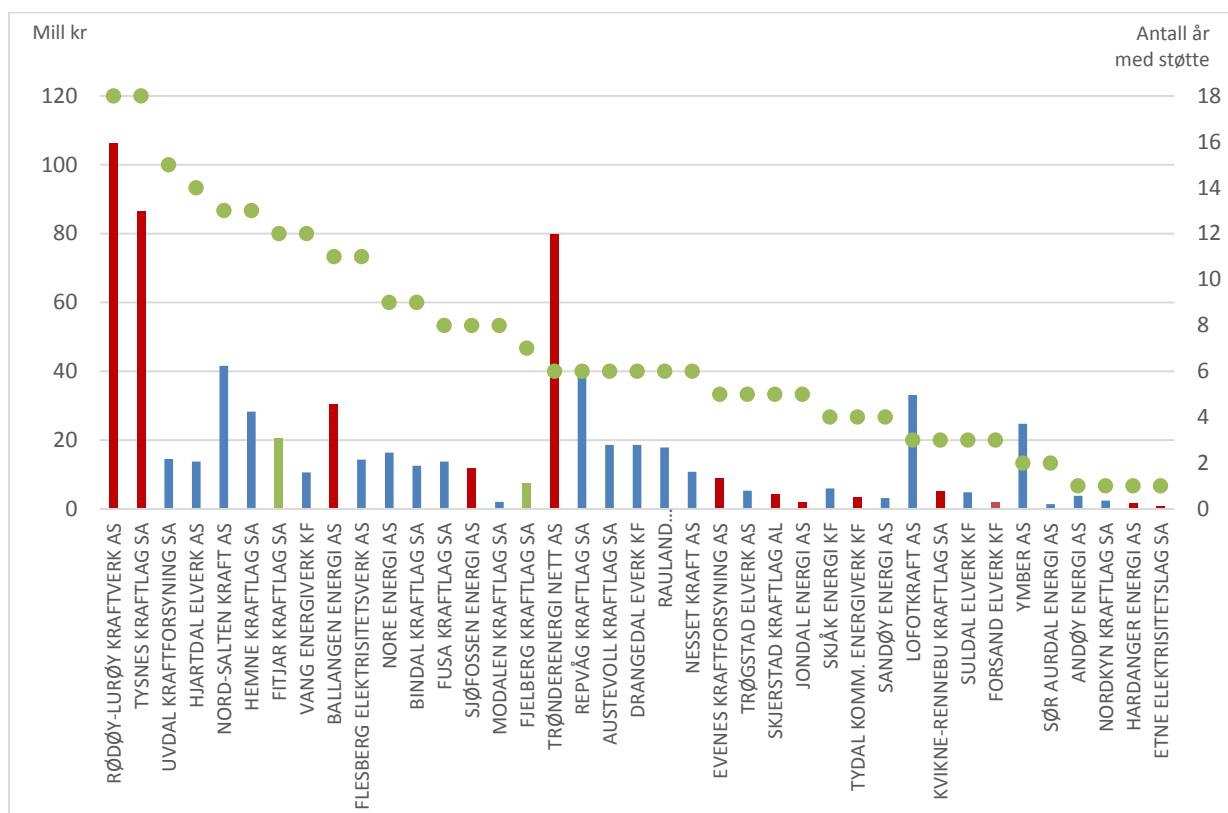
Ordningen har ikke hatt som formål å sikre full utjevning av tariffene.

Figur 10 viser tildelt tariffstøtte over statsbudsjettet fra år 2000 til 2017. Siden årene 2011 og 2012, hvor det ble tildelt 120 mill kr, sank tariffstøtten til 20 mill kr i 2016 og 10 mill kr i 2017. Det ble ikke tildelt tariffstøtte for 2018. I perioden fra 2015 til 2017 ser vi at gjennomsnittlig tariffstøtte pr abonnent økte, samtidig som bevilgningen til tariffstøtte ble redusert. Dette var et resultat av at færre selskap med gjennomsnittlig færre abonnenter mottok tariffstøtte, og at nettselskapene med høyest nettkostnad mottok en større andel av tariffstøtten.



Figur 10 Historisk årlig tariffstøtte og gjennomsnittlig årlig tariffstøtte pr abonnent

Figur 11 viser alle selskapene som har mottatt tariffstøtte siden 2000. Figuren viser mottatt tariffstøtte i sum pr nettselskap på den primære y-aksen og hvor mange år selskapet har mottatt støtte på den sekundære y-aksen for perioden 2000-2017. Selskapene markert med rødt har enten fusjonert eller vedtatt fusjon innen 1.1.2019. Selskapene markert med grønt, Fjelberg Kraftlag SA og Fitjar Kraftlag SA, har offentlig signalisert intensjon om å slå seg sammen med Haugaland Kraft Nett AS. Disse to selskapene vil etter sammenslåingen få betydelig lavere nettkostnader. Etter sammenslåing ville ingen av dem ha mottatt tariffstøtte i dag ved et støttebeløp på 120 mill. kr.



Figur 11<sup>8</sup> Totalt tildelt tariffstøtte for perioden 2000-2017 og antall år selskapene har mottatt støtte i perioden 2000-2017

I Tabell 2 ser vi de fem nettselskapene som i perioden 2000-2017 i sum har mottatt mest tariffstøtte og hvor mye dette har betydd pr år for abonnentene deres.

Selskap	Tariffstøtte i TNOK	Snitt ant. abo pr år	Snitt støtte i kr pr abo i år med støtte	Ant. år med støtte
RØDØY-LURØY KRAFTVERK AS	106 311	3 991	1 480	18
TYSNES KRAFTLAG SA	86 498	2 920	1 646	18
TRØNDERENERGI NETT AS	79 898	20 196	659	6
NORD-SALTEN KRAFT AS	41 595	6 350	504	13
REPVÅG KRAFTLAG SA	41 168	4 237	1 619	6

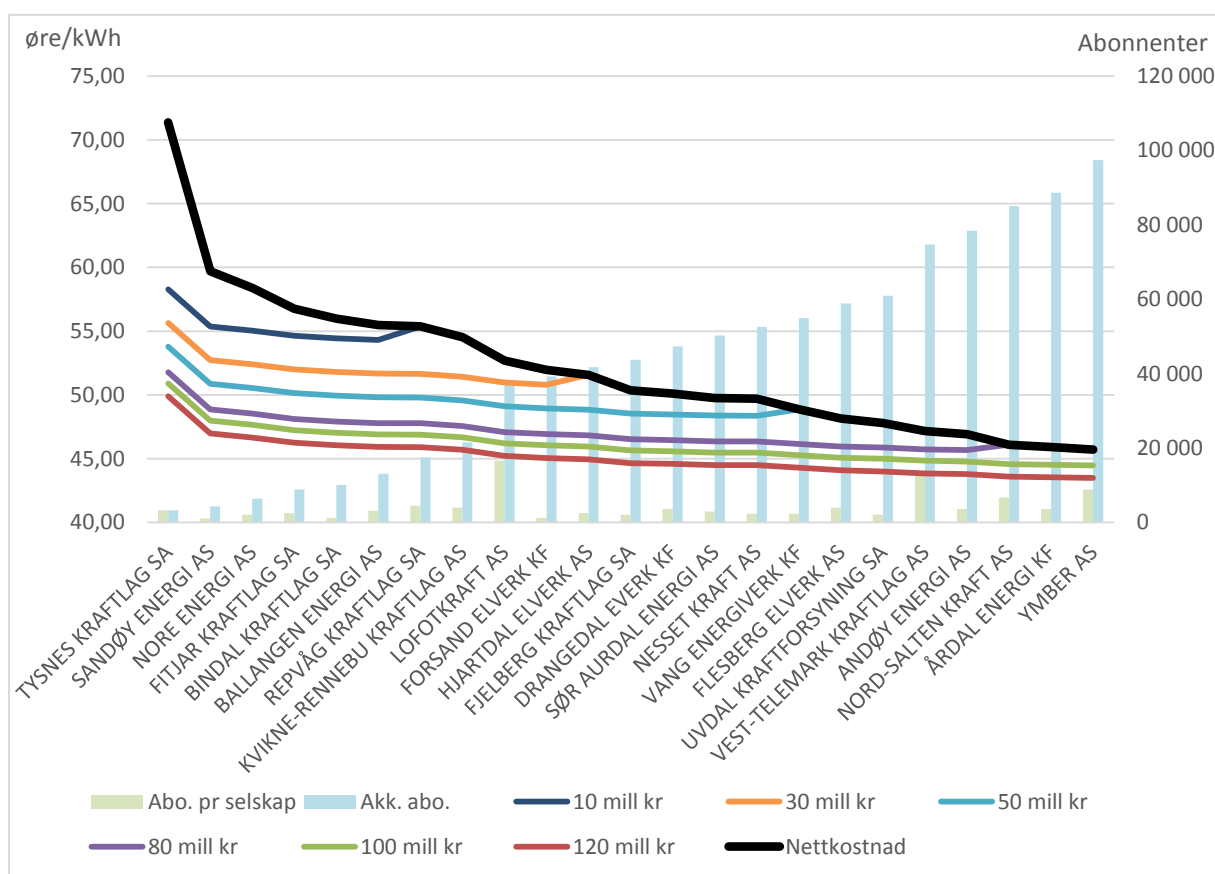
Tabell 2 Topp 5 i sum mottakere av tariffstøtte for perioden 2000-2017.

### Om ulike bevilgninger til tariffstøtte

I dette avsnittet ser vi på ulike tariffstøttebeløp og påvirkningen dette kan få på nettkostnadene i de ulike nettselskap. Vi har ikke beregnet effekter av en finansiering av tariffstøtten gjennom påslag i tariffene, eller ordninger som har til hensikt å sikre full utjevning av tariffene. Vi viser til rapporten fra 2010 som skisserer effekter av slike ordninger og konklusjonene fra denne.

<sup>8</sup> I Figur 11 viser vi Hemne Kraftlag SA. Selskapet endret navn til Sodvin Nett AS i 2017.

I perioden 2000 til 2017 har det vært stor variasjon i hvor mye som er bevilget til utjevning av tariffene gjennom tariffstøtteordningen. Bevilgningene har variert mellom 10 mill kr og 120 mill kr. I Figur 12 har vi benyttet datagrunnlaget for 2016 til å beregne hvor mye selskapenes nettkostnad blir redusert ved ulike størrelser på tariffstøtten. Den svarte linjen viser nettkostnaden uten fradrag for tariffstøtte. De fargede linjene viser hvor mye nettkostnaden reduseres med økningene i tariffstøtten. På den sekundære y-aksen ser vi hvilke selskap som mottar støtten, hvor mange abonnenter det enkelte selskap har og antall kunder akkumulert som mottar støtten. I figuren ser vi at antall selskap som mottar støtte øker for hver økning i bevilget beløp med unntak av økningen fra 100 mill kr til 120 mill kr. Denne økningen innebærer en økning i tariffstøtten pr abonnent, men ingen økning i antall abonnenter/selskap som mottar støtte.



Figur 12 Reduksjon av nettkostnaden ved ulik størrelse på tariffstøtten, samt antall abonnenter pr selskap og totalt antall abonnenter som vil motta støtte

I Tabell 3 viser vi hva bevilget støtte betyr i snitt pr kunde både i øre/kWh og pr år ved et forbruk på 20 000 kWh.



Mill kr i tariffstøtte	Antall abonnenter	Antall selskap	Snitt ant. abo pr selskap	Snitt nettkostnad i øre/kWh	Snitt støtte i øre/kWh	Snitt nettkostnad i øre/kWh etter fradrag for støtte	Snitt støtte i kr pr år pr abo med forbruk på 20 000 kWh
10	13 081	6	2 180	59,61	4,27	55,34	854
30	39 217	10	3 922	57,22	5,11	52,11	1 023
50	52 572	15	3 505	54,91	5,24	49,67	1 048
80	78 397	20	3 920	53,13	5,92	47,21	1 184
100	97 476	23	4 238	52,19	6,09	46,09	1 219
120	97 476	23	4 238	52,19	7,08	45,10	1 416

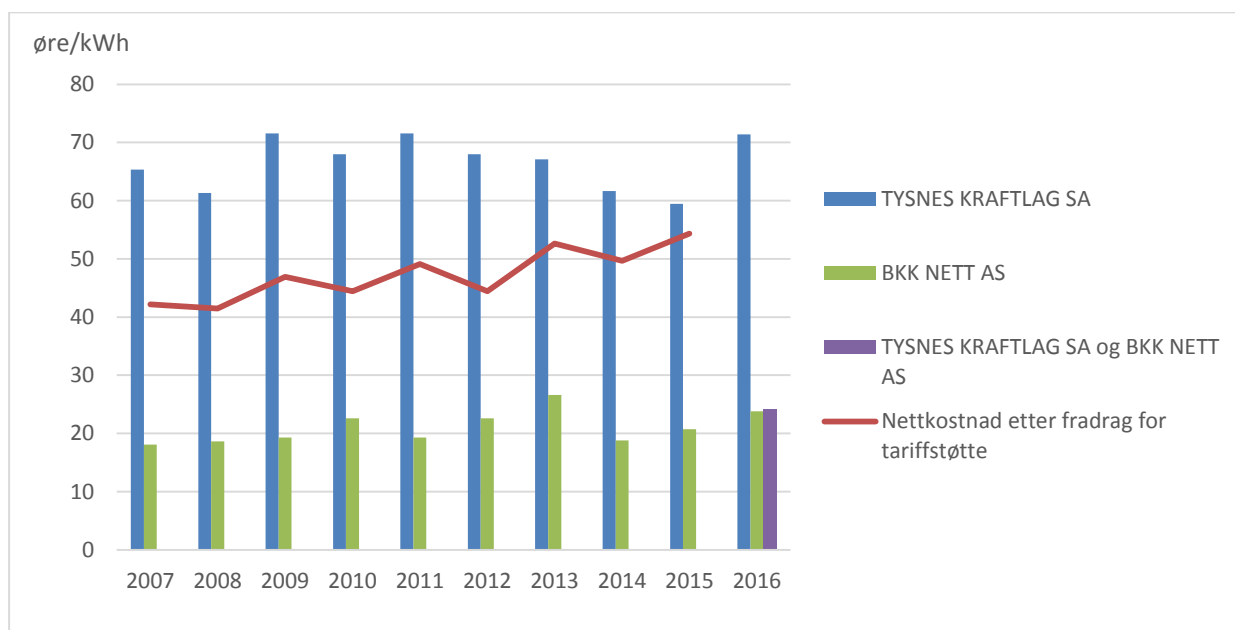
Tabell 3 Gjennomsnittlig (uvektet) nettkostnad og tariffstøtte i øre/kWh og i kr pr år pr abonnent ved ulike beløp bevilget til tariffstøtte

Tabellen viser at en bevilgning på 10 mill kr vil gi gjennomsnittlig 854 kr i støtte pr kunde, mens man med 120 mill kr vil oppnå en gjennomsnittlig støtte på 1 416 kr pr kunde. Beregningene viser at bevilgninger over en viss terskel vil ha en til dels avtagende virkning og konsekvensen for tariffnivået for uttakskundene i nettselskapene som mottar støtte vil etter hvert være svært beskjeden. Økninger over ett visst nivå vil i hovedsak medføre at flere kunder omfattes, men tariffvirkningen for disse vil være liten.

### **Om sammenslåinger sin betydning for tariffutjevning**

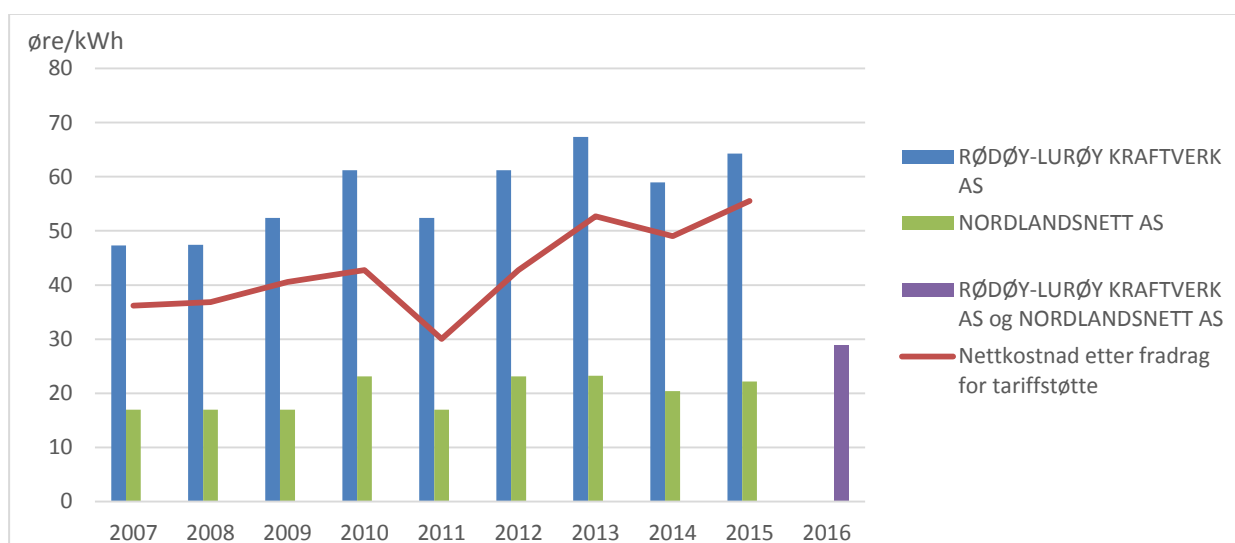
Sammenslåing av nettselskap kan i mange tilfeller redusere nettkostnaden og tariffen til de små selskapene sine abonnenter. Dette ser vi blant annet demonstrert ved sammenslåingen av Tysnes Kraftlag SA og BKK Nett AS, og Rødøy-Lurøy Kraftverk AS og Nordlandsnett AS. I Figur 13 og Figur 14 ser at vi den negative økonomiske konsekvensen for abonnentene i de to overtakende selskapene er relativt beskjeden i forhold til de vesentlige positive økonomiske konsekvensene for abonnentene hos Tysnes Kraftlag SA og Rødøy-Lurøy Kraftverk AS. Sammenlignet med tariffstøtteordningen vil denne type fusjoner kunne ha en større effekt for å jevne ut ulikheter i tariffene<sup>9</sup>.

<sup>9</sup> Forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 17-6 tillater at ulike tariff opprettholdes i inntil syv år ved oppkjøp og sammenslåing av nett i tilgrensende nettområder der tariffene i forkant av sammenslåingen var vesentlig forskjellig.



Figur 13 Historisk utvikling i nettkostnad til Tysnes Kraftlag SA og BKK Nett AS for 2007-2016, og kalkulert samlet nettkostnad for selskapene for 2016

Planlagt virkningstidspunkt for fusjonen mellom Tysnes kraftlag og BKK Nett er 1.7.2018. Dersom fusjonen hadde blitt gjennomført i 2016 ville dette ha medført at nettkostnaden for en gjennomsnittlig kunde hos Tysnes Kraftlag med et forbruk på 20 000 kWh ville sunket med 66 %, eller om lag 9 400 kr for 2016. I tillegg ville kundene få en besparelse i merverdiavgift estimert til ca. 2 350 kr som følge av omleggingen. For kundene i BKK Nett AS ville økningen innebære en årlig kostnad på 82 kr eks. mva. for 2016.



Figur 14 Historisk utvikling i nettkostnad til Rødøy-Lurøy Kraftverk AS og Nordlandsnett AS for 2007-2015, og samlet nettkostnad for selskapene for 2016

Fusjonen mellom Rødøy-Lurøy Kraftverk og Nordlandsnett medførte at nettkostnaden for en gjennomsnittlig kunde med et forbruk på 20 000 kWh ble redusert med 55 %<sup>10</sup> fra 2015 til 2016, eller om lag 7 000 kr. For kundene i Nordlandsnett ga fusjonen en økning i årlig kostnad på ca. 1 350 kr fra 2015 til 2016. Nordland er fritatt merverdiavgift.

### ***Om alternativ beregning av tariffstøtten***

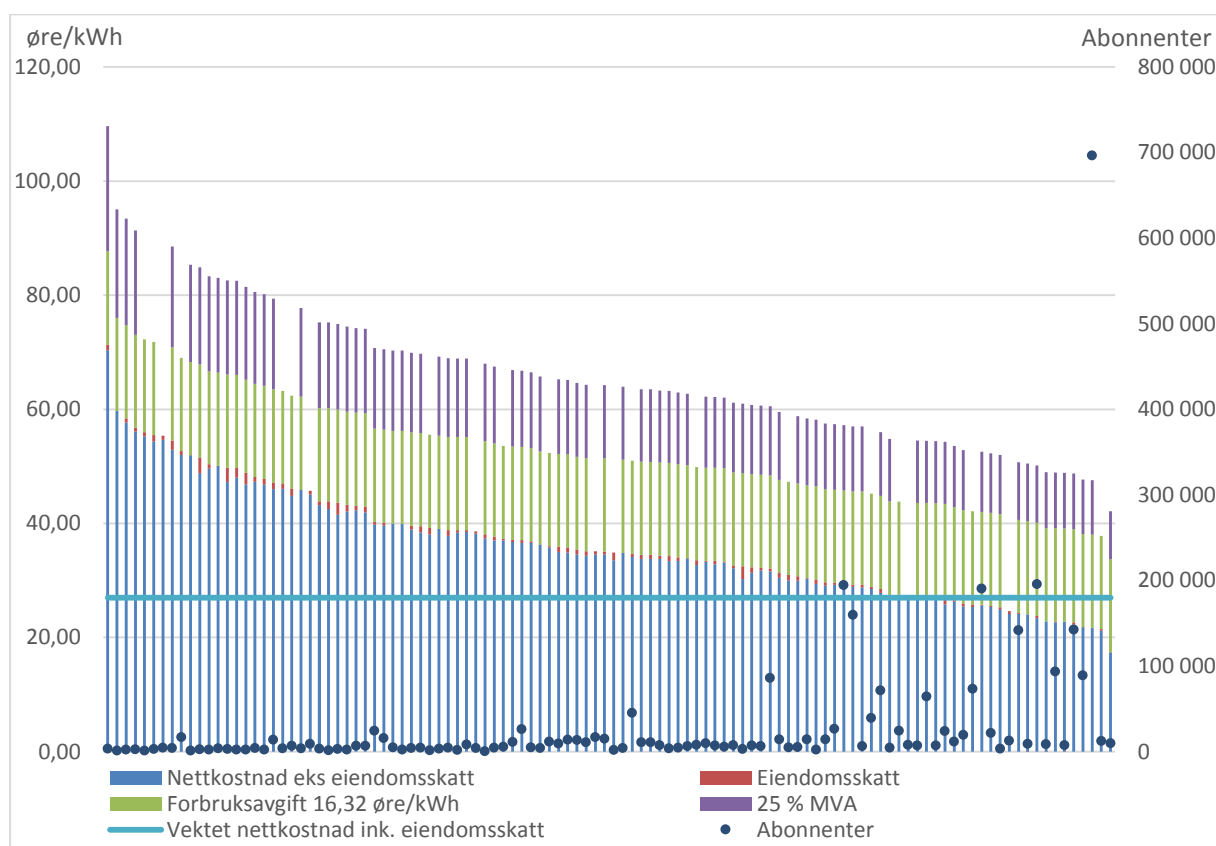
Kriteriet for tildeling av tariffstøtte har vært nettselskapenes gjennomsnittlig nettkostnad per kWh for uttak i det enkelte selskap sitt leveringsområde. Nettkostnaden viser hva abonnentene må betale per kWh før merverdiavgift og forbruksavgift legges til. Finnmark, Troms og Nordland er fritatt fra merverdiavgift. I tillegg er Finnmark og noen kommuner i Troms fritatt fra forbruksavgiften. Dette avsnittet vil beskrive de ulike avgifters betydning for hva abonnentene må betale for bruk av overføringsnettet.

I Figur 15 ser vi på den primære y-aksen nettkostnaden (blå søyle) pr nettselskap med en spesifisering av hvor mye eiendomsskatt (rød søyle), forbruksavgift (grønn søyle) og merverdiavgift (lilla søyle) utgjør for hvert enkelt selskap. Summen av den blå og rød søylen viser grunnlaget som benyttes ved fordeling av tariffstøtten. På den sekundære y-aksen ser vi antall abonnenter pr nettselskap markert med mørkeblå punkter. Den lyseblå linjen viser vektet nettkostnad inkl. eiendomsskatt. Det innebærer at alle selskapene som har en nettkostnad over linjen har en nettkostnad eks. avgifter som er høyere enn det vektete landsgjennomsnittet.

Figuren er sortert fra høyeste til laveste nettkostnad inkl. eiendomsskatt. Det betyr at det er selskapene til venstre i figuren som blir tildelt tariffstøtte dersom dette bevilges. Hvor mange selskap som mottar støtte vil avhenge av totalt bevilget tariffstøtte. Ved 10 mill kr vil det være to selskap med fritak fra merverdiavgift som mottar tariffstøtte. Ved 30 mill kr vil det være tre selskap med fritak fra merverdiavgift og ett selskap med fritak fra både forbruks- og merverdiavgift som mottar støtte.

---

<sup>10</sup> Endringen er beregnet på bakgrunn av Rødøy-Lurøy Kraftverk sin nettkostnad uten fradrag for mottatt tariffstøtte for 2015.

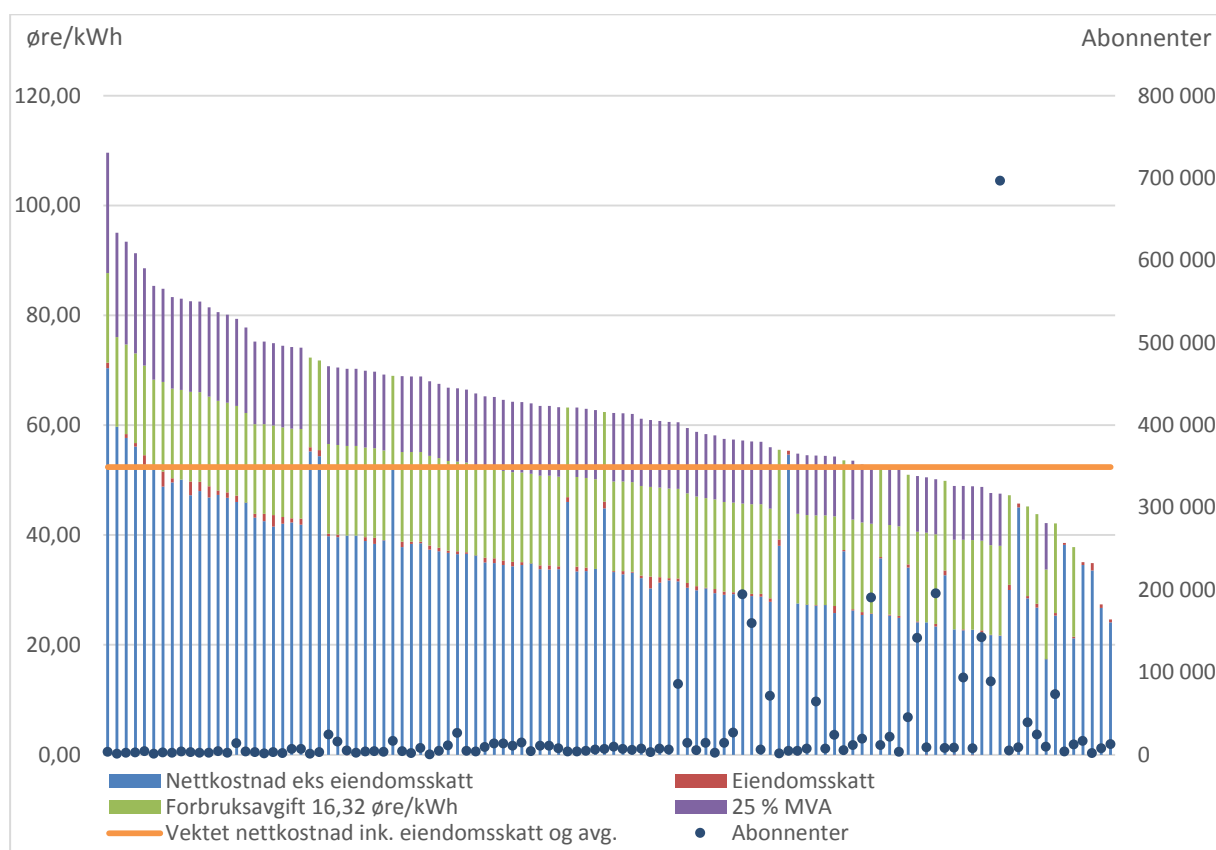


Figur 15 Nettkostnad for 2016 med spesifikasjon av eiendomsskatt, forbruksavgift<sup>11</sup>, merverdiavgift og antall abonnenter pr selskap for 2016, samt vektet nettkostnad uten avgifter for alle ordinære nettselskap

Alternativt kan man velge å beregne fordeling av tariffstøtten på bakgrunn av nettkostnaden inkl. forbruks- og merverdiavgift. Figur 16 viser de samme tallene som Figur 15, med unntak av den lineære grafen. I Figur 16 viser den oransje linjen vektet nettkostnad inkl. eiendomsskatt og avgifter. Det innebærer at alle selskapene som har en nettkostnad over linjen har en nettkostnad inkl. avgifter som er høyere enn det vektede landsgjennomsnittet.

Figuren er sortert fra høyeste til laveste nettkostnad inkl. eiendomsskatt, forbruksavgift og merverdiavgift. Det betyr at det er selskapene til venstre i figuren som blir tildelt tariffstøtte dersom dette bevilges på bakgrunn av nettkostnaden inkl. avgifter.

<sup>11</sup> Det er enkelte selskap som har kommuner i to fylker. I analysene i Figur 15 og Figur 16 er selskapet i sin helhet plassert i det fylket med flest abonnenter. Fritak fra forbruksavgift og/eller merverdiavgift er derfor beregnet på hele selskapet.



Figur 16 Nettkostnad for 2016 med spesifikasjon av eiendomsskatt, forbruksavgift, merverdiavgift og antall abonnenter pr selskap for 2016, samt vektet nettkostnad med avgifter for alle ordinære nettselskap

Tariffstøtteordningen, som ble etablert i 2000 og fungerte frem til og med 2017, var enkel å administrere og fungerte hovedsakelig etter intensjonene. I den grad hensikten med en tariffstøtte vil være å utjevne kostnadene uttakskundene har for bruk av nettet, vil det imidlertid kunne være relevant å inkludere forbruksavgift og mva. i avregningsgrunnlaget for en eventuell utjevningsordning. Som vist i figur 16 har fritaket fra mva. og forbruksavgift betydelige effekter på kundenes totale kostnader pr kWh.

Dersom formålet imidlertid vil være en utjevning av nettselskapenes egne kostnader pr kWh levert energi vil det kunne være relevant å fjerne eiendomsskatt fra avregningsgrunnlaget. Dette vil isolert sett medføre at nettselskap etablert i kommuner med høy eiendomsskatt ikke vil få kompensert for denne kostnaden ved en eventuell tariffstøtte.

### Konklusjon:

NVE har i denne delen beregnet effekten av ulike støttebeløp på nettkostnadene til de enkelte selskap. Støtteordningen vil ikke medføre full utjevning av tariffene, men redusere forskjellene mellom nettselskapene. Koblingen mellom kostnader lokalt og tariffen innebærer en viss selvregulerende mekanisme hos nettselskapene i forhold til overinvesteringer og økte kostnader.

NVE har videre sett at fusjoner mellom nettselskapene har en betydelig påvirkning på hvem som eventuelt vil motta tariffstøtte i fremtiden, og kan gi store reduksjoner i tariffkostnadene til kundene



tilknyttet nettselskap med høye nettkostnader, da fusjoner i seg selv har en utjevne virkning på tariffnivå.

Ulikheter i forbruksavgift og merverdiavgift har betydelige effekter på kundenes totale kostnader pr kWh. I den grad hensikten med en tariffstøtte vil være å utjevne kostnadene uttakskundene har for bruk av nettet, vil det kunne være relevant å inkludere forbruksavgift og merverdiavgift i avregningsgrunnlaget for en eventuell utjevningsordning.

## Vedlegg 1 Selskapsendringer 2010-2019

År	Overtakende/ nytt selskap	Overdragende/ innfusjonert selskap 1	Overdragende/ innfusjonert selskap 2	Overdragende/ innfusjonert selskap 3
2019 <sup>12</sup>	Haugaland Kraft Nett AS	Fjelberg Kraftlag SA	Fitjar Kraftlag SA	
2019	Lyse Elnett AS	Forsand Elverk KF		
2019	BKK Nett AS	Etne Elektrisitetslag SA		
2018	Sør-Norge Aluminium AS	Nytt nettselskap		
2018	BKK Nett AS	Tysnes Kraftlag SA		
2018	Kvikne-Rennebu Kraftlag AS	TrønderEnergi Nett AS		
2018	Norgesnett AS	Gauldal Nett AS		
2018	Agder Energi Nett AS	Arendals Fossekompani ASA		
2018	Ballangen Energi	Nordkraft Nett AS		
2017	Statnett SF	Statnett Rogaland AS		
2017	Haugaland Kraft Nett AS	Skånevik Ølen Kraftlag SA		
2017	Hålogaland Kraft AS	Evenes Kraftforsyning		
2017	TrønderEnergi Nett AS	Kraftverkene i Orkla DA	Driva Kraftverk	TrønderEnergi Kraft AS
2017	Trønder Energi Nett AS	Selbu Energiverk		
2016	Gudbrandsdal Energi Nett AS	Vinstra Kraftselskap DA	Opplandskraft DA	
2016	Skagerak Energi Nett AS	Løvenskiold Fossum Kraft		
2016	Glitre Energi Nett AS	EB Nett AS	Lier Nett AS	Hadeland Energinett AS

<sup>12</sup> Sammenslåing er ikke bekreftet, men selskapene har offentlig signalisert et ønske om sammenslåing.

År	Overtakende/ nytt selskap	Overdragende/ innfusjonert selskap 1	Overdragende/ innfusjonert selskap 2	Overdragende/ innfusjonert selskap 3
2016	Norgesnett AS	Fredrikstad Nett AS	Follo Nett AS	Askøy Nett AS
2016	Haugaland Kraft Nett AS	Haugaland Kraft AS	SKL Nett AS	
2016	Nordlandsnett AS	Rødøy-Lurøy Kraftverk AS		
2015	Nordvest Nett AS	Ørskog Energi AS		
2015	ISE Nett AS	Fauske Lysverk AS	Sørfold Kraftlag AS	
2015	Fosen Nett AS	Fosenkraft AS	Rissa Kraftlag SA	
2015	Eidsiva Nett AS	Elverum Nett AS		
2014	Hafslund Nett AS	Fortum Distribution AS		
2014	Mørenett AS	Tussa Nett AS	Tafjord Kraftnett AS	
2014	Nordlandsnett AS	Dragefossen Kraftanlegg AS		
2014	Kvam Kraftverk AS	Elkem Bjølvefossen AS		
2013	TrønderEnergi Nett AS	Malvik Everk AS	Tydal Komm. Energiverk KF	
2013	Skagerak Nett AS og Agder Energi Nett AS	Otra Kraft AS (nettvirks. splittet til Skagerak og Agder)		
2013	Lyse Sentralnett AS	Lyse Elnett AS (sentralnettet)		
2013	Gassco AS	Statoil ASA		
2012	Herøya Nett AS	Nytt nettselskap		
2011	Hardanger Energi AS	Jondal Energi AS		
2011	Odda Energi AS	Aktieselskabet Tyssefaldene		
2011	EB Nett AS	Ringeriks-Kraft Produksjon AS		





År	Overtakende/ nytt selskap	Overdragende/ innfusjonert selskap 1	Overdragende/ innfusjonert selskap 2	Overdragende/ innfusjonert selskap 3
2011	SFE Nett AS	Elkem AS avd. Bremanger	Svelgen Kraft AS	
2011	TrønderEnergi Nett AS	Trønder Energi Nett Trondheim AS		
2011	Tussa Nett AS (nå Mørenett AS)	Norrdal Elverk AS		
2010	Nordlandsnett AS (Tidligere Bodø Energi AS og BE Nett AS)	SKS Nett AS		
2010	Statnett SF	Åbjøra Kolsvik Kraftverk		

## Vedlegg 2 Nærmere om regresjonene for å forklare variasjonen i nettkostnad

I del 2 undersøker i sammenhengen mellom mengde produksjon i regionalnett og tariffer i underliggende distribusjonsnett, blant annet ved hjelp av regresjonsanalyse. Vi forklarer kort her metoden som benyttes, og hvordan vi har gått frem for å teste hvilke variabler som bør inkluderes i modellen.

Vi benytter OLS (Ordinary least squares) som benyttes veldig ofte, og kan kort forklart fremstilles slik:

$$Y = a + b_i X_i + u$$

Y er variabelen vi ønsker å forklare variasjonen til, i vårt tilfelle er dette nettkostnaden, øre/kWh. X er forklaringsvariabler, det kan være flere X-er i modellen, vi tar med alle forhold vi tror er relevante for å forklare variasjon i nettkostnaden. Hver X får beregnet en koeffisient, b, denne sier hvor mye hver av X-ene påvirker Y. Om  $b=1$ , vil en økning på en enhet av X gi økning i nettkostnaden på 1 øre/kWh. Hvis b er negativ, betyr det at mindre av X, gir høyere Y. u er et restledd, det vil fange opp den variasjonen vi ikke fanger opp ved X-ene våre. OLS ser på observasjonene vi har av Y og alle X-ene, og vil finne et lineært forhold mellom alle variablene som minimerer avstanden fra observasjonene vi har og trendlinjen. Regresjon benyttes ofte for å finne ut om det er sammenheng mellom variabler, hvilket fortegn den har, og hvor stor påvirkning den har (verdien av b). I resultatene fra OLS, får man verdier tilhørende koeffisienten, b, som sier om på hvilket nivå koeffisienten er statistisk signifikant, P-verdi. En høy P-verdi tilsier at koeffisienten ikke er forskjellig fra 0, dermed kan man ikke si at det er sammenheng mellom X og Y.

Vi har nettkostnad som Y-verdi. For å finne hvilke variabler som påvirker nettkostnaden, begynner vi med det vi vet om bransjen. Vi vet at kostnader drives av antall kunder, levert energi og mengde nettkomponenter som km nett og antall nettstasjoner. Vi vet også at en del rammevilkår vil medføre ulike nettkostnader mellom selskapene. Noen vil ha dyrere nettkostnad på grunn av mye skog i konsesjonsområdet, kystforhold og lignende. Vi har mange geografivariabler som vi har funnet signifikante til å forklare forskjeller i DEA-resultater, og vi tar dette med i datasettet av forklaringsvariabler. Vi har også med andel fritidsboliger i datasettet i tillegg til hvor stor del av balanseverdiene som er finansiert ved anleggsbidrag. Til slutt har vi variabelen på produksjonsintensitet i overliggende nett.

For at årlige variasjoner ikke skulle påvirke resultatene for mye, benyttet vi et snitt av femårige data. Nettkostnad ble korrigert til 2016 verdi med KPI. Produksjonsintensiteten er et snitt over 3 år, da dette var lettest tilgjengelig. Et 3-årig snitt vil dempe noe årlig variasjon.

Nettkostnad er oppgitt i øre/kWh. Dette er en variabel som ikke er avhengig av størrelsen av selskapet. Da kan heller ikke X-ene være størrelsesavhengige. Eksempel på variabel som avhenger av størrelsen på selskapet er antall kunder, mengde levert energi, km nett. For å gjøre disse variablene uavhengige, kan vi lage forholdstall mellom dem, slik som mengde levert energi per abonnement og hvor mange km høyspent nett per km. Rammevilkårsvariablene og produksjonsintensitet er allerede i andeler, så de kan benyttes som de er.

For å finne hvilke X-variabler vi bør inkludere, har vi testet ulike kombinasjoner av variablene. Kombinasjonene bør gi mening, og variablene må være signifikante på 5-10% nivå for å bli inkludert. X-variablene bør heller ikke være for tett korrelert, korrelasjon mellom X-variablene gir mindre pålitelige koeffisienter.

Vi startet med følgende liste av X-variabler:

Nettkostnad  
Km høyspent/abonnement  
Levert energi/abonnement  
Nettstasjoner/ abonnement  
Anleggsbidragsandel  
Andel Fritidsabo/totabo  
Geo1 fjellbekk fra DEA-modell  
Geo2 øyvind fra DEA-modell  
Geo3 frost fra DEA-modell  
Jordkabelandel  
Andel barskog  
Prod i Rnett - dummy  
Produksjonsintensitet i Rnett

Km nett, antall abonnemeter, levert energi og antall nettstasjoner, kan ses på som hovedkostnadsdrivere. Vi har dividert de tre øvrige på hhv. antall abonnemeter for å lage størrelsesuavhengige variabler. Vi har også testet variablene der de tre resterende divideres på km høyspent nett. Dette gir lignende resultater i regresjonen, og vi velger å dividere på antall abonnemeter, da vi synes dette har en fornuftig tolkning. Dette gir oss også variabler som er mindre korrelert. Abonnemeter pr km nett og levert energi pr km har en korrelasjon på 0,93, og bør ikke benyttes sammen som X-variabler i en regresjon. Levert energi per abonnement og km høyspent (hs) per abonnement har en korrelasjon på 0,04 og kan fint benyttes i samme modell. Da kan vi inkludere flere av forholdene vi tror forklarer forskjellene i nettkostnaden. Vi inkluderte nettstasjoner (NS) i modellen, både med abonnemeter og km nett som nevner. Men denne ble ikke signifikant, og både NS/abo og NS/km hs har høy korrelasjon med km høyspent pr abonnement (0,75, hhv positiv og negativ korrelasjon) som tyder på at mye av variasjonen er fanget opp av variabelen vi allerede har inkludert (km hs/abo), og det vil bare forringe modellen å inkludere variabler som er såpass korrelert med andre X-variabler.

Av rammevilkår inkluderte vi først alle variablene, og tok ut de som ikke var signifikante, til vi sto tilbake med signifikante rammevilkårsvariabler. Produksjonsintensitet ble inkludert både som dummy, (med verdi 1 hvis det er produksjon i overliggende nett og 0 hvis det ikke er) og som produksjonsintensitet i prosent.



Korrelasjoner mellom variablene i gjeldende modell:

	Km høyspent/abo	Lvert energi/abo	Geo2 Øyvind	Barskog	Geo1 fjellbekk	Jordkabelandel	Fritidsabo/totabo	Anleggsbidragsandel	Prodintensitet
Km høyspent/abo	1,00								
Lvert energi/abo	0,03	1,00							
Geo2 Øyvind	0,06	-0,05	1,00						
Barskog	-0,40	-0,34	-0,15	1,00					
Geo1 fjellbekk	0,12	0,09	-0,14	-0,01	1,00				
Jordkabelandel	-0,63	0,18	-0,14	0,23	0,00	1,00			
Fritidsabo/totabo	0,36	-0,53	-0,01	-0,01	0,01	-0,24	1,00		
Anleggsbidragsandel	0,10	-0,41	-0,07	0,05	-0,05	0,00	0,66	1,00	
Prodintensitet	0,06	-0,21	0,01	0,23	0,08	-0,11	0,12	-0,07	1,00