

Forslag til endring i inntektsreguleringen av nettvirksomheter

Endringer i normandel, utbetalinger ved svært langvarige strømavbrudd, systemansvaret, Elhub-gebyrer og metode for å fastsette kostnadsnormer

Roar Amundsveen, Mona Helen Heien, Hilde Marit Kvile, Silje Cathrine Syvertsen, Lars Varden



Høringsdokument nr 6-2019

Forslag til endring i inntektsreguleringen av nettvirksomheter

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat
Redaktør: Tore Langset
Forfatter: Roar Amundsveen, Mona Helen Heien, Hilde Marit Kvile,
Silje Cathrine Syvertsen, Lars Varden

Trykk: NVEs hustrykkeri
ISBN: 978-82-410-1907-4
ISSN: 1501-2840

Sammendrag: Forslag til endringer i forskrift om kontroll av nettvirksomhet og til endringer i forvaltningspraksis.

Emneord: Elhub-gebyrer, normandel, USLA, systemansvar, kalibreringsgrunnlag, grensesnitt, FoU-ordningen

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
Epost: nve@nve.no
Internett: www.nve.no

Innhold

Forord	4
1 Sammenheng	5
2 Innledning	7
3 Forslag til endring i forskrift om kontroll av nettvirksomhet	8
3.1 Elhub-gebyrer dekkes inn som tillegg til inntektsramme.....	8
3.2 Øke normandel fra 60 til 70 prosent	9
3.3 Utbetalinger ved svært langvarige avbrudd	11
3.4 Endre reguleringen av systemansvaret	22
4 Forslag til endringer i forvaltningspraksis	28
4.1 Endre kalibreringsgrunnlag	28
4.2 Skillet mellom regionalnett og lokalt distribusjonsnett.....	32
4.3 Ny forvaltningspraksis for pilot- og demoprojekter	34
5 Økonomiske og administrative konsekvenser	36
5.1 Konsekvenser for nettselskapene	36
5.2 Konsekvenser for nettkundene	40
5.3 Konsekvenser for myndighetene	43
6 Ny forskriftstekst for kontroll av nettvirksomhet	45
7 Vedlegg	45
7.1 Vedlegg 1 Endringer per selskap, forslagene samlet	48
7.2 Vedlegg 2 Endring per selskap, forslagene hver for seg	51

Forord

I dette dokumentet beskriver vi forslag til endringer i forskrift om kontroll av nettvirksomhet. Vi beskriver også endringer i modeller og forvaltningspraksis som ikke er forskriftsfestet.

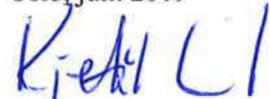
Vi foreslår endringer i forskrift om kontroll av nettvirksomhet i ordningen for utbetaling ved svært langvarige avbrudd (USLA), normandelen i inntektsrammen, reguleringen av systemansvaret og hvordan gebyrene nettselskapene må betale til Elhub skal håndteres i inntektsreguleringen.

I tillegg til endringene i forskriften, foreslår vi å endre grunnlaget som benyttes til å kalibrere kostnadsnormene, skillet mellom regionalnett og lokalt distribusjonsnett i den økonomiske og tekniske rapporteringen og forvaltningspraksis i inntektsreguleringen for håndtering av kostnader knyttet pilot- og demoprojekter.

Frisen for å komme med merknader til de foreslåtte endringene er 15. oktober 2019. Høringssvar sendes til nve@nve.no og merkes med referansenummer 201906418.

Etter høringsfristen vil vi vurdere høringsinnspillene, og vi tar sikte på at de fleste endringene skal tre i kraft fra 1.1.2020. Unntaket er forslag om endret normandel. Denne foreslår vi at skal tre i kraft fra 1.1.2021.

Oslo, juni 2019



Kjetil Lund
vassdrags- og
energidirektør



Ove Flataker
direktør
Reguleringsmyndigheten for energi

1 Sammendrag

I dette dokumentet beskriver vi forslag til endringer i forskrift av 11. mars 1999 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer (forskrift om kontroll av nettvirksomhet). Vi beskriver også forslag til endringer i modeller og forvaltningspraksis som ikke er forskriftsfestet.

Forslagene er en del av en pågående prosess der vi ønsker å sikre en effektiv økonomisk regulering tilpasset en periode der bransjen opplever store endringer. Endringene skjer både på produksjons- og forbrukssiden. Mye av den nye produksjonen er ikke regulerbar og mer av den mates inn i distribusjonsnettet. På forbrukssiden er elektrifisering av transport en viktig driver, og vi forventer økt etterspørsel av energi og effekt generelt. Dette gir nettselskapene nye utfordringer knyttet både til drift og investeringer, og vi forventer høye investeringer fremover. Digitalisering blir viktig for å møte utfordringene i driften og for å redusere behovet for investeringer, og fleksibilitet vil få økt betydning for kraftsystemet.

Innteksreguleringen må legge til rette for at nettselskapene velger de beste løsningene, og at de investerer, drifter og gjennomfører alle tiltak i nettet så kostnadseffektivt som mulig. Innteksreguleringen kan bidra til dette gjennom å legge vekt på kostnadseffektivitet, en god balanse mellom de ulike insentivene i modellen og at modellen behandler alle gode tiltak mest mulig nøytralt. Vi har fått tilbakemeldinger på at dagens modell inneholder skjevheter i hvordan noen av insentivene virker, og foreslår tiltak for mer nøytrale insentiver. Vi ønsker også at modellen legger til rette for at selskapene kan utnytte nye muligheter gjennom å delta i FoU, piloter og demoprojekter.

Vi foreslår følgende endringer i forskrift for kontroll av nettvirksomhet:

- Øke vektlegging av kostnadsnorm i inntektsrammen fra 60 til 70 prosent. I dag er inntektsrammen fastsatt basert på 40 prosent av selskapets egne kostnader og 60 prosent av en kostnadsnorm. Kostnadsnormen gir insentiver til kostnadseffektivitet, og økt normandel vil styrke disse insentivene (§ 8-6). En ekspertgruppe som ble satt ned av Olje- og energidepartementet i 2013, ledet av Eivind Reiten, publiserte rapporten «Et bedre organisert strømmnett» i 2014. I denne foreslo de at normandelen burde økes til 70 prosent. Vi forslår at dette gjennomføres fra og med 2021.
- Endre ordningen med utbetaling ved svært langvarige avbrudd, USLA (kapittel 9A, § 7-1 og § 8-1). Hensikten er å gi bedre insentiver til samfunnsøkonomisk riktig leveringspålitelighet og å forenkle ordningen for forbrukere. USLA innebærer at kunder som opplever avbrudd over 12 timer blir kompensert. Ordningen kommer i tillegg til KILE-ordningen, som omfatter alle avbrudd. Vi vedtok endringer i KILE i fjor som gjelder fra 2020, og nå foreslår vi flere endringer i USLA:
 - Nettselskapene skal utbetale kompensasjon til kundene uten at kundene selv må kreve dette,
 - USLA- og KILE-ordningene samordnes i innteksreguleringen slik at de økonomiske insentivene til leveringspålitelighet blir riktigere,
 - USLA skal kun gjelde husholdninger og fritidsboliger,

- kompensasjonssatsene endres, slik at de øker hver time og ikke bare hver 24. time, og
- kompensasjonssatsene for fritidsboliger blir om lag en firedel av satsene for husholdninger.
- Endre reguleringen av Statnetts kostnader tilknyttet systemansvaret. Formålet er å gi Statnett riktigere insentiver til kostnadseffektivitet ved å regulere kostnadene de har som systemansvarlig likt som kostnadene de har som netteier. Vi foreslår også å endre formatet for rapportering om forhold som har betydning for systemansvaret til NVE (kapittel 11).
- Foreslår at gebyrene nettselskapene er pålagt å betale Elhub kan dekkes som tillegg til inntektsramme. Elhub er allerede underlagt insentivregulering og NVE har vedtatt gebyrmodellen. Det er ikke behov for ytterligere regulering av denne kostnaden hos nettselskapene (§ 7-3).

Vi foreslår følgende endringer i forvaltningspraksis:

- Endre kalibreringsgrunnlaget i modell for fastsettelse av kostnadsnorm for å oppnå bedre balanse mellom insentiver. I dagens modell benytter vi avkastningsgrunnlag, som medfører at noe høyere kapitalkostnader er en fordel i dette trinnet i modellen. Vi vil endre dette til å omfatte også øvrige kostnadselementer enn kapital, og i tillegg vil vi inkludere kapitalkostnadene fra anleggsbidragsfinansierte anlegg. Forslaget vil gjøre modellen mer nøytral i forhold til investeringskostnader og driftskostnader, og i forhold til om investeringer er egenfinansiert eller finansiert med anleggsbidrag.
- Endre forvaltningspraksis for godkjenning av pilot- og demoprojekter i FoU-ordningen. Dette foreslår vi for å bidra til at nettselskaper deltar mer aktivt i prosjekter som er relevante for en mer effektiv drift, utnyttelsen og utvikling av nettet. FoU-ordningen innebærer at nettselskapene kan hente inn visse FoU-kostnader som NVE har godkjent, direkte fra kundene gjennom tariffen. Ordningen omfatter allerede piloter og demoprojekter, men vi har identifisert to forhold i ordningen som kan virke som barrierer mot at nettselskaper deltar i piloter og demoprojekter:
 - Betingelsen om at en ekstern instans må vurdere prosjektet som støtteverdig. Vi foreslår at NVE selv kan vurdere om prosjektene er støtteverdige dersom selskapene kan dokumentere at det ikke finnes andre instanser som kan gjøre dette.
 - Den maksimale økonomiske rammen som kan inngå i FoU-ordningen er 0,3 prosent av selskapets avkastningsgrunnlag. Vi foreslår at selskaper kan søke dispensasjon fra den øvre rammen for en tidsavgrenset periode for konkrete pilot- eller demoprojekter.
- Endre definisjon av skillet mellom regionalnett og lokalt distribusjonsnett i transformatorstasjoner i den økonomiske og tekniske rapporteringen til NVE (eRapp og TEK) for å bedre sammenlignbarheten mellom selskapene. Ulik eierstruktur og historikk gjør at noen rapporterer samme type anlegg på ulike nettnivåer, og utformingen av modellene våre gjør at like anlegg kan behandles ulikt. Vi foreslår at alle må rapportere anleggene i regionalnett der vi har en modell som er bedre egnet til å kunne sammenligne de aktuelle anleggene.

2 Innledning

Vi foreslår i dette dokumentet flere endringer i den økonomiske reguleringen av nettselskapene. Endringene er en del av en pågående prosess der vi ønsker å sikre en effektiv økonomisk regulering tilpasset en periode der bransjen opplever store endringer. Stadig flere sektorer av samfunnet elektrifiseres og avhengigheten av strøm øker. Produksjon blir mer distribuert og må håndteres på lavere spenningsnivåer enn før, og mye av den nye produksjonen kommer fra vind, småkraft og sol, og er dermed mindre regulert. Elektrifisering av transport er godt i gang for personbiler mange steder, men også ferjer og større kjøretøy vil gå over til elektrisitet i nær fremtid. Disse endringene på både forbruks- og produksjonssiden gir nettselskapene nye utfordringer knyttet både til drift og investeringer. En sammenstilling vi har foretatt av investeringsplaner viser at de planlagte investeringene frem mot 2027 er 135 milliarder kroner¹. Digitalisering blir viktig for nettselskapene for å møte utfordringene i drift, men også redusere behovet for investeringer. Fleksibilitet vil få økt betydning for systemet, også nede i distribusjonsnett.

Nettselskapene har en rekke plikter de må utføre uavhengig av hvordan den økonomiske reguleringen er utformet, men det er viktig at inntektsreguleringen gir incentiver til at selskapene velger de beste løsningene til lavest mulig kostnader for kundene.

I denne høringen foreslår vi både endringer i forskrift nr. 302 av 11.3.1999 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariff (forskrift om kontroll av nettvirksomhet) og i modeller og forvaltningspraksis som ikke er forskriftsfestet. Hensikten med endringene i inntektsreguleringen er å gi nettselskapene incentiver til kostnadseffektivitet, samtidig som vi legger til rette for at nettselskapene kan gjennomføre nødvendige tiltak i en bransje i endring. For å legge til rette for dette, må inntektsreguleringen ha god balanse mellom de ulike incentivene. Dagens regulering har noen skjevheter i incentivene mellom driftstiltak og investeringer, og mellom egenfinansiering og finansiering gjennom anleggsbidrag, og dette ønsker vi å endre. Vi vil også gi riktige incentiver til leveringspålitelighet og mulighet for å utforske nye løsninger gjennom pilot- og demoprojekter. For Statnett ser vi behov for bedre balanse mellom reguleringen av nettvirksomhet og systemansvarstjenestene.

Andre forslag er knyttet til endringer i bransjen. Elhub kom i drift i 2019, og vi trenger å endre regelverket for å inkludere gebyrene nettselskapene må betale i inntektsreguleringen på en hensiktsmessig måte.

¹ NVE-rapport 103/2018 «Status og prognoser for kraftsystemet 2018»

3 Forslag til endring i forskrift om kontroll av nettvirksomhet

Vi foreslår å endre flere av bestemmelsene i forskrift om kontroll av nettvirksomhet.

3.1 Elhub-gebyrer dekkes inn som tillegg til inntektsramme

3.1.1 Bakgrunn

Elhub ble satt i drift i februar 2019 og har tatt over noen av oppgavene som nettselskapene har hatt knyttet til måling, avregning og leverandørskifter. Etter gjeldende regelverk vil kostnadene knyttet til disse oppgavene inngå i nettselskapenes kostnadsgrunnlag for beregning av inntektsrammer. De inngår også i de sammenlignende analysene som ligger til grunn for å fastsette kostnadsnormene. Formålet med kostnadsnormene er å gi nettselskapene insentiver til kostnadseffektivitet.

Siden Elhub har tatt over oppgaven, skal Elhubs kostnader dekkes av gebyrer fra brukerne (nettselskaper og kraftleverandører). Det er behov for å klargjøre hvordan denne nye kostnaden skal inngå i den økonomiske reguleringen.

3.1.2 Våre vurderinger og forslag

Vi har vedtatt gebyrmodell² for finansieringen, og nettselskapene skal dekke det meste av kostnadene for Elhub. Videre har vi utviklet en økonomisk regulering av Elhub som skal sikre at de får dekket kostnadene sine samtidig som de har insentiver til å drive kostnadseffektivt. Siden gebyrene er godt regulert av NVE allerede, ser vi ikke behov for noen ytterligere regulering av denne kostnaden hos nettselskapet. Vi mener at det er mest hensiktsmessig at gebyret kan dekkes inn som et tillegg til årlig inntektsramme. Vi foreslår derfor å legge til en ny bokstav e) i § 7-3. Dette skal bare gjelde for de *pålagte* gebyrene nettselskapene betaler til Elhub. Nettselskapene kan også bestille andre tjenester fra Elhub, og betalinger for slike tilleggstjenester skal inngå i reguleringen på samme måte som andre driftskostnader.

3.1.3 Forslag til endringer i §7-3:

Vi foreslår å gjøre endringer § 7-3 så den lyder:

§ 7-3. Kostnader som kan dekkes inn som et tillegg til årlig inntektsramme

Følgende kostnader skal dekkes inn som et tillegg til årlig inntektsramme:

- a) Kostnader ved kjøp av nettjenester fra andre nettselskaper, og kostnader ved leie av andre nettselskap sine anlegg med inntektsramme.
- b) Innbetalt eiendomsskatt.
- c) Endringer i avskrivninger og i avkastning som følge av endret avkastningsgrunnlag i forhold til verdiene som inngår i kostnadsgrunnlaget, jf. § 8-1. Dersom endringene er negative skal de trekkes fra årlig inntektsramme.

² Vårt vedtak av 10.12.2018, NVE-referanse 201832820-5

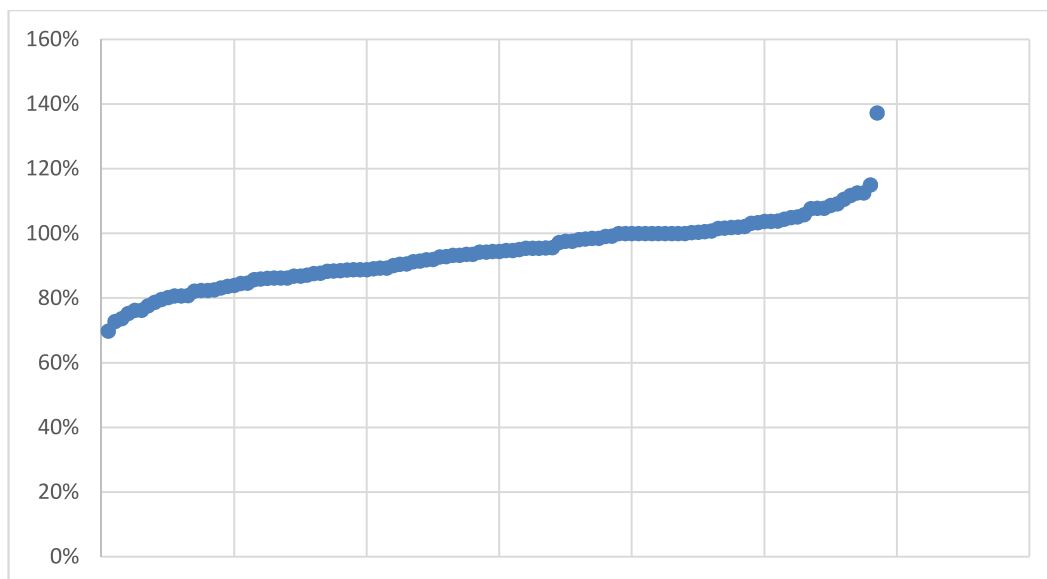
- d) Kostnader ved spesifikke FoU-prosjekter som på forhånd er godkjent av Norges vassdrags- og energidirektorat. Tillegget kan ikke overstige 0,3 prosent av nettselskapets avkastningsgrunnlag i det aktuelle år.
- e) *Gebyrer nettselskapet er pålagt å betale Elhub.*

3.2 Øke normandel fra 60 til 70 prosent

3.2.1 Bakgrunn

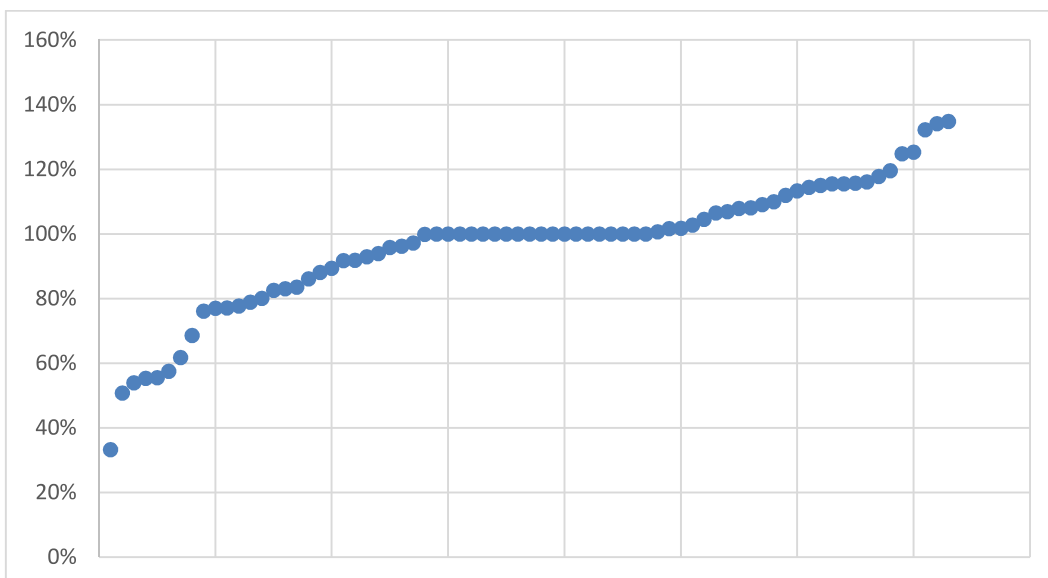
Dagens modell for fastsettelse av inntektsrammer ble introdusert i 2007. Inntektsrammene skal fastsettes basert på 40 prosent av selskapets eget kostnadsgrunnlag og 60 prosent av en kostnadsnorm. Kostnadsnormen beregnes av NVE, og er uavhengig av selskapets egne kostnader. Dette gir insentiver til kostnadseffektivitet.

NVE har regulert nettselskapenes inntekter med insentivregulering siden 1997. Hensikten har vært å legge til rette for at selskapene skal bli mer kostnadseffektive. Analyser som er foretatt, antyder at det har vært en positiv produktivitetsutvikling i bransjen³. Vi ser likevel at det er en del spredning mellom selskapene. Vi foretar sammenlignende analyser hvert år når vi beregner årlige inntektsramme. En analyse for det lokale distribusjonsnettet og en for regionalnettet. Selskapene får beregnet et DEA-resultat som tar hensyn til forskjeller i rammevilkår. Gjennomsnittet for resultatet i bransjen ligger på 100 prosent. Spredningen rundt dette vises i figurene under.



Figur 1 DEA resultat etter kalibrering for lokalt distribusjonsnett, beregnet på gjennomsnittsdata for årene 2013 – 2017.

³ For eksempel: Kvile og Amundsveen (2017) «Productivity Development Among Norwegian Electricity Distribution System Operators — The Impact of Capital Assessment and Technological Progress» DOI 10.1561/103.00000016



Figur 2 DEA resultat etter kalibrering for regionalnett, beregnet på gjennomsnittsdata for årene 2013 – 2017.

Vi tror at hvis vi styrker insentivene til kostnadseffektivitet i modellene, må selskapene fokusere mer på å forbedre seg og kutte kostnader, som kan medføre at spredning i resultatene vil reduseres over tid.

I 2013 satte Olje- og energidepartementet ned en ekspertgruppe ledet av Eivind Reiten som skulle komme med forslag for en bedre organisering av strømmnett. De foreslo i sin rapport⁴ å øke normandelen i inntektsrammene fra 60 til 70 prosent for å stimulere til kostnadseffektivitet. I vårt hørings svar til rapporten uttrykte vi at vi var positive til en slik økning, men vi mente vi burde avvente en slik endring. Det kunne være svakheter i modellene som ble benyttet til å fastsette kostnadsnormer, og en eventuell økning av normandel burde analyseres nærmere og ses i sammenheng med andre foreslåtte tiltak⁵. Vi mener arbeidet vi har gjort med modellene våre og utviklingen av bransjen generelt etter 2014 taler for at vi kan øke normandelen til 70 prosent fra 2021.

3.2.2 Våre vurderinger og forslag

Svakheterne i modellene for å fastsette kostnadsnormer er hovedsakelig knyttet til om sammenligningen mellom selskapene er rimelig. Sammenlignbarheten påvirkes av valg av metoder, definisjon av variabler og tilgang på gode data. Vi jobber stadig med å forbedre modellene, og etter Reiten-gruppens rapport har vi vært engasjert i et fireårig FoU-prosjekt, Elbench, som har utforsket metoder for sammenligning. Ulike alternative metoder er testet ut, og vi har fått økt kunnskap om metoder generelt og egenskapene ved de ulike metodene når de benyttes på vår sektor spesielt.

Siden 2014 har vi utviklet et nytt vektsystemet for regionalnettet. Formålet var en bedre sammenligningen mellom selskapene. I prosessen satte vi også en tydeligere grense for hva som inngår analysen i regionalnett, slik at transmisjonsnett ikke lenger ble inkludert i analysen. Vi mener tydeligere grenser for hvilke anlegg som skal inkluderes i analysene

⁴ «Et bedre organisert strømmnett»

https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/pdf_filer_2/rapport_et_bedre_organisert_stroemnett.pdf

⁵ Brev av 12.5.2014, NVE-referanse 201400580-4

sørger for at selskapene som sammenlignes er likere. I dette høringsdokumentet foreslår vi definisjon av grensen mellom lokalt distribusjonsnett og regionalnettet i transformatorstasjonene (kapittel 4.2). Vi foreslår også endringer i kalibreringsgrunnlaget (kapittel 4.1), som vil gi mer nøytrale insentiver for nettselskapene og likere behandling uavhengig av om de velger driftstiltak eller investeringer, og anleggsbidrag eller egenfinansiering. Disse tiltakene vil også bedre sammenlignbarheten.

Vi har et pågående arbeid med å oppdatere rammevilkårene vi korrigerer for i modellene våre. I 2017 gjennomførte NVE en ny innsamling av geografisk plassering av distribusjonsnettet som gir bedre grunnlag for å kunne beskrive rammevilkår rundt nettet. Dette arbeidet fortsetter i 2020, og eventuelle endringer i modellen kan tre i kraft fra 2021.

Det er også utviklingstrekk i bransjen som bidrar til å gjøre selskapene likere. Tidligere eide flere regionalnettselskap også anlegg i transmisjonsnettet. Det er vedtatt en ny § 4-8 i energiloven som sier blant annet at «Anlegg i transmisjonsnettet skal overdras til den systemansvarlige virksomheten», og Statnett er i ferd med å overta alle anleggene i transmisjonsnettet. Fra 2021 trer regelverket om selskapsmessig og funksjonelt skille i kraft. Dette vil også gjøre selskapene mer like, alle selskapene vil bli rene nettselskaper fordi det ikke vil være tillatt å drive annen virksomhet.

I sum mener vi disse prosjektene og utviklingstrekkene gir oss grunnlag til å konkludere med at normandelen kan økes. Vi foreslår å øke den til 70 prosent med virkning fra 2021. Hensikten med endringen er å styrke insentivene til kostnadseffektivitet.

3.2.3 Forslag til endring i § 8-6:

Vi foreslår å gjøre endringer i deler av § 8-6 så det lyder:

§ 8-6. Fastsettelse av årlig inntektsramme for eget nett

Ved fastsettelse av årlig inntektsramme skal ~~40~~ 30 prosent av kostnadsgrunnlaget inngå i beregningen, når det er tatt hensyn til:

- a) Fastsatt referanserente jf. § 8-3 og
- b) referanseprisen på kraft jf. § 8-4.

Ved fastsettelsen av årlig inntektsramme skal ~~60~~ 70 prosent av kostnadsnormen inngå i beregningen.

3.3 Utbetalinger ved svært langvarige avbrudd

3.3.1 Bakgrunn

Ordningen for utbetaling ved svært langvarige avbrudd (USLA-ordningen)⁶ gir sluttbrukere rett til å kreve utbetaling av et kompensasjonsbeløp fra sitt nettselskap ved avbrudd med varighet på over 12 timer.

Formålet med USLA-ordningen har vært å:

- gi nettselskapene økonomiske insentiver til å unngå svært langvarige avbrudd, og

⁶ Se NVE veileder 6/2012 «Utbetaling ved svært langvarige avbrudd» for mer informasjon.

- gi en rimelig kompensasjon til sluttbrukere for ulemper de påføres i forbindelse med avbruddene.

Vi startet et arbeid med å endre USLA-ordningen i 2015, men konkluderte da med at arbeidet skulle stilles i bero inntil AMS var på plass og vi hadde gjort en ny kartlegging av husholdningenes betalingsvilje for å unngå avbrudd.

AMS er nå på plass hos de aller fleste kundene, og husholdningenes betalingsvilje for å unngå avbrudd er kartlagt på nytt. Ny KILE-funksjon for husholdninger og fritidsboliger⁷ er vedtatt å tre i kraft fra 1.1.2020. I den forbindelse har vi gjort en ny vurdering av USLA-ordningen, og foreslår endringer i denne fra 1.1.2020.

3.3.2 Våre vurderinger og forslag

Vi foreslår nå endringer i den eksisterende ordningen som innebærer:

- bedre samordning av USLA- og KILE-ordningene i innteksreguleringen,
- automatisk utbetaling av kompensasjon til sluttbrukere som har krav på dette,
- en innskrenkning av hvilke kunde grupper som har krav på kompensasjon og
- en oppdatering av kompensasjonssatsene.

I vurderingene vi nå har gjort i tilknytning til USLA-ordningen, har vi lagt spesielt vekt på følgende kriterier:

- Ordningen skal gi nettselskapene riktige insentiver i forhold til svært langvarige avbrudd.
- Ordningen skal være enkel å administrere – altså at det må være lite ressurskrevende for nettselskapene å oppfylle kravene i ordningen.
- Regelverket skal være så klart som mulig slik at man i størst mulig grad unngår tvilstilfeller.
- Ordningen skal være enkel å forstå for sluttbrukerne og det skal være lett for dem å få det de har krav på.

3.3.2.1 Samordne USLA- og KILE-ordningene

Dagens ordning med utbetaling ved svært langvarige avbrudd ble innført i 2007, og kom som et tillegg til den allerede eksisterende KILE-ordningen. Formålet med USLA-ordningen var å styrke insentivene til riktig leveringspålitelighet for svært langvarige avbrudd, ettersom vi antok at kostnadsfunksjonene for KILE undervurderte disse kostnadene.

Gjeldende håndtering av KILE og USLA i den økonomiske reguleringen

Insentivene i KILE-ordningen blir gitt i form av en innteksreduksjon, slik at overskuddet i nettselskapene blir redusert når det oppstår avbrudd. Det året avbruddet inntreffer får selskapet et fradrag i tillatt inntekt på 100 prosent av KILE-beløpet. To år senere kommer 40 prosent av dette beløpet inn i beregningsgrunnlaget for selskapets tillatte inntekt. Nettoeffekten blir at selskapets tillatte inntekt, og dermed overskudd, reduseres med 60 prosent av KILE-beløpet over tid. Denne effekten vil øke til 70 prosent dersom normandelen i innteksreguleringen økes som foreslått i kapittel 3.2. For USLA er den økonomiske virkningen tilsvarende som for KILE.

⁷ Se NVE høringsdokument 9/2018 og NVE-rapport 97/2018

Gjeldende håndtering av KILE og USLA er basert på at KILE ikke representerer sluttbrukernes betalingsvilje for avbrudd som varer mer enn 12 timer. Dette var en rimelig antakelse da ordningen ble innført ettersom KILE-satsene var basert på spørreundersøkelser om betalingsvilje for kortere avbruddsvarigheter. Vi antok at betalingsviljen for svært langvarige avbrudd var vesentlig høyere, relativt sett, enn om avbruddet kun varte noen få timer. Insentivene som ligger i USLA-ordningen kommer derfor på toppen av insentivene som ligger i KILE-ordningen i den gjeldende økonomiske reguleringen.

Problemstilling ved gjeldende håndtering

Nettselskapene har insentiver til å gjennomføre tiltak i form av investeringer, vedlikehold og beredskap så lenge kostnaden ved disse er lavere enn forventet effekt av KILE- og USLA. Tillatt inntekt vil isolert sett øke på grunn av kostnader ved slike tiltak. Det er derfor viktig at denne økningen gjenspeiler sluttbrukernes betalingsvilje for å unngå avbrudd.

Basert på undersøkelser av betalingsvilje har vi vedtatt endringer i KILE-funksjonene for husholdninger som blir gjeldende fra 2020. I motsetning til tidligere undersøkelser, inkluderer resultatene fra dette arbeidet også betalingsvilje for å unngå svært langvarige avbrudd. Fra 2020 vil all betalingsvilje for å unngå avbrudd for husholdningskunder dermed bli ivaretatt gjennom KILE-ordningen. Hvis den økonomiske virkningen av USLA-ordningen kommer i tillegg til den økonomiske virkningen av KILE-ordningen, vil nettselskapene få insentiver til å iverksette tiltak som kundene ikke har betalingsvilje for.

På grunn av dette må vi se KILE og USLA i sammenheng i den økonomiske reguleringen. Den samlede virkningen av et avbrudd på nettselskapets overskudd må ikke være større enn 60 prosent av KILE-beløpet, eventuelt 70 prosent med ny normandel.

Forslag til håndtering av KILE og USLA i den økonomiske reguleringen

Vi foreslår at USLA-ordningen blir integrert i KILE-ordningen. Dette betyr i praksis at vi vil la USLA-beløpet komme til fradrag i KILE-beløpet som trekkes fra tillatt inntekt. På denne måten blir de to ordningene samkjørt, og husholdningenes betalingsvilje for å unngå avbrudd blir ikke overskredet. Den økonomiske virkningen av et avbrudd på nettselskapets overskudd er dermed 60 prosent av KILE-beløpet, og ikke 60 prosent av summen av KILE- og USLA-beløpene som ved gjeldende håndtering.

Hvor og hvordan reguleres samordningen av KILE og USLA?

Forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 7-1 fastsetter hvordan vi skal beregne nettselskapenes tillatte inntekt. Her foreslår vi at fra avbruddskostnadene (KILE-beløpet) skal det trekkes fra beløp som omfattes av individuelle KILE-avtaler og utbetalinger ved svært langvarige avbrudd.

Forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 8-1 konstaterer at kostnadsgrunnlaget skal fastsettes med utgangspunkt i blant annet utbetalinger ved svært langvarige avbrudd (andre ledd bokstav e). Dette foreslår vi å fjerne vi fra paragrafen. På den måten er det kun avbruddskostnader i form av KILE-beløp som inngår i kostnadsgrunnlaget.

Forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 9A-1 slår fast at USLA-beløpet skal inngå i effektivitetsanalysene som ligger til grunn for kostnadsnormen. Dette vil ikke være

tilfellet når vi samordner KILE- og USLA-ordningene. Vi foreslår derfor å fjerne denne bestemmelsen, slik at dagens § 9A-2 blir ny § 9A-1.

3.3.2.2 Automatisk utbetaling til berørte sluttbrukere

Dagens ordning er basert på at sluttbruker selv fremmer krav om kompensasjon til sitt nettselskap. Vi foreslår å gå bort fra denne praksisen, og heller innføre krav om at nettselskapene automatisk skal betale ut kompensasjon til sine berørte sluttbrukere.

Enklere å identifisere berørte sluttbrukere med AMS

Dagens regelverk rundt USLA-ordningen slår fast at varigheten av et svært langvarig avbrudd regnes fra det tidspunkt nettselskapet først fikk melding om avbruddet, eller nettselskapet visste eller burde ha visst at avbrudd har funnet sted. Nettselskapene har hatt begrenset oversikt over feil i lavspennetettet, og har ofte vært avhengige av varsel fra sluttbrukere om at et avbrudd hadde oppstått. Nettselskapene har altså hatt begrenset oversikt over hvilke sluttbrukere som var berettiget kompensasjon.

Nå er AMS-målere installert hos de fleste sluttbrukere, og funksjonaliteter i disse gjør det enklere for nettselskapene å oppdage feilsituasjoner i overføringsnett. Minimumskravet for AMS er at de skal registrere energiforbruk per time⁸. Måleren vil dermed også kunne vise hvilke hele timer et målepunkt var uten strømtilførsel. Flere nettselskaper har også tatt i bruk en avbruddslogg, som er en tilleggsfunksjon i AMS. Denne viser nøyaktig tidspunkt for avbrudd og gjenoppretting per målepunkt.

Forslag om automatisk utbetaling til berørte sluttbrukere

Med automatisk utbetaling av kompensasjon mener vi at prosessen skal oppleves som automatisk for sluttbrukerne. De skal altså motta kompensasjon uten å måtte fremme et eksplisitt krav. For nettselskapet vil et krav om automatisk utbetaling kunne kreve en del manuelt arbeid, spesielt i startfasen. Samtidig ser vi for oss at flere nettselskaper på sikt velger å automatisere hele eller deler av utbetalingsprosessen.

Siden nettselskapene er ulike med tanke på hvilke AMS-, NIS- og KIS-systemer de har valgt, vil vi ikke fastsette eksplisitte krav til hvordan de i praksis skal oppfylle kravet om automatisk utbetaling. Det vil være opp til hvert enkelt nettselskap å finne den mest fornuftige løsningen gitt deres forutsetninger.

Hvordan oppfylle kravet ved hjelp av informasjon fra AMS?

For nettselskaper som ønsker å ta i bruk funksjonene i AMS til å automatisere utbetalingen til berørte sluttbrukere, må det ikke være til sluttbrukers ulempe at nettselskapet har valgt minimumsløsningen i AMS.

Minimumsløsningen i AMS gir kun informasjon om hvilke hele timer en sluttbruker har vært uten strøm. Dette bidrar til usikkerhet rundt faktisk avbruddslengde, siden avbruddet kan ha oppstått når som helst i timen før og opphørt når som helst i timen etter det som faktisk er blitt registrert. Sett over tid antar vi at denne usikkerheten i gjennomsnitt utgjør en halv time på hver side. Ved bruk av minimumsløsningen i AMS skal derfor grunnlaget for beregning av kompensasjon regnes som antall hele timer uten strømtilførsel pluss en

⁸ Måling og avregningsforskriften § 4-2

time. Dette betyr for eksempel at 11 hele timer uten strøm gir rett på kompensasjon som om avbruddet hadde vart i 12 timer.

For AMS-målere eller andre systemer som kan registrere nøyaktig avbruddsvarighet, vil det være den faktiske avbruddslengden som utgjør grunnlaget for beregning av kompensasjon.

Sluttbrukere som selv er skyld i at et avbrudd blir langvarig har ikke krav på kompensasjon

Det kan være flere forhold hvor sluttbrukere selv er skyld i at et avbrudd blir langvarig, blant annet at:

- Sluttbruker har selv koblet fra strømmen slik at det ikke måles forbruk.
- Sluttbruker har selv påført skade på nettselskapets anlegg som har ført til avbrudd.
- Nettselskapet får ikke tilgang til egne anlegg i sluttbrukers bolig/eiendom, herunder AMS-måler, for å verifisere at det er feil i nettselskapets anlegg som er årsak til at sluttbruker er uten strøm, og/eller for å rette feil på egne anlegg.
- Sluttbruker har ikke AMS-måler, eller har AMS-måler uten kommunikasjonsenhet, og har heller ikke varslet nettselskapet om avbruddet, og nettselskapet kan ikke vite at kunden er uten strøm.

I slike tilfeller vil ikke sluttbruker ha krav på å få utbetalt kompensasjon. Det er viktig at nettselskapene innfører gode rutiner som er med på å avdekke slike forhold. For de to siste punktene kan likevel sluttbruker ha krav på kompensasjon dersom det går mer enn 12 timer fra det tidspunktet selskapet får tilgang til bolig/eiendom eller får varsel om feilen og til feilen er rettet.

Sluttbrukere uten AMS-måler eller med AMS-måler uten kommunikasjonsenhet

Alle sluttbrukere har krav på automatisk utbetaling av kompensasjon, uavhengig av hvilken type måler de har. For sluttbrukere uten AMS-måler eller uten kommunikasjonsenhet i måleren regnes derimot avbruddets varighet fra det tidspunkt nettselskapet først fikk melding om avbruddet, eller nettselskapet visste eller burde ha visst at avbrudd har funnet sted.

Vi legger altså til grunn at sluttbrukere uten AMS-måler må varsle sitt nettselskap når de er uten strøm dersom det ikke er åpenbart at nettselskapet kjenner til feilen. Om det er åpenbart at også manuelle målere og målere uten kommunikasjonsenhet er rammet av feilen, vil blant annet avhenge av størrelsen på feilsituasjonen og målerens lokasjon i forhold til andre AMS-målere.

Når nettselskapet har fått melding om feilen eller åpenbart burde visst om den, har de også tilgang til nødvendig informasjonen for å foreta utbetalingen til alle berørte sluttbrukere.

Hvor raskt skal kompensasjonen utbetales til berørte sluttbrukere?

Kompensasjonen skal utbetales berørte sluttbrukere så snart som mulig, og ikke senere enn 12 uker etter at et svært langvarig avbrudd har funnet sted. Dersom utbetalingen

kommer til fradrag på faktura for nettleie, skal det fremkomme klart at det er en kompensasjon for svært langvarig avbrudd. Dette skal ikke fremstilles som en redusert tariff, og kompensasjonsbeløpet skal ikke komme til fradrag i selskapets faktiske inntekt.

Før nettselskapene har fått på plass systemer for å automatisere egne prosesser i forbindelse med kompensasjonsutbetalingene, ser vi at det kan være behov noe lengere frist for utbetaling av kompensasjon. Vi foreslår derfor å sette fristen til fem måneder etter at avbruddet inntraff i perioden frem til 1.1.2021.

Med samordningen av USLA- og KILE-ordningene vil ikke nettselskapene ha insentiver til å unngå å betale ut kompensasjoner. Likevel forstår vi at det kan forekomme feil i utbetalingene, spesielt den første perioden. Kunder som ikke mottar den kompensasjonen de har krav på innen rimelig tid, må derfor fremme et krav til selskapet så raskt som mulig. Vi finner det ikke hensiktsmessig å opprettholde egne regler for når kravene må fremmes, og viser derfor til foreldelsesloven hvor alminnelig foreldelsesfrist er fastsatt til tre år. På denne måten kan sluttbrukere som på et senere tidspunkt ble oppmerksom på ordningen, og som ikke har mottatt kompensasjonen de hadde krav på, fremme et krav om utbetaling mot sitt nettselskap.

Når vil krav om automatisk utbetaling gjelde fra?

Vårt utgangspunkt er at alle foreslåtte endringer i USLA-ordningen skal gjelde fra 1.1.2020, samtidig som de nye KILE-funksjonene for husholdninger trer i kraft. Vi ser at det vil være utfordrende for nettselskapene å utvikle systemer som automatiserer alle prosesser knyttet til utbetalingene før 1.1.2020. Vi mener imidlertid at dette ikke må være på plass for å gjennomføre forslaget, selv om det ville vært en fordel. Omfanget av hendelser som fører til utbetalinger er begrenset, og innføringen av AMS gjør det nå mulig med relativt stor sikkerhet å identifisere hvilke kunder som har krav på kompensasjon. Avgrensningen til husholdninger og fritidsboliger, samt at alle deres målere skal omfattes, gjør det også enklere å identifisere hvem som har krav på utbetaling og hvor mye de har krav på.

Hvor og hvordan reguleres kravet om automatisk utbetaling?

I forskrift om kontroll av nettvirksomhet ny § 9A-1 foreslår vi å endre teksten fra at sluttbrukerne *kan kreve* kompensasjon til at sluttbrukere *skal få* utbetalt kompensasjon.

I forskrift om kontroll av nettvirksomhet ny § 9A-1 foreslår vi å legge til et siste ledd som konstaterer at sluttbruker som selv er skyld i at et avbrudd varer over 12 timer ikke har krav på kompensasjon. Videre foreslår vi å legge til, i § 9A-3 om avbruddets varighet, at dersom sluttbruker selv har bidratt til å forlenge varigheten av avbruddet, kan nettselskapet redusere avbruddets varighet tilsvarende ved beregning av kompensasjonsbeløpet.

Det er ikke lagt opp til eksplisitte bestemmelser i forskriften som skal gjelde for sluttbrukere uten AMS-måler, men disse vil komme inn under § 9A-3 nevnt ovenfor. Med dette mener vi at sluttbruker uten AMS-måler har bidratt til å forlenge varigheten av avbruddet ved å ikke melde fra til nettselskapet om at en feil hadde oppstått. Dette vil vi også utdype i ny veileder til forskrift om kontroll av nettvirksomhet kapittel 9A.

Frist for utbetaling av kompensasjon blir satt til 12 uker i forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 9A-1 siste ledd, men vi presiserer at i en overgangsperiode fra ikrafttredelse og frem til 1.1.2021 skal fristen være fem måneder.

Vi legger til grunn at en eventuell foreldelse av krav om kompensasjon reguleres i foreldelsesloven § 2, hvor alminnelig foreldelsesfrist er fastsatt til tre år.

I forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 9A-4 legger vi opp til at nettselskapene fortsatt skal holde sine kunder orientert om ordningen, men at kundene ikke nødvendigvis må informeres årlig.

3.3.2.3 Omfanget av USLA-ordningen

Vi foreslår å begrense USLA-ordningen slik at kun husholdninger og fritidsboliger omfattes av denne. Samtidig foreslår vi at sluttbrukere omfattet av USLA-ordningen skal få kompensasjon for alle sine berørte målepunkter.

Ordningen skal omfatte husholdninger og fritidsboliger

USLA-ordningen ble primært utformet med tanke på mindre sluttbrukere, men for å gjøre ordningen så enkel som mulig gjorde vi ingen differensieringer mellom kundegrupper da den ble innført i 2007. Dagens ordning er dermed gjeldende for alle sluttbrukere, uavhengig av hvilken kundegruppe de tilhører.

Med innføringen av AMS mener vi denne forenklingen ikke lenger er nødvendig. Vi foreslår derfor at ordningen innskrenkes slik at den kun blir gjeldende for den opprinnelig tenkte målgruppen, nemlig husholdninger og fritidsboliger. Kompensasjonssatsene er også mest relevante for disse kundene, ettersom de er basert på husholdningskunders betalingsvilje for å unngå avbrudd.

For sluttbrukere i de øvrige kundegruppene mener vi at strømbrudd må være en del av risikoen knyttet til ulike næringsvirksomheter. Vi understreker også at USLA-ordningen ikke skal fungere som en erstatningsordning, men at den skal kompensere sluttbrukere for de ulemper de måtte ha ved svært langvarige avbrudd. Vi legger til grunn at de fleste sluttbrukere innenfor alle kundegrupper har egne forsikringer som dekker skader som oppstår av blant annet strømbrudd.

Nettkunder skal kunne motta kompensasjon for flere enn ett målepunkt

Dagens USLA-ordning gir nettkunder rett på én kompensasjon per langvarige avbrudd, uavhengig av hvor mange av nettkundens målepunkter som var berørt av avbruddet. Vi har opp gjennom tidene fått flere innspill på at dette kan være urimelig. Her er noen eksempler:

- Kunder som har primærbolig og fritidsbolig i samme nettområde får kun kompensasjon for en av dem. Hvis boligene derimot ligger i to ulike nettområder får kunden kompensasjon for begge.
- Hvis måleren i primærboligen er registrert på den ene ektefellen og måleren i fritidsbolig som ligger i samme nettområde på den andre ektefellen, får man kompensasjon for begge. Hvis begge målerne er registrert på samme ektefelle får man bare kompensasjon for den ene.

- I kommunale boliger, og andre utleieboliger, hvor man av praktiske årsaker har registrert abonnementene på utleier og ikke leietaker, vil utleier få kompensasjon for kun en måler uavhengig av hvor mange boliger som er berørt. Det innebærer at utleier ikke har noen kompensasjon å videreformidle til sine leietakere.

Endringen vil medføre at man får én kompensasjon per målepunkt man har. Dette vil likebehandle kompensasjonen i forhold til eierskap. Dette åpner også for at husholdninger og fritidsboliger uten egen avtale med nettselskapet kan få kompensasjon ved svært langvarige avbrudd. NVE har imidlertid ikke hjemmel til å pålegge utleier å utbetale denne kompensasjonen til leietaker, men legger til grunn at dette kan reguleres i leieavtalene.

Hvor og hvordan reguleres omfanget av USLA-ordningen?

I forskrift om kontroll av nettvirksomhet ny § 9A-1 legger vi inn en presisering om at *husholdninger og fritidsboliger* skal få utbetalt en kompensasjon når de har opplevd avbrudd som varer i mer enn 12 timer, og at kompensasjonsbeløpene gjelder *per* målepunkt.

3.3.2.4 Justere kompensasjonssatsene

Vi foreslår å justere kompensasjonssatsene på bakgrunn av de oppdaterte KILE-funksjonene for husholdninger og fritidsboliger, som blir gjeldende fra 1.1.2020.

Dagens satser har vært gjeldende siden 2007, og er faste innenfor et intervall på 24 timer⁹. Vi foreslår å fjerne gjeldende intervaller til fordel for en fast sats ved 12 timer etterfulgt av en kontinuerlig timesats:

- For husholdninger starter beløpet på 500 kroner ved avbrudd på 12 timer, deretter tilfaller en sats på 40 kroner per påfølgende time med avbrudd.
- For fritidsboliger starter beløpet på 125 kroner ved avbrudd på 12 timer, deretter tilfaller en sats på 10 kroner per påfølgende time med avbrudd.

Vi foreslår samtidig en maksgrense for kompensasjon per nettkunde, hvor samlet utbetalt kompensasjon ikke kan overstige forventet innbetalt nettleie for inneværende år.

Hvordan har vi beregnet nye kompensasjonssatser?

De oppdaterte KILE-funksjonene for husholdninger og fritidsboliger reflekterer også kundenes betalingsvilje for å unngå svært langvarige avbrudd. De egner seg derfor som grunnlag for beregning av nye kompensasjonssatser for svært langvarige avbrudd.

Funksjonene vil se slik ut i forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 9-2:

Kundegruppe	Kostnadsfunksjon for $K_{p,ref}$ ($t =$ avbruddsvarighet angitt i timer)						
	< 1 min	≥ 1 min og < 2 timer	≥ 2 timer og < 6 timer	≥ 6 timer og < 12 timer	≥ 12 timer og < 24 timer	≥ 24 timer og < 72 timer	≥ 72 timer
Husholdning	8,8	$8,8+14,7*t$	$38,4+21,9*(t-2)$	$126,0 + 13,0*(t-6)$	$204+20,1*(t-12)$	$445,5+13,3*(t-24)$	$1081,5+13,3*(t-72)$

⁹ Kr 600 for avbrudd til og med 24 timer, kr 1.400 for avbrudd over 24 timer til og med 48 timer og kr 2.700 for avbrudd over 48 timer til og med 72 timer. For avbrudd ut over 72 timer skal det gis et tillegg på kr 1.300 for hver nye påbegynte tjuetimerperiode avbruddet varer.

Kostnaden (K_j) for et vilkårlig avbrudd på tidspunkt j , beregnes som:

$$K_j = k_{p,ref} \cdot f_{K,m} \cdot f_{K,d} \cdot f_{K,h} \cdot P_{ref}$$

I denne funksjonen er P_{ref} avbrutt effekt i rapporteringspunktet dersom tilsvarende avbrudd hadde skjedd på referansetidspunktet¹⁰ (kWh/h). $k_{p,ref}$ er spesifikk avbruddskostnad (i kr/kW) på referansetidspunktet for en gitt varighet. $f_{K,m/d/t}$ er korreksjonsfaktorer for avbruddskostnad (i kr) for måned, dag og time.

Vi ønsker at kompensasjonssatsene for USLA skal være representative for hele året, og bruker derfor en samlet korreksjonsfaktor¹¹ ($f_{K,m/d/t}$) på 0,72. For husholdninger legger vi også til grunn en avbrutt effekt (P_{ref}) på 3,45¹². Regnestykket gir en kompensasjonssats for husholdninger på kr 500 for avbrudd på 12 timer, og en timesats på kr 40 for hver time et avbrudd varer utover de 12 første timene.

Vi mener det er rimelig å legge opp til differensierte satser mellom husholdninger og fritidsboliger, og fastsetter derfor kompensasjonssatsene for fritidsboliger til en firedel av den for husholdninger. Bakgrunnen for denne vurderingen er at:

- KILE for fritidsboliger er i gjennomsnitt en firedel av den for husholdninger.
- Selv om ulempen ved avbrudd i fritidsboliger antakelig er like høy som for husholdninger når avbruddet inntreffer mens fritidsboligen er i bruk, legger vi til grunn at de er vesentlig lavere når fritidsboligen ikke er i bruk. Vi legger også til grunn at sannsynligheten for at en fritidsbolig er i bruk når et avbrudd finner sted er vesentlig lavere enn for en primærbolig.
- Det blir for komplisert å lage en kompensasjonsordning som tar hensyn til om fritidsboligen er i bruk eller ikke. Derfor utbetales kompensasjonen uavhengig av om man er tilstede under avbruddet eller ikke. Dette mener vi vil veie opp for den foreslåtte lavere satsen for fritidsboliger.

Siden man får kompensasjon også når fritidsboligen ikke er i bruk, mener vi det er rimelig å legge til grunn den forskjellen som gjenspeiles i KILE-ordningen, dvs. en firedel.

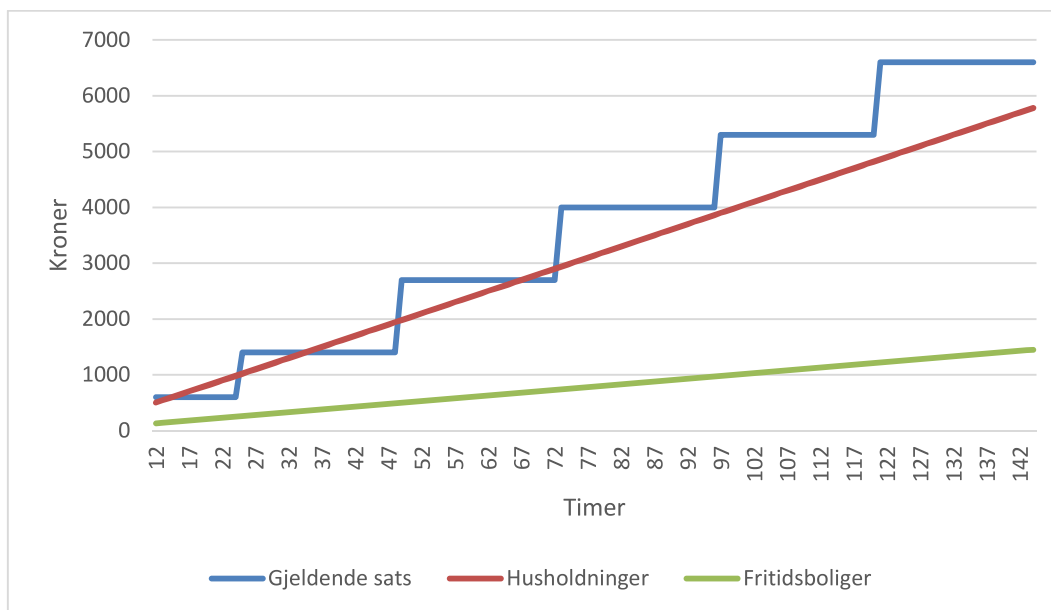
For fritidsboliger blir kompensasjonssatsen dermed på kr 125 for avbrudd på 12 timer, og en timesats på kr 10 for hver time et avbrudd varer utover de 12 første timene.

Figuren nedenfor viser hvordan foreslåtte satser vil se ut i forhold til de gjeldende sats.

¹⁰ Referansetidspunktet er kl. 17.00 på en tirsdag i januar, når husholdningers ulempe ved avbrudd er antatt å være høy.

¹¹ Se NVE-rapport 97/2018 for mer informasjon om korreksjonsfaktorer.

¹² Vi har lagt til grunn samme P_{ref} som den som ble brukt i arbeidet med nye KILE-funksjoner for husholdninger.



Figur 3 Gjeldende og foreslåtte satser for husholdninger og fritidsboliger

Hvor og hvordan reguleres kompensasjonssatsene?

De oppdaterte kompensasjonssatsene står skrevet i ny § 9A-1. Her presiserer vi også at et samlet årlig krav ikke kan overstige forventet innbetalt nettleie for inneværende år, hvor forventet innbetalt nettleie er forventet årsforbruk i kWh multiplisert med gjeldende sats for energiledet i tillegg til fastleddet.

3.3.3 Forslag til endringer i § 7-1, § 8-1 og kapittel 9A

Vi foreslår å endre § 7-1, § 8-1 og kapittel 9A så forskriften vil lyde:

§ 7-1. Inntekter ved salg av netjtjenester

Nettvirksomhetens tillatte inntekter ved salg av netjtjenester er årlig inntektsramme for nettvirksomheten jf. § 7-2, tillagt kostnader som kan dekkes inn som et tillegg jf. § 7-3, fratrukket avbruddskostnader, jf. § 9-1. Fra avbruddskostnadene skal det trekkes fra beløp som omfattes av individuelle avtaler, jf. § 9-3, og utbetalinger ved svært langvarige avbrudd, jf. § 9A-1.

§ 8-1. Kostnadsgrunnlag

Kostnadsgrunnlaget for det aktuelle år fastsettes med utgangspunkt i følgende innrapporterte verdier for regnskapsåret to år tilbake i tid:

- a) drifts- og vedlikeholdskostnader,
- b) avskrivninger på investert nettkapital,
- c) bokført verdi på nettkapital per 31. desember, tillagt 1 prosent for netto arbeidskapital,
- d) nettap i MWh,
- e) ~~utbetaling ved svært langvarige avbrudd, jf. § 9A 2, og~~
- e) KILE-beløp, jf. § 9-1.

Verdiene i første ledd bokstav a), e) og ef) skal inflasjonsjusteres.

Inflasjonsjusterte pensjonskostnader skal inngå i kostnadsgrunnlaget som et gjennomsnitt av regnskapsårene to til syv år tilbake i tid. For kostnadsgrunnlagene 2016–2019 skal inflasjonsjusterte pensjonskostnader for 2010 – 2013 som inngår ved beregning av gjennomsnittet etter første punktum, inngå ved beregningen som et gjennomsnitt av regnskapsførte pensjonskostnader for 2007 – 2013.

Kostnader som er pådratt som følge av overtredelse av lov eller pålegg gitt i medhold av lov skal ikke inngå i kostnadsgrunnlaget.

Kapittel 9A. Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved svært langvarige avbrudd Utbetalinger ved svært langvarige avbrudd

§ 9A-1. Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved svært langvarige avbrudd

Nettvirksomhetens inntektsramme blir årlig justert for utvikling i leveringskvalitet ved at kostnader ved svært langvarige avbrudd inngår i effektivitetsanalysene, jf. § 8-2.

Kostnader ved svært langvarige avbrudd er de kostnader nettvirksomheten har ved utbetalinger etter § 9A-2. Kostnadene inngår i kostnadsgrunnlaget, jf. § 8-1.

§ 9A-12. Utbetaling til sluttbrukere ved svært langvarige avbrudd

Husholdninger og fritidsboliger skal få utbetalt en kompensasjon når de har hatt avbrudd som varer i mer enn 12 timer.

Kompensasjonen per målepunkt er: Sluttbrukere på alle nettnivå kan kreve å få direkte utbetalt et beløp fra nettselskapet ved svært langvarige avbrudd. Svært langvarige avbrudd er avbrudd som varer i mer enn 12 timer, og beløpets størrelse er:

- a) for husholdninger, 500 kroner ved avbrudd på 12 timer og deretter en sats på 40 kroner per time,*
- b) for fritidsboliger, 125 kroner ved avbrudd på 12 timer og deretter en sats på 10 kroner per time.*
- a) Kr 600 for avbrudd til og med 24 timer,*
- b) Kr 1.400 for avbrudd over 24 timer og til og med 48 timer,*
- c) Kr 2.700 for avbrudd over 48 timer til og med 72 timer.*

For avbrudd ut over 72 timer skal det gis et tillegg på kr 1.300 for hver nye påbegynte tjuefiretimers periode avbruddet varer.

Sluttbruker må fremme krav etter første ledd innen rimelig tid etter at normal forsyning ble gjenopprettet.

~~For fritidsboliger kan~~ Et samlet årlig krav *kan* ikke overstige forventet innbetalt nettleie for inneværende år. Forventet innbetalt nettleie er forventet årsforbruk i kWh multiplisert med gjeldende sats for energileddet i tillegg til fastleddet.

Sluttbruker som selv er skyld i at et avbrudd varer over 12 timer har ikke krav på kompensasjon.

Kompensasjonen skal utbetales sluttbruker innen 12 uker etter at strømtilførselen var gjenopprettet. I en overgangsperiode fra ikrafttredelse og frem til 1. januar 2021 skal fristen være fem måneder.

§ 9A-23. Registrering og beregning av svært langvarig avbrudd

Varigheten for et svært langvarig avbrudd regnes fra det tidspunkt ~~nettselskapet først fikk melding om avbruddet, eller~~ nettselskapet visste eller burde ha visst at avbrudd har funnet sted. Avbruddet opphører når normal forsyning er gjenopprettet. Flere påfølgende avbrudd regnes som sammenhengende om ikke normal forsyning opprettholdes i minimum to timer sammenhengende.

Dersom sluttbruker selv har bidratt til å forlenge varigheten av avbruddet, kan nettselskapet redusere avbruddets varighet tilsvarende ved beregning av kompensasjonsbeløpet etter § 9A-1.

§ 9A-34. Nettselskapets informasjonsplikt

~~Nettselskapet plikter å holde sluttbrukerne orientert årlig å informere sluttbrukerne om deres rett til utbetaling etter § 9A-12., og skal utarbeide et rapporteringsskjema som sluttbruker kan benytte når han fremmer slikt krav.~~

3.4 Endre reguleringen av systemansvaret

Statnett har ansvar for en samfunnsmessig rasjonell utvikling og drift av transmisjonsnett. De er også tildelt oppgaven som systemansvarlig nettselskap gjennom konsesjon fra NVE. Oppgaver og ansvar knyttet til dette er regulert gjennom forskrift om systemansvaret i kraftsystemet.

Kapittel 11 i forskrift om kontroll av nettvirksomhet beskriver fastsettelsen av årlig inntektsramme for systemansvarlig nettselskap. Denne beskriver både den økonomiske reguleringen av kostnader knyttet til utøvelsen av systemansvaret, og hvordan Statnett som systemansvarlig skal rapportere til NVE. Vi ønsker å gjøre endringer i begge disse bestemmelsene.

3.4.1 Bakgrunn for endring

Som systemansvarlig har Statnett ansvaret for å sørge for balanse i kraftsystemet til enhver tid, og de har en rekke virkemidler for å ivareta dette ansvaret. Kostnadene relatert til dette inngår i den samlede inntektsrammen til Statnett, som skal dekke kostnader knyttet til både nettvirksomhet og utøvelsen av systemansvaret. I hovedsak reguleres disse kostnadene likt, ved at 40 prosent er basert på et kostnadsgrunnlag, og 60 prosent er basert på en kostnadsnorm. Forskjellen er at kostnadsnormen fastsettes på ulike måter, og at kostnadsgrunnlaget for utøvelsen av systemdriften inngår samme år som de oppstår, mens driftskostnadene i resten av kostnadsgrunnlaget har et tidsetterslep på to år.

Det overordnede prinsippet for den økonomiske reguleringen av nettselskap¹³, er at selskapene over tid skal få dekket sine kostnader og oppnå en rimelig avkastning på investert kapital, gitt en effektiv drift, utnyttelse og utvikling av nettet. Dette gjelder også for kostnadene knyttet til utøvelsen av systemansvaret. Det innebærer at kostnadsnormen

¹³ Energilovforskriften § 4-4b)

skal fastsettes slik at systemansvarlig nettselskap over tid får dekket sine kostnader, gitt effektiv drift mv.

Fra og med 2003 har NVE fastsatt en kostnadsnorm for kostnadene knyttet til utøvelsen av systemansvaret. Det har vært tre perioder med kostnadsnorm; 2003 – 2006, 2007 – 2012 og 2013 – 2017. Felles for alle periodene er at kostnadsnormen har blitt fastsatt i forkant, hovedsakelig basert på innspill fra Statnett om forventninger om utviklingen i kostnadene i reguleringsperioden. Vi har vurdert rimeligheten i prognosene, delvis basert på den historiske utviklingen i disse kostnadstallene.

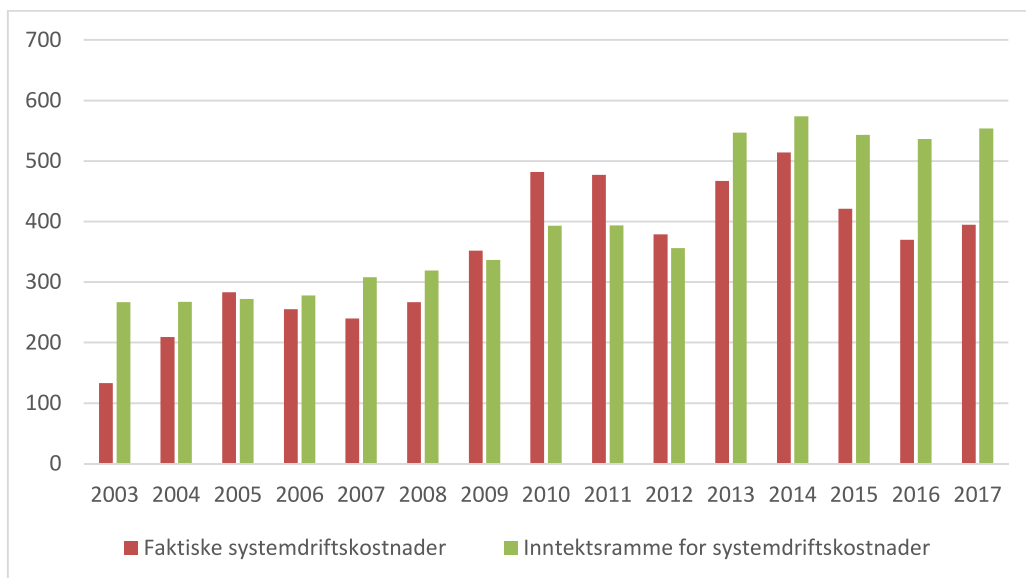
Fra 2003 til 2008 var hele tillegget i inntektsrammen for systemansvaret basert på kostnadsnormen. Vi endret metoden fra og med 2009 fordi vi så at dette kunne gi uheldige insentiver. Statnett ville ha insentiver til å redusere kostnadene knyttet til utøvelsen av systemansvaret og heller løse problemer i kraftsystemet ved å gjennomføre nettinvesteringer, fordi de var garantert kostnadsdekning på 40 prosent av investeringen. I det bedriftsøkonomiske regnskapet ville man i et slikt tilfelle kunne velge løsninger som ikke er samfunnsmessig mest rasjonelle. Vi endret derfor reguleringen av systemansvaret til at inntektsrammen skulle fastsettes basert på 40 prosent faktiske systemdriftskostnader og 60 prosent norm – tilsvarende reguleringen for nettvirksomheten og KILE.

Utvikling i kostnadene for utøvelsen av systemansvaret

Vi presiserer at kostnadene knyttet til utøvelsen av systemansvaret, ikke er kostnader knyttet til selve funksjonen for systemansvaret, som lønn og personalkostnader, investeringer i materiell og kjøp av tjenester. Disse kostnadene reguleres sammen med resten av nettvirksomheten til Statnett. Kostnadene til utøvelsen av systemansvaret, er knyttet til *Statnetts ansvar for å opprettholde momentan balanse i kraftnettet og for å sikre tilfredsstillende leveringskvalitet, definert i forskrift om systemansvar (FoS)¹⁴*. Kostnadene er i hovedsak kjøp av primærreserver, sekundærreserver, tertiærregulering og spesialregulering.

I Figur 4 viser vi utviklingen i faktiske kostnader og utviklingen i tillegget i inntektsrammen for disse kostnadene for årene 2003 til 2017. Kostnadene har økt betydelig i perioden, men det er også store variasjoner fra år til år. Som figuren viser har normen i flere år vært ganske ulik de faktiske kostnadene.

¹⁴ Hentet fra Statnetts årsrapport 2018 note 5 om Systemtjenester og overføringstap



Figur 4 Sammenligning av faktiske kostnader for utøvelsen av systemansvaret mot tillegget i inntektsrammen for disse kostnadene i årene 2003 – 2017. I millioner kroner, ikke inflasjonsjustert.

Innspill til normregulering

Statnett har ved flere anledninger uttrykt et ønske om å gå bort fra normregulering av kostnadene knyttet til utøvelsen av systemansvaret. De hevder:

- Systemansvarskostnadene egner seg ikke til *insentivregulering*. Statnett peker på at det er flere tilfeller der den beste bedriftsøkonomiske løsningen for Statnett ikke vil være den samfunnsøkonomisk beste løsningen. Å legge systemansvarskostnadene under insentivregulering, kan dermed gi Statnett insentiver til å velge løsningen som ikke er best for samfunnet. Å sikre at Statnett utfører systemansvaret sitt effektivt, kan NVE gjøre gjennom å følge opp kostnadene gjennom tilsyn, analyser, møter og andre virkemidler enn den økonomiske reguleringen.
- Det er mye *usikkerhet* knyttet til de fremtidige systemdriftskostnadene, og det er svært utfordrende å finne en rimelig norm. Usikkerheten vil bare øke fremover, særlig når de nye utenlandsforbindelsene (NordLink og NSL) settes i drift. Dette bidrar også til prognoser om økende systemansvarskostnader fremover, som gjør det mindre treffsikkert å bruke historiske kostnader til å fastsette en norm.

Statnett fordeler systemdriftskostnadene mellom produsenter og forbrukere gjennom tariffene. Det har den senere tiden kommet innvendinger til påslaget i tariffen som produsenter skal betale for systemdriftskostnader, som Statnett siden 2014 har satt til 0,2 øre/kWh. Hovedårsaken er at påslaget er fastsatt med utgangspunkt i normen for systemkostnadene, som har vist seg å være betydelig høyere en faktiske kostnader de siste årene.

Om rapportering til NVE

Åpenhet og transparens er viktig i utøvelsen av systemansvaret, og informasjon om økonomiske forhold og utøvelsen av systemansvaret bør være offentlig tilgjengelig.

Samtidig tilsier hensynet til beredskap i kraftforsyningen at ikke all informasjon som NVE ber om, kan offentliggjøres.

NVE følger opp systemansvarlig både gjennom halvårlige oppfølgingsmøter, og ved tilsyn med enkeltparagrafer i forskrift om systemansvaret i kraftsystemet. I tillegg mottar NVE en årlig rapportering fra systemansvarlig om relevante forhold for driften av kraftsystemet. Innholdet i rapporteringen fastsettes i vedtak fra NVE. Hjemmelen for vedtaket er § 11-4 som sier at NVE kan pålegge systemansvarlig å rapportere om forhold som har betydning for den økonomiske reguleringen av systemansvarlig og en samfunnsmessig rasjonell utøvelse av systemansvaret. Rapporteringen er viktig for NVEs generelle oppfølging av systemansvarlig, og for informasjon til utarbeidelsen av NVEs årlige rapport til OED om «Driften av kraftsystemet i Norge».

I samme paragraf i forskriften sies det også at rapporteringen skal være offentlig tilgjengelig og at den skal evalueres av NVE. Vi mener bestemmelsen fungerer etter formålet i dag, men ønsker å gjøre noen justeringer for å forbedre rapporteringen og gjøre den mer hensiktsmessig.

3.4.2 Våre vurderinger og forslag

3.4.2.1 Ny økonomisk regulering av kostnader tilknyttet systemansvaret

Systemansvaret er en samfunnskritisk oppgave som det ikke er enkelt å definere ett sett med løsninger for. Det er verken hensiktsmessig eller mulig for NVE å detaljregulere denne oppgaven. Vi har derfor valgt å regulere systemansvaret gjennom krav i forskrifter og gjennom insentiver i den økonomiske reguleringen. Formålet er at disse virkemidlene til sammen sikrer en samfunnsmessig rasjonell utøvelse av oppgaven.

Hensikten med å benytte en norm for å regulere kostnaden, er å gi insentiver til å holde kostnadene så lave som mulig. Det er spesielt to forhold som gjør det utfordrende å regulere disse kostnadene med norm: 1) Ulik regulering av normene for nettvirksomhet og utøvelsen av systemansvaret kan gi opphav til feil tilpasning til reguleringen sett fra samfunnets side; 2) Feil nivå på normen kan gi Statnett høyere eller lavere inntekter over tid enn det som er nødvendig for å dekke deres kostnader. Jo mer kostnadene varierer, desto mer utfordrende er det å beregne en rimelig norm.

Oslo Economics skrev i 2016 en rapport for NVE der de evaluerte reguleringen av Statnetts utøvelse av systemansvaret¹⁵. Der gjør de også en evaluering av den økonomiske reguleringen. De peker på at det er viktig at reguleringen sørger for at det over tid er rimelig samsvar mellom faktisk kostnadsutvikling og den regulerte normkostnaden. Dette gjelder spesielt i reguleringen av systemansvaret, der oppgavene som utføres er kritisk for det norske samfunnet.

Det er flere forhold vi mener taler for at det nå kan være hensiktsmessig å gå bort ifra å fastsette en egen norm for kostnadene til utøvelsen av systemansvaret. Enkelte av disse forholdene har vært der hele tiden, men vi mener at utfordringen knyttet til å lage gode prognoser for fremtidige kostnader har blitt større de senere årene og dette vil bli enda større de kommende årene.

¹⁵ NVE-rapport 82/2016 «Evaluering av reguleringen av Statnetts utøvelse av systemansvaret»

Mer krevende systemdrift fremover

I Statnetts systemdrifts- og markedsutviklingsplan (SMUP) 2017-2021 skriver de at de vil få en mer krevende systemdrift fremover. For eksempel sier de at den økte utvekslingskapasiteten som kommer når NordLink og NSL er i drift, vil ha store konsekvenser for systemdriften. Det må påregnes endrede kjøremønstre for den nordiske vannkraften og betydelig større og oftere flytendringer enn i dag. Statnett skriver at oftere flytendringer også forventes på grunn av at mye sol- og vindkraft i Europa gir økt prisvolatilitet som vil forplante seg inn i det nordiske kraftsystemet.

Statnett har gitt prognoser for disse kostnadene for perioden 2018 – 2022¹⁶, der de peker på at det er mye usikkerhet knyttet til utviklingen i disse kostnadene. Spesielt kan dette knyttes til hvilke år NordLink og NSL kommer i drift, men også til utviklingen i markedsreguleringen og innføringen av mer uregulerbar kraft. Utfasing av kjernekraft og lignende spiller også en rolle.

Vi ser at det kan være utfordrende å lage prognoser for disse kostnadene fremover. I tillegg til momentene Statnett nevner, er det alltid usikkerhet knyttet til hydrologiske forhold, andre lands valg i systemdriften, kraftpriser mv. Det er også utfordrende for NVE å vurdere rimeligheten i Statnett sine prognoser, som på sin side vil ha insentiver til å overdrive, heller enn å underdrive, disse prognosene.

Bedriftsøkonomisk vs. samfunnsøkonomisk lønnsomme tiltak

Statnett viser til at det er tilfeller der bedriftsøkonomiske hensyn strider mot samfunnsøkonomiske hensyn i utøvelsen av systemansvaret. Når NVE regulerer kostnadene for systemtjenester med norm, kan det forsterke denne asymmetrien. Vi har de siste årene jobbet med å endre forskrift om systemansvaret i kraftsystemet, for å øke transparensen i Statnetts utøvelse av systemansvaret og få bedre kontroll med Statnetts valg av tiltak i systemdriften.

Slik den økonomiske reguleringen er i dag, vil Statnett ha bedriftsøkonomiske insentiver til å investere i nett fremfor å gjøre tiltak i systemdriften, selv om det første skulle være en dyrere løsning for samfunnet. Det skyldes at det i dag ikke er like sterke insentiver til kostnadsbesparende tiltak for nettinvesteringer som det er for kostnader knyttet til utøvelsen av systemdriften. Dette forholdet kunne også ha vært motsatt, dersom normreguleringen av nettvirksomheten hadde vært strengere enn normen for systemkostnadene. Så lenge normene for kostnader knyttet til nettvirksomhet og utøvelsen av systemansvaret er ulike, mener vi at det kan gi bedriftsøkonomiske insentiver til å gjøre samfunnsmessig ulønnsomme tiltak.

Intensjonen med å gi Statnett én inntektsramme for all virksomhet, er å bidra til at både driftskoordinering og beslutninger om kapasiteten i nettet (investeringer, tilgjengelighet ved revisjoner, mv.) ses i sammenheng, og at det gjøres helhetlige interne vurderinger. Dette skal legge til rette for at de fatter bedriftsøkonomiske beslutninger som også tar hensyn til samfunnsøkonomi. Vi mener at dette forholdet styrkes ytterligere med endringen vi foreslår.

¹⁶ Brev av 2.11.2017, NVE-referanse 201704612-3

Foreslår å regulere kostnadene på samme måte som resten av kostnadene til Statnett

NVE foreslår å endre forskriften slik at kostnadene knyttet til utøvelsen av systemansvaret reguleres på samme måte som kostnadene til nettvirksomheten. Det betyr at de vil ha samme normregulering, og at kostnadene inngår i inntektsrammen med to års tidsetterslep. Dette innebærer at insentivene blir de samme for alle kostnader Statnett har, og til at kostnadsnormen ved effektiv drift, utnyttelse og utvikling av nettet over tid dekker Statnetts kostnader og gir en rimelig avkastning.

3.4.2.2 Formatet på rapportering til NVE

Vi foreslår at rapporteringen deles i to deler. En hovedrapport som først og fremst skal dekke aktørenes og offentlighetens behov for innsyn og vise grunnlaget for systemansvarliges vurderinger. Hovedrapporten skal publiseres. I tillegg foreslår NVE at Statnett skal utarbeide en grunnlagsrapportering som skal dekke NVEs behov for data for å følge opp systemansvarlig utover hovedrapporten. Grunnlagsrapporteringen bør gjøres på et hensiktsmessig format.

Vi foreslår å fjerne kravet til at NVE skal evaluere rapporten. NVE følger opp systemansvarlig gjennom halvårlige oppfølgingsmøter, tilsyn og gjennom godkjenning av retningslinjene etter forskrift om systemansvaret i kraftsystemet. Forslaget endrer ikke NVEs oppfølging av systemansvarlig, men tilrettelegger for at NVE får mer fleksibilitet i oppfølgingen, og i større grad kan se rapporteringen i sammenheng med den helhetlige oppfølgingen av systemansvarlig. Ved å fjerne kravet til evaluering, innebærer dette også at Statnett selv må ta ansvar for å presentere utøvelsen av systemansvaret for offentligheten, og kvaliteten på denne rapporteringen.

3.4.3 Forslag til endringer i kapittel 11

Vi foreslår å endre kapittel 11 så det vil lyde:

§ 11-1. Generelt om den økonomiske reguleringen av systemansvarlig nettselskap

Den som er tildelt oppgaven som systemansvarlig for det norske kraftsystemet, reguleres med en samlet inntektsramme som inkluderer både kostnader knyttet til egne nettanlegg og kostnader knyttet til utøvelsen av systemansvaret.

For fastsettelsen av årlig inntektsramme for systemansvarlig nettselskap gjelder kapittel 7, 8, 9, 10 og 12 så langt de passer.

§ 11-2. Årlig inntektsramme for systemansvarlig

~~For fastsettelsen av årlig inntektsramme for systemansvarlig nettselskap gjelder kapittel 7, 8, 9, 10 og 12 så langt de passer.~~

~~Det gis et årlig tillegg for kostnader knyttet til utøvelsen av systemansvaret. Kostnadsgrunnlaget knyttet til utførelsen av systemansvaret skal fastsettes med utgangspunkt i innrapporterte verdier for det aktuelle året. Ved fastsettelse av det årlige tillegget skal 40 prosent av kostnadsgrunnlaget og 60 prosent av fastsatt kostnadsnorm for utførelsen av systemansvaret inngå i beregningen. Kostnadsnormen skal i rimelig grad ta høyde for usikkerhet knyttet til hydrologiske forhold, flaskehalshåndteringen i andre land, produksjons- og forbruksstrukturen og andre forhold utenfor systemansvarliges kontroll.~~

Kostnadsnormen for utførelsen av systemansvaret justeres årlig for endringen i konsumprisindeksen.

§ 11-3. Endring av årlig tillegg for kostnader knyttet til utøvelsen av systemansvaret

Dersom statlige myndigheter pålegger tiltak som medfører kostnader ut over det som med rimelighet må påregnes dekket innenfor årlig tillegg for kostnader knyttet til utøvelsen av systemansvaret, kan Norges vassdrags- og energidirektorat ved enkeltvedtak vedta en endring i årlig tillegg for kostnader knyttet til utøvelsen av systemansvaret.

Norges vassdrags- og energidirektorat kan etter søknad fra systemansvarlig eller på eget tiltak vedta en endring av årlig tillegg for kostnader knyttet til utøvelsen av systemansvaret i ekstraordinære tilfeller eller ved vesentlige endringer i systemdriften.

§ 11-24. Rapportering

Systemansvarlig skal etter nærmere bestemmelse av Norges vassdrags- og energidirektorat rapportere om forhold som har betydning for den økonomiske reguleringen av systemansvarlig og en samfunnsmessig rasjonell utøvelse av systemansvaret.

~~Rapporten skal være offentlig tilgjengelig og skal evalueres av Norges vassdrags- og energidirektorat. Rapporteringen skal deles inn i en hovedrapport som skal publiseres, og det skal utarbeides en grunnlagsrapportering som inneholder all informasjon som NVE etterspør etter første ledd.~~

Norges vassdrags- og energidirektorat kan be om ytterligere opplysninger om forhold knyttet til den økonomiske reguleringen og en samfunnsmessig rasjonell utøvelse av systemansvaret.

4 Forslag til endringer i forvaltningspraksis

Vi foreslår også endringer i modeller og forvaltning som ikke er fastsatt i forskrift. Vi har ett forslag om endring i modell for fastsettelse av kostnadsnorm, ett forslag om endring i veileder for eRapp og ett forslag om endring i forvaltningspraksis for godkjenning av pilot- og demoprojekter.

4.1 Endre kalibreringsgrunnlag

NVE beregner en kostnadsnorm per nettnivå, og for regionalnett og lokalt distribusjonsnett beregnes kostnadsnormen i tre trinn:

- 1) DEA-modell
- 2) Rammevilkårskorrigerings
- 3) Kalibrering av kostnadsnormene.

I trinn 1 sammenligner vi selskapenes totale kostnader i forhold til omfanget av oppgaven de utfører. Vi beregner et DEA-resultat per selskap i trinn 1, og dette korrigeres for rammevilkår i trinn 2. Deretter multipliseres det korrigerede DEA-resultatet med selskapenes kostnadsgrunnlag for å finne selskapets kostnadsnorm. Denne

kostnadsnormen løftes (kalibreres) i trinn 3 slik at summen av alle kostnadsnormene er lik summen av alle kostnadene i bransjen. Hvilken fordelingsnøkkel vi velger i dette trinnet, vil påvirke insentivene i modellen. I dagens modell benytter vi selskapenes andel av avkastningsgrunnlaget.

4.1.1 Bakgrunn for endring

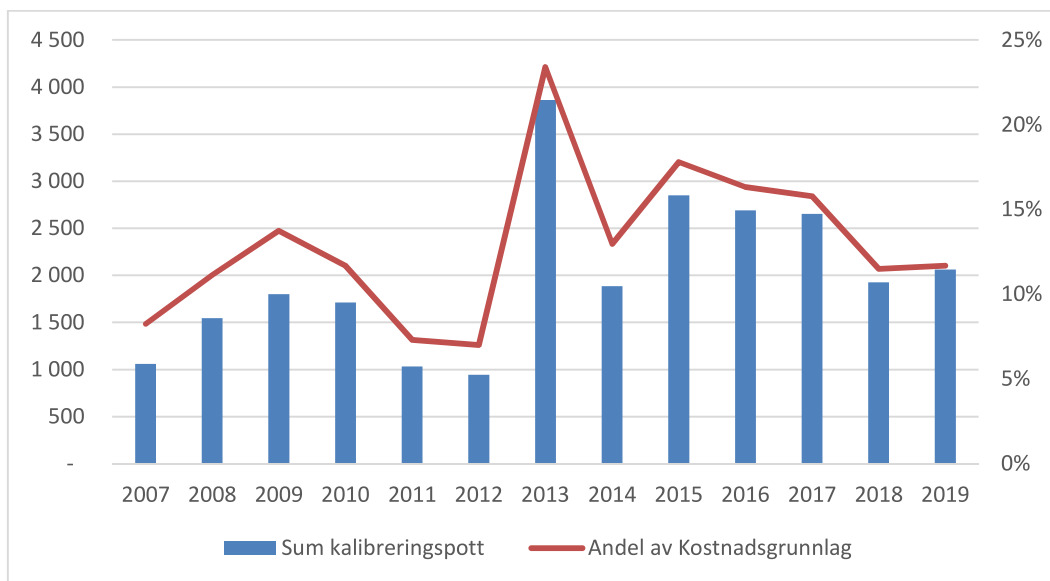
I arbeidet med ny reguleringsmodell fra 2007, foreslo NVE først en modell uten kalibrering¹⁷. Flere av høringsinnspillene mente modellen ville bli for streng hvis bare selskaper som ble funnet effektive i DEA-modellen kunne oppnå NVE-rente i avkastning. NVE introduserte derfor kalibreringen i modellen. Denne løfter normene slik at et gjennomsnittlig effektivt selskap blir målt til 100 prosent. Dette sikrer bransjen mulighet til å oppnå rimelig avkastning over tid.

Da modellen var ny i 2007, ble totale kostnader benyttet som fordelingsnøkkel i kalibreringen. I den første tiden etter reguleringsmodellen ble innført mottok NVE flere tilbakemeldinger om at investeringsinsentivene i modellen var for svake. En grunn til dette er en alderseffekt som finnes i trinn 1, DEA-modellen. Denne alderseffekten skyldes at vi benytter avskrivninger og avkastning på bokførte verdier som mål på kapital i analysene. Når anlegg er nye, har de høyere bokførte verdier. Hvis to selskaper har ulik alder på anleggene sine, men ellers er helt identiske, vil selskapet med det nyeste nettet ha høyere totale kostnader enn det med eldre nett. Selskapet med nyere nett vil dermed få lavere resultat i modellen, selv om selskapene er like i alle andre aspekter enn alder. For å redusere noe av denne alderseffekten, endret vi kalibreringsgrunnlaget til avkastningsgrunnlag fra 2012¹⁸. Dette er ingen presis justering av alderseffekten, men har den enkle virkningen at de som har høyere kapitalgrunnlag (nytt nett) og dermed en ulempe i trinn 1, får en fordel i trinn 3. Dette styrket investeringsinsentivene i modellen.

Dagens kalibreringsgrunnlag har dermed to formål: sikre bransjen mulighet til rimelig avkastning over tid og justere for noe av alderseffekten i trinn 1 for å styrke investeringsinsentivene. Størrelsen på potten som omfordeles i kalibreringen vises i figuren under, både i pengebeløp og som andel av kostnadsgrunnlaget:

¹⁷ NVE dokument 9/2005 «Den økonomiske reguleringen av nettvirksomheten»

¹⁸ NVE-rapport 21/2011 «Alderseffekter i NVEs kostnadsnormer»



Figur 5 Utviklingen i samlet kalibreringsbeløp 2007 – 2019, millioner kroner

I den senere tid har vi fått flere innspill på at dagens kalibreringsgrunnlag gir ulike bedriftsøkonomiske insentiver om investeringer er finansiert med anleggsbidrag eller er egenfinansiert. I tillegg er det reist spørsmål om investeringsinsentivene kan ha blitt for sterke i forhold til tiltak på driftssiden. Kalibreringspotten har økt i årene etter 2012, som Figur 5 viser. Når potten øker, øker også betydningen av kalibreringen. Dette har styrket investeringsinsentivene ytterligere etter 2012. Nettselskaper vil ofte vurdere en investering mot alternative tiltak, for eksempel en løsning knyttet til drift. Med teknologiutviklingen i bransjen, finnes det etter hvert flere alternativer til en nettinvestering. Vi ønsker ikke at vår modell skal legge føringer for hvilke løsninger selskapene velger, men at modellen kan ha mest mulig nøytral behandling av alle gode tiltak som kan løse en oppgave for nettselskapet. Hvis insentivene til investering blir for sterke, kan det føre til at selskapene velger investering selv om dette er dyrere eller dårligere enn et driftstiltak kunne ha vært.

En annen egenskap ved dagens kalibreringsgrunnlag er at den svekker noe av insentivene til kostnadseffektivitet som finnes ellers i modellen. Selskapenes egne kostnader benyttes i kalibreringen. Høyere kostnader inn i trinn 3, gir større andel av kalibreringspotten, men høye kostnader kan også skyldes ineffektivitet. Slik sett kan ineffektivitet lønne seg i trinn 3. Det er verdt å legge til at høyere kostnader er en ulempe i trinn 1, der vesentlig mer av normen bestemmes enn i trinn 3. Når Figur 5 viser at kalibreringspotten de seneste årene har utgjort om lag 12 prosent av kostnadsgrunnlaget, betyr det at nærmere 90 prosent er bestemt i trinn 1 og 2. Dermed belønner fortsatt modellen effektivitet, men dagens kalibreringsgrunnlag svekker denne effekten noe.

Vi ønsker å endre kalibreringsgrunnlaget så modellen kan bli mer nøytral i sine insentiver når det gjelder:

- Egenfinansierte mot anleggsbidragsfinansierte investeringer
- Investeringsbeslutninger mot driftsbeslutninger

I tillegg vil vi vurdere hvordan ulike kalibreringsgrunnlag virker på insentivene til kostnadseffektivitet.

4.1.2 Våre vurderinger og forslag

Det er kun den egenfinansierte kapitalen som inngår i selskapenes avkastningsgrunnlag, og da vi endret kalibreringsgrunnlaget i 2012, vurderte vi ikke å inkludere verdier fra anleggsbidragsfinansiert anlegg. Frem til 2012, hadde hensikten med kalibreringen vært å løfte alle normene til et nivå der selskapene kunne oppnå rimelig avkastning over tid. Når et selskap tar anleggsbidrag, betaler kunden selskapet direkte for hele eller deler av investeringskostnaden. Anleggsbidraget føres ikke i balansen til selskapet, og inkluderes dermed heller ikke i kapitalkostnadene som benyttes i reguleringen. Dette er rimelig, kunden har allerede betalt nettselskapet ved investeringstidspunktet, og reguleringen skal ikke gi noen ytterligere inntekt fra denne kapitalen. Når kalibreringen har som hensikt å løfte alle normene, er det derfor ikke relevant å inkludere kapitalen fra anleggsbidrag i denne fordelingsnøkkelen.

Men når vi også ønsker at kalibreringen skal redusere alderseffekten, er det relevant å vurdere å inkludere også kapital fra anleggsbidrag i fordelingsnøkkelen. I DEA i trinn 1 inkluderer vi kapitalverdier fra anleggsbidrag. Vi sammenligner de totale kostnadene hos selskapene mot variabler som skal representere omfanget av oppgaven de utfører. Anlegg som er finansiert med anleggsbidrag og tilhørende driftskostnader er allerede med i dataene vi analyserer. For at sammenligningen skal bli rimelig, har vi valgt å konstruere et avkastningsgrunnlag for anleggsbidragsfinansiert kapital slik at disse kan inkluderes i de totale kostnadene i DEA. Hensikten er også at modellen skal evaluere ressursbruken likt uavhengig av hvordan investeringen er finansiert.

I dag har vi dermed en modell der kapitalen fra investeringer finansiert med anleggsbidrag bidrar til alderseffekten i DEA-resultatet i trinn 1, men ikke inngår i kalibreringsgrunnlaget i trinn 3 som skal redusere alderseffekten. Modellen gir dermed insentiver til å foretrekke egenfinansiering, og dette mener vi er en uheldig egenskap ved modellen. Anleggsbidrag er et godt prissignal å gi til kundene, og vi har endret regelverket for å øke bruken av anleggsbidrag. Vi ønsker å endre kalibreringsgrunnlaget slik at modellen behandler investeringer mer nøytralt uavhengig av hvordan de er finansiert.

En mulig tilnærming er å fortsette med *avkastningsgrunnlag*, men inkludere kapitalkostnadene finansiert med anleggsbidrag. Dette vil gjøre modellen mer nøytral i sine insentiver når det gjelder anleggsbidrag i forhold til egenfinansiering. Men i forholdet mellom drift og investering, beholdes de sterke insentivene til investering. Vi ønsker derfor et kalibreringsgrunnlag som også inkluderer de andre kostnadspostene. Vi har to aktuelle alternative kalibreringsgrunnlag som gjør det.

Alternativ 1 er å benytte *totale kostnader* (sum av drift og vedlikehold, kapital, nettap og KILE), inkludert kapitalkostnader fra anleggsbidrag. I forhold til dagens modell vil dette gi mer nøytralitet mellom anleggsbidrag og egenfinansiering og styrke insentivene for drift mot investering. Insentivene til kostnadseffektivitet vil bli styrket fordi bedre nøytralitet legger til rette for at selskapene velger den beste løsningen totalt. Men vi benytter fortsatt selskapets egne kostnader i kalibreringens, slik at ineffektivitet fortsatt kan være litt lønnsomt i dette trinnet.

Alternativ 2 er å benytte *kostnadsnormen* som kalibreringsgrunnlag¹⁹. I forhold til dagens modell vil også denne tilnærmingen gi mer nøytralitet mellom anleggsbidrag og egenfinansiering og styrke insentivene for drift mot investering. Den vil i tillegg styrke insentivene til kostnadseffektivitet enda mer fordi egne kostnader (inkludert ineffektivitet) ikke lenger inngår i fordelingsnøkkelen.

En annen forskjell mellom de to alternativene er justering for alderseffekten. *Totale kostnader* gir fortsatt en viss justering av alderseffekten i DEA. Selskapets kapitalkostnader inngår i kalibreringsgrunnlaget, og dette gir litt mer til selskaper med relativt nyere nett. Justeringen vil bli svakere enn dagens modell siden også de øvrige kostnadene inngår i kalibreringsgrunnlaget i vårt nye forslag. Justeringen blir likevel sterkere enn i 2011, fordi kapital fra anleggsbidrag også inngår i det nye forslaget og fordi kalibreringspotten har økt. *Kostnadsnorm* gir ingen justering for alderseffekt, og det er en risiko for at vi øker insentivene til drift så mye at de blir for sterke i forhold til investeringer igjen.

Prinsipielt sett mener vi det er riktigere å benytte normen som kalibreringsgrunnlag fordi ineffektivitet ikke bør være fordel når kalibreringspotten skal fordeles. Utfordringen vår er at vi ikke klarer å skille alderseffekter fra ineffektivitet i modellene. Før vi kan innføre et kalibreringsgrunnlag som er uavhengig av egne kostnader, må vi utforske om det er andre tilnærminger vi kan benytte for å justere for alderseffekt. Eventuelt må vi undersøke nærmere om en modell som ikke korrigerer for alderseffekt faktisk kan gi selskapene mulighet til å oppnå rimelig avkastning over tid.

Vi er ikke klare for å fjerne justeringen av alderseffekten fra dagens modell, og foreslår at vi endrer kalibreringsgrunnlaget til totale kostnader inkludert kapitalverdiene fra anleggsbidrag. I praksis vil vi benytte de totale kostandene som benyttes som input i DEA-analysene i trinn 1. Selv om vi ikke fjerner reduksjonen av insentivene til kostnadseffektivitet som finnes i trinn 3, mener vi den blir redusert når vi har bedre nøytralitet i modellen. I tillegg vil forslaget i kapittel 3.2 om å øke normandel til 70 prosent også styrke insentivene til kostnadseffektivitet.

4.2 Skillet mellom regionalnett og lokalt distribusjonsnett

4.2.1 Bakgrunn

Nettselskapene har historisk hatt ulik praksis for eierskap og kostnadsføring for anleggskomponentene i transformatorstasjoner mellom regionalnett og det lokale distribusjonsnettet. Ulikhetene knytter seg i hovedsak til avganger/brytere på sekundærsiden av transformatoren med spenning 22 kV eller lavere. I forskrift er dette definert som lokalt distribusjonsnett med mindre annet er bestemt²⁰, men i praksis er det variasjon mellom selskapene i hvilket virksomhetsområde de er rapportert på. I modellene våre for kostnadsnormer er det separate modeller for de to virksomhetsområdene regionalnett og lokalt distribusjonsnett. Anleggene i

¹⁹ I praksis vil vi beregne kostnadsnormen etter rammevilkårskorrigerings.

²⁰ Forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 1-3

transformatorstasjonene blir behandlet ulikt avhengig av hvilket virksomhetsområde anleggene er rapportert på.

Anleggene som er rapportert som regionalnett, inngår i de sammenlignende analysene på ordinær måte. I modellen for kostnadsnormer blir selskapets kostnadsnorm fastsatt ut i fra hvor effektivt de løser de oppgavene som inngår i modellen. Oppgavene i regionalnettet er vektete verdiene for luftlinjer, jordkabler, sjøkabler og stasjoner, og avganger inngår i den sistnevnte oppgaven. Vi mener anleggene som rapporteres i regionalnettet får en rimelig sammenligning i dagens modell.

Modellen for lokalt distribusjonsnett er ikke like egnet for å sammenligne kostnadene for anleggene i transformatorstasjonene. Vi håndterer anlegg som er fysisk lokalisert i stasjoner tilhørende regionalnett, men som er kostnadsført på lokalt distribusjonsnett på en særskilt måte i denne modellen. Dagens tilnærming er at vi trekker ut en normert kostnad for anleggene fra selskapets kostnader før de sammenlignende analysene. I praksis beregner vi en «grensesnittsvARIABLE» for disse nettkomponentene der anleggene vektetes sammen basert på de samme vektene som i modellen for regionalnett.

Vi mener det er uheldig at anleggene behandles ulikt og kan gi ulik inntektsstrøm avhengig av hvilket nettnivå de er kostnadsført på. Vi har tidligere vurdert endringer i reguleringen av grensesnittsvARIABLEN. I 2016²¹ hadde vi et forslag på høring om at selskaper skulle rapportere estimerte årlige driftskostnader og faktiske kapitalkostnader for de aktuelle anleggene. Hensikten var å holde de faktiske kostnadene utenfor analysene i lokalt distribusjonsnett i stedet for normkostnaden. Vi mente dette ville gi en riktigere sammenligning. Innsamling av de aktuelle kostnadene avdekket stor variasjon mellom selskapene i både kapital- og driftskostnadene. Generelt så vi at selskaper som rapporterte estimerte kostnader til drift, rapporterte høyere verdier enn selskaper som oppga faktiske driftskostnader. Etter vårt syn var det for stor variasjon i de rapporterte kostnadene til at de kunne anvendes slik vi opprinnelig hadde tenkt. Flere høringsinnspill hevdet også at regnskapsføringen mest sannsynlig ikke var god nok til å identifisere de aktuelle kostnadene på en presis måte. På bakgrunn av manglende regnskapsmessig oppløsning og høringsinstansenes innspill valgte vi å ikke gjennomføre forslaget²².

Nå vil vi foreslå en annen tilnærming for å sikre bedre sammenlignbarhet og mer nøytral behandling uavhengig av historisk kostnadsføring. Vi ønsker en ensartet praksis for rapportering av anlegg mellom de to virksomhetsområdene.

4.2.2 Våre vurderinger og forslag

Hvis selskapene rapporterer disse anleggene på samme nettnivå, vil sammenligningen i analysene våre bli bedre. Mange nettselskaper fører disse avgangene på regionalnett selv om de spenningsmessig defineres som lokalt distribusjonsnett. NVE synes dette er en fornuftig praksis da det er vår oppfatning at det er vanskelig å fordele kostnader på komponenter som finnes i samme stasjon på ulike virksomhetsområder. Vi mener derfor det vil gi bedre datakvalitet om alle kostnadene knyttet til en transformatorstasjon ble

²¹ NVE-høringsdokument 2/2016 «Forslag til endringer i forskrift og praksis for innteksregulering»

²² NVE-rapport 90/2016 «Oppsummeringsrapport»

rapportert på samme virksomhetsområde. Modell for beregning av kostnadsnorm for regionalnett er også best egnet til å håndtere disse anleggene.

For å bidra til at selskapene i størst mulig grad skal følge samme praksis, foreslår vi en endring i veileder for rapportering i eRapp for nettanlegg på virksomhetsområdene regionalnett og lokalt distribusjonsnett. Kapittel 3 i veiledningen til eRapp²³ gir nærmere retningslinjer for hvordan selskapene skal dele inn virksomheten i ulike virksomhetsområder, og hvordan resultat- og balanseregnskap skal stilles opp.

Ny tekst i kapittel 3 i veiledningen vil lyde:

- **Regionalnett**

Regionalnettet omfatter nettnivået mellom transmisjonsnett og lokalt distribusjonsnett. Resultatet skal vises, selv om nettselskapet ikke har eksterne kunder. Dersom nettselskapet ikke har egen tariff for dette nettet, skal inntekten vises som uttak til eget lokalt distribusjonsnett. *Selskaper som kun eier avgangsfelter i andre nettselskapers stasjoner i regionalnett skal kostnadsføre anleggene på regionalnett i tråd med beskrivelse i avsnittet Lokalt distribusjonsnett under.*

- **Lokalt distribusjonsnett**

Lokalt distribusjonsnett omfatter nettselskapets nett fra og med 22/11 kV høyspentnett og fram til kunde *med mindre annet er bestemt.*

Dette omfatter imidlertid ikke avganger og andre anlegg med nominelt spenningsnivå fra 22 kV og under som står i stasjoner tilknyttet regionalnett. Disse anleggene skal kostnadsføres på virksomhetsområdet regionalnett. I slike tilfeller vil skillet mellom virksomhetsområdene regionalnett og lokalt distribusjonsnett være der linje-/kabel i det lokale distribusjonsnettet er tilkoblet avgangen. Dette skillet mellom virksomhetsområdene gjelder uavhengig av eierskap til øvrig anlegg i regionalnettet.

4.3 Ny forvaltningspraksis for pilot- og demoprojekter

4.3.1 Bakgrunn

Inntektsreguleringen inneholder en FoU-ordning for å legge til rette for prosjekter som kan bidra til en mer samfunnsmessig rasjonell drift, utnyttelse og utvikling av strømmettet. Ordningen er beskrevet i forskrift for kontroll av nettvirksomhet § 7-3, og innebærer at kostnader fra godkjente FoU-prosjekter kan dekkes som et tillegg til inntektsrammen, begrenset oppad til maksimum 0,3 prosent av nettselskapets avkastningsgrunnlag.

Pilot- og demoprojekter har vært omfattet av ordningen siden den ble innført. Fra og med regnskapsrapporteringen for 2018 er eRapp tilpasset slik at varige driftsmidler kan rapporteres i eRapp på en måte som gjør at de enklere kan inngå i FoU-ordningen. Dette vil bidra til at demo- og pilotprosjekter lettere kan inngå i FoU-ordningen. Likevel finnes

²³ Brukerdokumentasjon eRapp: Veiledning og krav til innrapportering av økonomiske og tekniske data (sist oppdatert: 22.02.19)

det fortsatt noen barrierer for igangsetting av pilot- og demoprojektet. Det ene knytter seg til den øvre rammen på 0,3 prosent av nettselskapets avkastningsgrunnlag. Det andre knytter seg til betingelsene for å bli et godkjent FoU-prosjekt av NVE. En av betingelsene er at prosjektet er funnet støtteverdig av en institusjon som gir tilskudd til FoU-prosjekter. Å få en slik vurdering er mer utfordrende for pilot- og demoprojekter. I noen tilfeller faller pilot- og demoprojekter utenfor FoU-definisjonen. Selv om de defineres som FoU, er det ikke alle institusjonene som gir tilskudd som dekker den aktuelle typen prosjekter. Vi ser også at noen institusjoner som har egnede programmer eller tilskuddsordninger behandler søknader relativt sjelden.

Vi ønsker å redusere disse to barrierene. Vi foreslår å gjøre dette uten å endre forskriften, men heller endre forvaltningspraksis rundt vår godkjenning av prosjekter til FoU-ordningen.

4.3.2 Våre vurderinger og forslag

4.3.2.1 Instans som vurderer om prosjektet er støtteverdig

I de tilfellene der nettselskapet kan dokumentere at støtteverdigheten til et konkret pilot- eller demoprojekt ikke vil bli vurdert av relevante institusjoner, kan nettselskapet søke om at NVE skal gjennomføre vurderingen. I vår behandling av en slik søknad vil vi legge vekt på følgende momenter:

- Er nettselskapets beskrivelse og dokumentasjon av utfordringene knyttet til vurdering av om prosjektet er støtteverdig rimelig? Er det andre institusjoner som kunne ha vurdert søknaden? Vi vil også vurdere om prosjektet kan bli vurdert av en institusjon som gir tilskudd til FoU ved mindre endringer i prosjektbeskrivelsen.
- Dersom vi konkluderer med at det konkrete prosjektet ikke vil bli vurdert av noen relevante institusjoner, vil vi vurdere om det konkrete prosjektet er støtteverdig. Denne vurderingen vil blant annet være basert på:
 - **Prosjektkvalitet:** i hvilken grad fremstår prosjektet som gjennomførbart ut i fra metode, gjennomføringsplan (inkludert milepæler og leveranser), budsjett og ressursinnsats fordelt på avgrensede hovedaktiviteter/arbeidspakker. Tilfredsstillende prosjektet kriteriene til å være et pilot- eller demoprojekt?
 - **Forskningsgrad:** Dette er et uttrykk for i hvilken grad prosjektet frembringer ny kunnskap av betydning for den faglige utviklingen innen FoU-ordningens virkeområde. Det må fremgå at prosjektet har kunnskap om forskningsfronten. Hvor ambisiøse er de faglige målene, og er det spesielle forhold (risiko) som kan gjøre det vanskelig å nå disse målene?
- Vurderingen vil bli utført av en gruppe med representanter fra NVE. Det kan være aktuelt å innhente ekstern kompetanse til å bistå i vurderingen.

Vi legger til grunn at pilot- og demoprojekter er noe som gjennomføres etter FoU-fasen, men før et produkt eller en tjeneste er klar til kommersiell lansering. Det legges til grunn at pilot- og demoprojekter skal ha et avgrenset omfang og gjennomføres én gang for å nå et gitt mål innenfor en gitt tids- og ressursramme. Det er et generelt kriterium for FoU-

ordningen at prosjekter må kunne bidra til økt effektiv drift, utnyttelse og utvikling av strømmettet, dette vil fortsatt gjelde for piloter og demoprojekter.

4.3.2.2 Økonomisk ramme

Vi foreslår at nettselskapene i spesielle tilfeller kan søke om dispensasjon fra den øvre grensen på 0,3 prosent av nettselskapets avkastningsgrunnlag i aktuelle år. I en slik søknad må nettselskapet blant annet beskrive pilot- eller demoprojektets formål og målsetting, hvilken nytteverdi prosjektet forventes å gi, hvilke virkninger forventes av prosjektet, og i den grad det er mulig bør virkninger spesifiseres for relevante områder/grupper som teknologiutvikling, forbrukere, effektiv nettdrift, konkurranse osv. Hvilke tiltak nettselskapet vil gjøre for å redusere kostnadene knyttet til gjennomføring av prosjektet skal også beskrives.

I vår behandling av søknaden vil vi vektlegge i hvilken grad prosjektet vil bidra til en mer effektiv drift, utnyttelse og utvikling av strømmettet. Vi legger opp til at en eventuell dispensasjon kan gis på følgende vilkår:

- **Prosjektet skal være tidsavgrenset.** Dispensasjonens varighet er normalt 1-3 år, men kan gis for inntil 5 år. Pilotprosjekter er en fase i et utviklingsløp, og unntaket er kun ment å omfatte prosjektet mens det er i denne fasen. I særlige tilfeller, kan det etter søknad vurderes ytterligere forlengelse av dispensasjonsperioden. Etter utløpet av dispensasjonsperioden vil det ordinære regelverket gjelde. I de tilfeller prosjektet innebærer bygging av ulike typer anlegg vil det kunne stilles vilkår om fjerning eller avhending av anleggene når prosjektet avsluttes.
- **Prosjekt mål og resultater skal offentliggjøres.** Det er en generell betingelse i FoU-ordningen at informasjon om prosjekt mål og resultater skal være åpen og tilgjengelig for alle. Dette er ikke minst viktig når selskaper skal få dispensasjon fra regelverket for å kunne delta i piloter og demoprojekter.
- **Krav om rapportering til NVE.** For enkelte prosjekter vil det kunne bli stilt krav om rapportering underveis og ved prosjektavslutning. Dette vil være et viktig bidrag i vår fremtidige utvikling av regelverket. Omfang og innhold i rapporteringsplikten vurderes konkret.

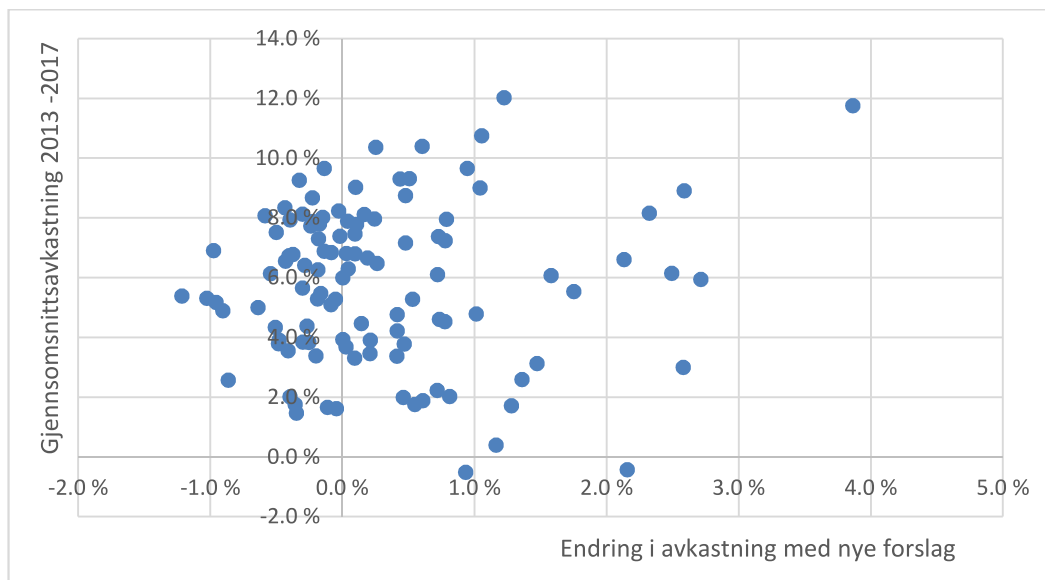
5 Økonomiske og administrative konsekvenser

5.1 Konsekvenser for nettselskapene

Vi mener forslagene gir en bedre balanse mellom insentiver til investeringer, drift, riktig leveringspålitelighet og finansieringsform for investeringer. Selskapene får også bedre muligheter til å delta i pilot- og demoprojekter for å utvikle nye, gode løsninger for nettdrift og sterkere insentiver til kostnadseffektivitet. Vi mener dette gjør selskapene i bedre stand til å sikre effektiv drift, utvikling og utnyttelse av nettet.

5.1.1 Økt normandel og endret kalibreringsgrunnlag

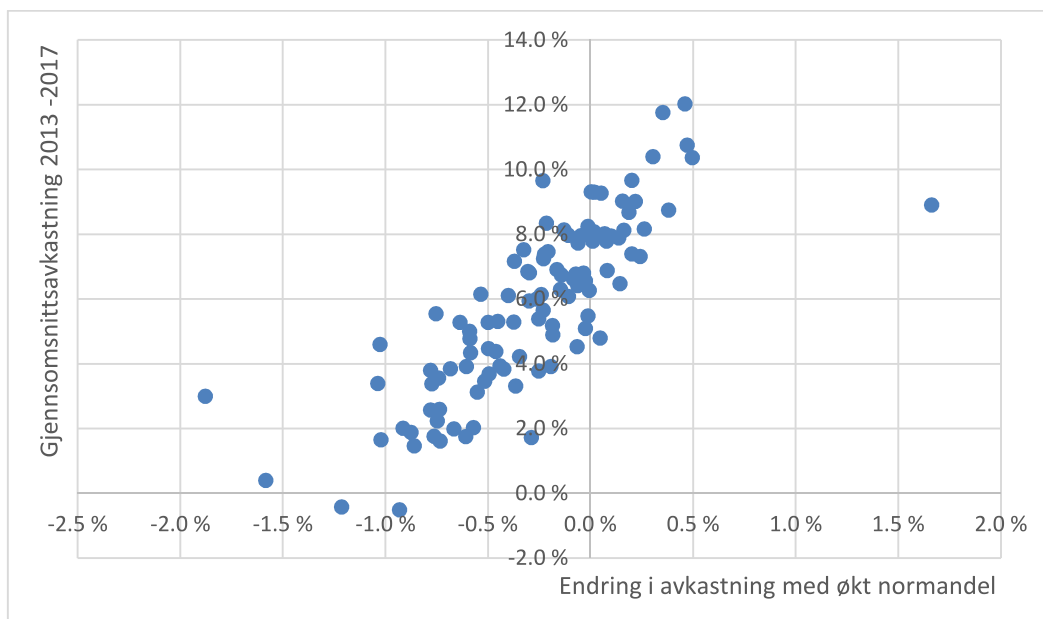
Både økt normandel og endret kalibreringsgrunnlag medfører en omfordeling av inntektsramme mellom selskapene, og påvirker avkastningen deres. Vi mener disse forslagene vil gi de største økonomiske konsekvensene for selskapene. I figuren under viser vi endring i selskapenes avkastning i prosentpoeng som følger av disse to forslagene. Beregningene er foretatt på gjennomsnittsdata fra 2013 – 2017. Endringene per selskap vises i vedlegg 1.



Figur 6 Endring i avkastning med foreslåtte endringer i modellene. Endring i avkastning er beregnet i prosentpoeng, beregnet på femårige gjennomsnitt

Med forslagene omfordeles totalt 116 millioner kroner av en total inntektsramme på drøye 18 milliarder kroner. Det er flere selskaper som får økt avkastning (55) enn de som får redusert (45). Endring avkastning ligger mellom -1,2 og +3,9 prosentpoeng. Selskapet med størst økning er en industripark som særbehandles i analysene. Dette selskapet har den høyeste andelen anleggsbidragsfinansiert kapital, og får det meste av økningen fra endret kalibreringsgrunnlag. De øvrige selskapene med størst økning, opplever økning som følge av begge forslagene. De selskapene som har størst nedgang i avkastning, opplever nedgang både som følge av endret kalibreringsgrunnlag og som følge av økt normandel. Ellers vil mange selskaper oppleve ulik virkning av de to forslagene. I vedlegg 2 viser vi endringene i avkastning per selskap når vi kun gjennomfører ett av forslagene av gangen.

Hvis vi ser på forslaget om økt normandel isolert, er det flere selskaper som får redusert avkastning enn de som får økt. I sum omfordeles 63 millioner kroner som følge av økt normandel. Endring i avkastning vises i figuren under:

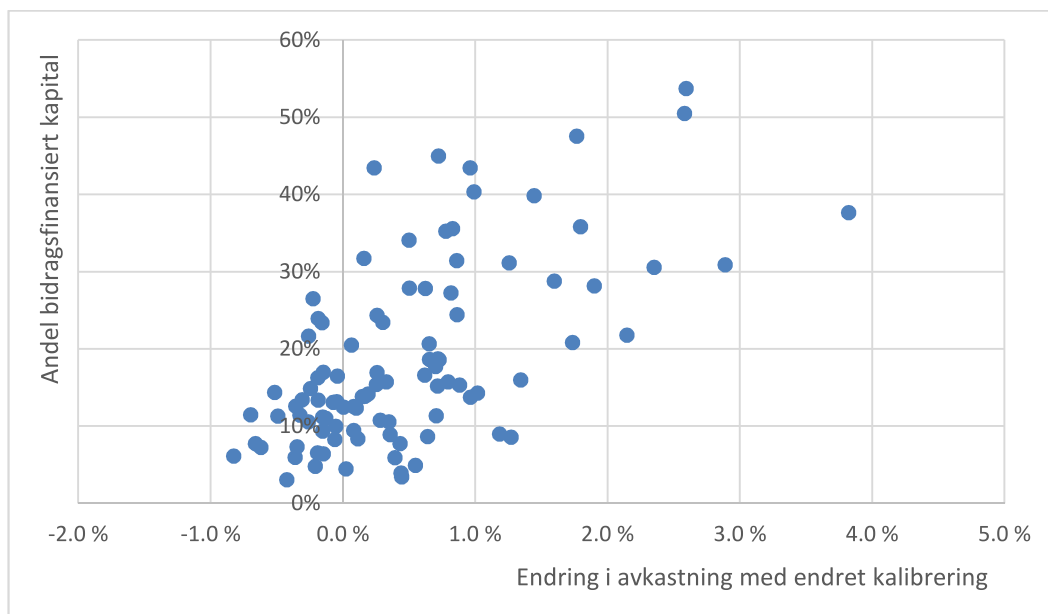


Figur 7 Endring i avkastning med økt normandel. Endring i avkastning er beregnet i prosentpoeng, beregnet på gjennomsnittsdata for 2013 – 2017

Vi ser en tydelig trend i figuren: selskapene med høy avkastning i dagens modell får økt sin avkastning med økt normandel. Dette er selskaper som i dag anses å være mer kostnadseffektive enn gjennomsnittet i bransjen. De selskapene som har lavest avkastning, vil få redusert avkastning med den foreslåtte endringen. En konsekvens for selskapene er dermed at det blir viktigere å følge med på utviklingen i bransjen og gjøre de rette tiltakene til rett tid, siden det blir mindre lønnsomt for selskapene å ha effektivitet under gjennomsnittet.

Hvis vi ser på endring i kalibreringsgrunnlag isolert, omfordeles totalt 89 millioner kroner av en inntektsramme på 18 milliarder. Med denne endringen kommer effektene fra at både øvrige kostnader og anleggsbidragsfinansiert kapital inkluderes i tillegg til egenfinansiert kapital. I figuren under viser vi hvor stor effekt det har at vi inkluderer anleggsbidragsfinansiert kapital. Figuren viser endring i avkastning når vi kun endrer kalibreringsgrunnlaget, sett i forhold til andel bidragsfinansiert kapital²⁴.

²⁴ Andelen bidragsfinansiert kapital av den totale kapitalmassen i analysene i trinn 1 for 2017.



Figur 8 Endring i avkastning med nytt kalibreringsgrunnlag i forhold til andel kapital fra anleggsbidrag per selskap. Endring i avkastning er beregnet i prosentpoeng, beregnet på gjennomsnittsdata for 2013 – 2017

Figuren viser at flere selskaper får økt avkastning enn de som får redusert. Den viser også at mange av selskapene med høy andel anleggsbidragsfinansiert kapital får økt avkastning med vårt nye forslag. Men også selskaper med lavere andel, kommer bedre ut. Dette er selskaper som har høy andel driftskostnader i forhold til kapitalkostnader.

Statnett SF vises ikke i figurene over. De inngår kun i kalibreringen for regionalnettet, som utgjør en veldig liten andel av deres totale kostnader. Endring i kalibrering har derfor ubetydelige effekter for Statnett SF. De seneste årene har de hatt en kostnadsnorm som er tilnærmet lik deres eget kostnadsgrunnlag, og med slike forutsetninger har endret vektlegging av kostnadsnormen ingen effekt på deres avkastning. Dersom vi endrer kostnadsnormen deres, vil en økt vektlegging av normen kunne få mer å si i fremtiden.

5.1.2 USLA

Endringen av USLA-ordningen vil antagelig være forslaget med størst administrative konsekvenser for selskapene ved at de selv må identifisere hvem som har krav på utbetaling ved svært langvarige avbrudd, og ikke lenger kan basere seg på krav fra kundene. Endringen vil kreve endringer av systemer og rutiner, og kan medføre merarbeid på kort sikt. På lenger sikt antar vi at selskapene vil utvikle hensiktsmessige systemer som kan forenkle og automatisere prosessene. Da vil det være arbeidsbesparende at selskapene ikke trenger å behandle kravene fra kundene manuelt.

5.1.3 Pilot og demoprojekter

Forslaget vil bidra til å redusere noen barrierer nettselskapene kan oppleve mot å få satt i gang enkelte pilot- og demoprojekter. Å teste ut ny teknologi i et kontrollert miljø kan bidra til utvikling av ny kompetanse og legge grunnlag for en mer effektiv drift, utvikling og utnyttelse av strømmettet. Forslaget om mulighet for økt økonomisk ramme kan også gi nettselskapet økt økonomisk handlekraft til å sette i gang med pilot- og demoprojekter med potensiell høy nytteverdi.

5.1.4 Endre reguleringen av systemansvaret

Forslaget om å endre den økonomiske reguleringen av systemansvarskostnadene vil bety at Statnett ikke trenger å utarbeide prognoser for kostnader knyttet til utøvelsen av systemansvaret til det formål å foreslå en norm for disse kostnadene. Det betyr også at Statnett har mindre usikkerhet knyttet til om de får dekket sine faktiske kostnader til utøvelsen av systemansvaret. Dette vil isolert sett gi en mer forutsigbar avkastning for Statnett over tid, men på grunn av tidsetterslepet mellom faktiske kostnader og inntektsrammen kan det bli større årlig variasjon i avkastningen.

Når det gjelder formatet for rapportering til NVE, bestemmes omfanget av denne oppgaven først og fremst av innholdet i rapporteringen. Innholdet bestemmes gjennom årlige vedtak, og er ikke en del av endringsforslaget i dette dokumentet. Den foreslåtte endringen omhandler kun hvordan informasjonen skal rapporteres. Vi mener forslaget ikke vil øke arbeidsmengden for Statnett i noen særlig grad, men heller kunne være en forenkling. Samtidig er det like viktig fremover at systemansvarlig bruker ressurser på å lage en hovedrapport for å gi aktørene og offentligheten tilstrekkelig innsyn i grunnlaget for systemansvarliges vurderinger, som for dagens forskriftstekst.

I dag utarbeider Statnett som systemansvarlig en årlig rapport om kraftsystemet i pdf-format. I tillegg mottar NVE enkelte grunnlagsdata i Excel. Den årlige rapporten fra systemansvarlig inneholder både generelle vurderinger fra systemansvarlig, og spesifikke data som kan være kraftsensitive. Ved å spesifisere at rapporteringen skal bestå av en hovedrapport som skal publiseres, og en grunnlagsrapportering til NVE mener vi at rapporteringen kan forenkles for både systemansvarlig og NVE. Flexibilitet i formatet på grunnlagsrapporteringen fra Statnett vil kunne legge til rette for mer effektive rapporteringsformer.

5.1.5 Elhub-gebyrer

Selskapene er sikret kostnadsdekning for disse gebyrene. Selskapene må synliggjøre denne gebyrkostnaden i regnskapene sine. Dette vil være relativt enkelt for nettselskapene, vi forutsetter at fakturaen fra Elhub vil spesifisere hva som er regulerte gebyrer og hva som er betaling for tilleggstjenester.

5.1.6 Skillet mellom regionalnett og lokalt distribusjonsnett

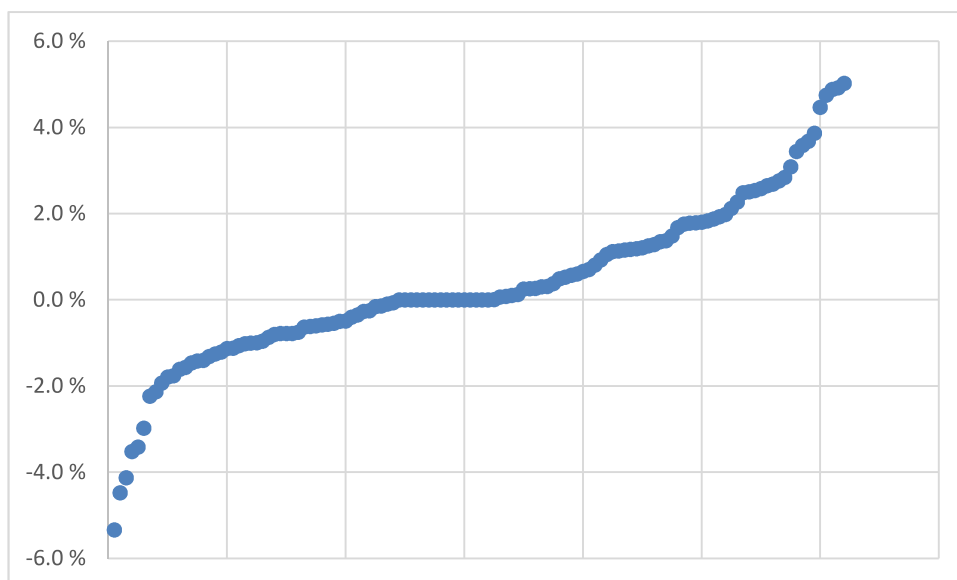
Alle selskapene rapporterer allerede alle anlegg og kostnader til oss, men forslaget vil medføre noe endring i praksis for noen av nettselskapene. Det er 44 selskaper som rapporterer slike anlegg på lokalt distribusjonsnett i dag. Blant disse har 22 selskaper allerede andre anlegg de rapporterer i regionalnettet. Vi antar at overgangen for disse vil medføre relativt lite arbeid. De 22 andre må derimot opprette et nytt nettnivå for rapportering og føre kostnadene på virksomhetsområde regionalnett. Dette vil kreve noe merarbeid, men vi antar det ikke vil være omfattende. For den tekniske rapporteringen (TEK) er det meget enkelt å endre virksomhetsområde for anlegget.

5.2 Konsekvenser for nettkundene

Endringene er viktige for å gi riktige insentiver til nettselskapene slik at de over tid gjennomfører de riktige tiltakene til lavest mulig kostnad for nettkundene. Vi mener endringene over tid vil bidra til lavere nettleie for kundene enn de ville hatt uten endringen.

5.2.1 Økt normandel og endret kalibreringsgrunnlag

Både økt normandel og endret kalibreringsgrunnlag medfører en omfordeling av inntektsramme mellom selskapene, Samlet virkning på inntektsrammen vises i tabellen under. Endring i inntektsramme vil påvirke tariffen til kundene, men ikke så mye som det kan synes ut fra figuren under. I tariffgrunnlaget inngår også andre elementer som blant annet kostnader til overliggende nett og enkelte skatter. På bransjenivå utgjør inntektsrammen om lag 60 prosent av total tillatt inntekt i bransjen. I tillegg legges også forbruksavgiften på nettleia, og den endres ikke som følge av forslaget vårt. På landsbasis utgjør avgifter omtrent like mye som nettleia, men med store geografiske variasjoner.



Figur 9 Endring i inntektsramme med nytt kalibreringsgrunnlag og normandel på 70 prosent, basert på gjennomsnitt av femårige data

Når det gjelder hvor mange kunder som blir berørt av endringene, gjelder de største prosentvise økningene relativt små selskaper. De ti selskapene med prosentvis mest økning i inntektsramme har under 50 000 kunder til sammen, mens de ti selskapene med mest prosentvis nedgang i inntektsramme har drøye 300 000 kunder.

5.2.2 USLA

Endringene i USLA vil være en forenkling for kundene fordi de ikke lenger trenger å fremme et eksplisitt krav om kompensasjon. Med dagens ordning antar vi at omtrent en tredel av sluttbrukerne som er berettiget kompensasjon, fremmer krav om dette. Med den foreslåtte endringen skal alle som er berettiget kompensasjon få dette automatisk.

Når det gjelder satsene for kompensasjonsbeløp, vil den foreslåtte endringen i snitt gi litt høyere kompensasjon til husholdninger enn gjeldende satser for avbrudd opp til 35 timer. For avbrudd med varighet på mer enn 35 timer vil kompensasjonen bli litt lavere. De nye kompensasjonsbeløpene vil imidlertid samsvare bedre med kundenes betalingsvilje for å unngå avbrudd. For fritidsboliger blir kompensasjonsbeløpene redusert for alle varigheter. Også for disse kundene legger vi til grunn at kompensasjonsbeløpene samsvarer bedre med deres betalingsvilje for å unngå avbrudd. Dette skyldes at sannsynligheten for at en fritidsbolig er i bruk når et avbrudd finner sted er vesentlig lavere enn for en primærbolig og kompensasjonen utbetales enten man er tilstede eller ikke.

Ved å samordne KILE- og USLA-ordningene vil det kun være insentivene i KILE-ordningen som nettselskapene vil forholde seg til. Nettselskapene vil vurdere kostnaden ved tiltak som bedrer leveringspåliteligheten opp mot KILE-kostnaden. Uten samordningen ville nettselskapene hatt insentiver til å gjennomføre tiltak som sluttbrukerne ikke har betalingsvilje for. Vi legger derfor til grunn at forslaget isolert sett vil føre til litt lavere nettleie for kundene over tid.

Endringen av ordningens omfang vil føre til at enkelte sluttbrukere havner utenfor ordningen. For disse mener vi at strømbrudd må være en del av risikoen knyttet til ulike næringsvirksomheter. Vi understreker også at USLA-ordningen ikke skal fungere som en erstatningsordning, men at den skal kompensere sluttbrukere for de ulemper de måtte ha ved svært langvarige avbrudd. Vi legger til grunn at de fleste sluttbrukere innenfor alle kundegrupper har egne forsikringer som dekker skader som oppstår av blant annet strømbrudd.

5.2.3 Pilot og demoprojekter

Nettkundene vil kunne ha nytte av forslagene ved at gjennomføring av pilot- og demoprojekter kan bidra til et bedre tjenestetilbud fra nettselskapet og/eller lavere nettleie på sikt. Forslagene kan isolert sett bidra til litt høyere nettleie på kort sikt ved at flere prosjekter gjennomføres og den økonomiske rammen for FoU ordningen kan utvides. Økningen vil være beskjeden ved at pilotene og demoprojektene vil ha begrenset omfang og varighet. Økningen vil også begrenses av at NVE vektlegger at prosjektet bidrar med positive nyttevirkinger i behandling av dispensasjonssøknaden.

5.2.4 Endre reguleringen av systemansvaret

For kundene til Statnett, som er både nettselskap, produsenter og i siste ledd alle forbrukere, vil endringen bety at tariffene de betaler i større grad reflekterer de faktiske kostnadene knyttet til utøvelsen av systemansvaret. Om tariffene blir høyere eller lavere sammenlignet med om vi ikke endrer reguleringen, vil avhenge av forholdet mellom en fremtidig norm og utviklingen i faktiske kostnader. Denne differansen kan bli både positiv og negativ. Vi mener at den foreslåtte endringen vil bidra til at Statnett løser utfordringer i systemdriften på en samfunnsmessig mer rasjonell måte, og at det vil være kostnadsbesparende for norske nettkunder.

Nettkundene vil i liten grad berøres av at formatet på rapportering til NVE endres. Men vi tror kvaliteten på rapporten som skal publiseres kan bli bedre, og at dette kan gjøre informasjon om utøvelsen av systemansvaret lettere tilgjengelig. En bedre og mer hensiktsmessig prosess for rapportering vil også komme nettkundene til gode i det lange løp.

5.2.5 Elhub-gebyrer

Nettkundene må betale denne kostnaden gjennom nettleia. Det er ikke en ny kostnad, kundene har alltid betalt for tjenestene knyttet til måling og avregning og fakturering. Da nettselskapet utførte tjenestene, var kostnadene underlagt insentivreguleringen i NVE sin inntektsrammemodell. Hos Elhub vil fortsatt gebyrene være underlagt insentivregulering gjennom den økonomiske reguleringen av Elhub. På sikt forventer vi at kundene får lavere kostnader fordi prosessene knyttet til måling, avregning og leverandørskifter blir mer effektive.

5.2.6 Skillet mellom regionalnett og lokalt distribusjonsnett

Inntektsrammen vil være basert på en riktigere sammenligning, og nettleie for kundene blir riktigere på sikt. Vi har ikke mulighet til å beregne effekten av endringen på inntektsrammene så lenge vi ikke kjenner de faktiske kostnadene ved de aktuelle anleggene. Vi antar endringene i inntektsramme i hovedsak vil være små fordi de aktuelle anleggene på bransjenivå utgjør en liten andel av kostnadsgrunnlaget til selskapene (0,4 prosent i 2017). For det selskapet som har mest av disse anleggene rapportert i det lokale distribusjonsnettet utgjør dagens «grensesnittsvARIABLE» 5 prosent inntektsrammen deres. Det er denne andelen på 5 prosent som vil justeres enten noe opp eller noe ned, avhengig av hvordan de faktiske kostnadene ved anlegget er i forhold til verdien av grensesnittsvARIABLEN.

5.3 Konsekvenser for myndighetene

Summen av forslagene mener vi bidrar til at vi kan oppfylle målsettingen om å legge til rette for effektiv drift, utvikling og utnyttelse av nettet.

5.3.1 Økt normandel og endret kalibreringsgrunnlag

Både for økt normandel og den endrede kalibreringen er enkle å gjennomføre, vi har allerede alle data vi trenger. Vi har noen selskaper som behandles særskilt i modellene våre gitt visse kriterier, og vi bør vurdere om kriteriene bør justeres som følge av økt normandel. Vi har allerede en rutine med å se på disse kriteriene hvert år.

Det kan komme noen flere søknader om dispensasjon fra regelverket når resultatet fra modellene for kostnadsnormene skal få større betydning. Det vil i så fall kunne gi noe merarbeid.

5.3.2 USLA

De foreslåtte endringene i USLA vil ha små konsekvenser for oss, og på sikt ser vi for oss en mulig reduksjon i antall saker som gjelder uenighet mellom nettselskap og kunde knyttet til USLA.

5.3.3 Pilot og demoprojekter

Det forslaget som antagelig gir størst administrative konsekvenser for oss, er at vi åpner for at vi skal godkjenne pilot- og demoprojekter i FoU-ordningen. Forslaget kan dermed gi økt saksbehandling. Vi vil motvirke en slik utvikling ved å vektlegge at nettselskapene må legge ned en innsats i å få prosjektene godkjent av institusjoner som normalt gir tilskudd.

5.3.4 Endre reguleringen av systemansvaret

Endret regulering av kostnader knyttet til utøvelse av systemansvaret betyr at vi ikke behøver å fastsette en egen norm for disse kostnadene. Dette vil forenkle prosessen betydelig. Samtidig vil endringen medføre at disse kostnadene må inngå i den fremtidige vurderingen av normreguleringen av den samlede virksomheten til Statnett. Det er derfor vanskelig å si noe sikkert om endringen vil føre økt eller redusert ressursbruk hos myndighetene.

Nytt format på rapportering vil være litt arbeidsbesparende for NVE ved at dataene rapportert fra systemansvarlig kan gjøres på et mer hensiktsmessig format, enn via en

rapport. I dag bruker vi også noe tid på å vurdere og sladde kraftsensitiv informasjon i rapporteringen, dette vil vi unngå med det nye forslaget.

5.3.5 Elhub-gebyrer

For Elhub-gebyrene må vi tilpasse eRapp slik at gebyrene kan rapporteres slik at de kommer i tillegg til inntektsrammen ved beregningen av tillatt inntekt for nettselskapene. Hvert år foretar vi endringer i eRapp for å tilpasse den til nye databehov. Denne endringen vil være en del av denne årlige prosessen, og utgjøre lite merarbeid. De første årene bør vi følge opp rapporteringen for å sikre at gebyrene rapporteres riktig. Dette vil inngå som del av den årlige kontrollen av data i eRapp og innebærer en ubetydelig økning i arbeidsmengde.

5.3.6 Skillet mellom regionalnett og lokalt distribusjonsnett

Med klarere skille mellom regionalnett og lokalt distribusjonsnett, blir det enklere å sikre en god sammenligning når alle må følge samme praksis. Dersom alle selskapene rapporterer anleggene i regionalnettet, kan vi fjerne grensesnittvariabelen fra modellen for lokalt distribusjonsnett. Dette vil være en viss forenkling for oss.

6 Ny forskriftstekst for kontroll av nettvirksomhet

Forskrift om endring i forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffier (forskrift om kontroll av nettvirksomhet)

Fastsatt av Norges vassdrags- og energidirektorat [dato] med hjemmel i forskrift 7. desember 1990 nr. 959 om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energilovforskriften) § 9-1, jf. lov 29. juni 1990 nr. 50 om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven) § 10-6.

I

I forskrift 11. mars 1999 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffier gjøres følgende endringer:

§ 7-1 skal lyde:

§ 7-1. *Inntekter ved salg av nettjenester*

Nettvirksomhetens tillatte inntekter ved salg av nettjenester er årlig inntektsramme for nettvirksomheten jf. § 7-2, tillagt kostnader som kan dekkes inn som et tillegg jf. § 7-3, fratrukket avbruddskostnader, jf. § 9-1. Fra avbruddskostnadene skal det trekkes fra beløp som omfattes av individuelle avtaler, jf. § 9-3, og *utbetalinger ved svært langvarige avbrudd, jf. § 9A-1.*

Ny § 7-3 bokstav e) skal lyde:

e) Gebyrer nettselskapet er pålagt å betale Elhub.

§ 8-1 første og andre ledd skal lyde:

Kostnadsgrunnlaget for det aktuelle år fastsettes med utgangspunkt i følgende innrapporterte verdier for regnskapsåret to år tilbake i tid:

- a) drifts- og vedlikeholdskostnader,
- b) avskrivninger på investert nettkapital,
- c) bokført verdi på nettkapital per 31. desember, tillagt 1 prosent for netto arbeidskapital,
- d) *nettap i MWh,*
- e) *KILE-beløp, jf. § 9-1.*

Verdiene i første ledd bokstav a) og e) skal inflasjonsjusteres.

§ 8-6 første og andre ledd skal lyde:

Ved fastsettelse av årlig inntektsramme skal 30 prosent av kostnadsgrunnlaget inngå i beregningen, når det er tatt hensyn til:

- a) Fastsatt referanserente jf. § 8-3 og
- b) referanseprisen på kraft jf. § 8-4.

Ved fastsettelsen av årlig inntektsramme skal 70 prosent av kostnadsnormen inngå i beregningen.

Kapittel 9A skal lyde:

Kapittel 9A. Utbetalinger ved svært langvarige avbrudd

§ 9A-1. Utbetaling til sluttbrukere ved svært langvarige avbrudd

Husholdninger og fritidsboliger skal få utbetalt en kompensasjon når de har hatt avbrudd som varer i mer enn 12 timer.

Kompensasjonen per målepunkt er:

- a) *for husholdninger, 500 kroner ved avbrudd på 12 timer og deretter en sats på 40 kroner per time,*
- b) *for fritidsboliger, 125 kroner ved avbrudd på 12 timer og deretter en sats på 10 kroner per time.*

Et samlet årlig krav kan ikke overstige forventet innbetalt nettleie for inneværende år. Forventet innbetalt nettleie er forventet årsforbruk i kWh multiplisert med gjeldende sats for energileddet i tillegg til fastleddet.

Sluttbruker som selv er skyld i at et avbrudd varer over 12 timer har ikke krav på kompensasjon.

Kompensasjonen skal utbetales sluttbruker innen 12 uker etter at strømtilførselen var gjenopprettet. I en overgangsperiode fra ikrafttredelse og frem til 1. januar 2021 skal fristen være fem måneder.

§ 9A-2. Registrering og beregning av svært langvarig avbrudd

Varigheten for et svært langvarig avbrudd regnes fra det tidspunkt nettselskapet visste eller burde ha visst at avbrudd har funnet sted. Avbruddet opphører når normal forsyning er gjenopprettet. Flere påfølgende avbrudd regnes som sammenhengende om ikke normal forsyning opprettholdes i minimum to timer sammenhengende.

Dersom sluttbruker selv har bidratt til å forlenge varigheten av avbruddet, kan nettselskapet redusere avbruddets varighet tilsvarende ved beregning av kompensasjonsbeløpet etter § 9A-1.

§ 9A-3. Nettselskapets informasjonsplikt

Nettselskapet plikter å holde sluttbrukerne orientert om deres rett til utbetaling etter § 9A-1.

§ 9A-4. Forholdet mellom ansvarlig og berørt konsesjonær

Berørt konsesjonær i henhold til forskrift 30. november 2004 nr. 1557 om leveringskvalitet i kraftsystemet § 2A-3 skal forestå utbetaling til sluttbruker etter § 9A-2 første ledd. Berørt konsesjonær kan kreve det til sluttbruker utbetalte beløp tilbake fra ansvarlig konsesjonær

§ 9A-6. Fravikelighet

Reglene i dette kapitlet kan fravikes ved avtale som nevnt i forskrift 30. november 2004 nr. 1557 om leveringskvalitet i kraftsystemet § 1-3.

Kapittel 11 skal lyde:

Kapittel 11. Årlig inntektsramme for systemansvarlig nettselskap

§ 11-1. Generelt om den økonomiske reguleringen av systemansvarlig nettselskap

Den som er tildelt oppgaven som systemansvarlig for det norske kraftsystemet, reguleres med en samlet inntektsramme som inkluderer både kostnader knyttet til egne nettanlegg og kostnader knyttet til utøvelsen av systemansvaret.

For fastsettelsen av årlig inntektsramme for systemansvarlig nettselskap gjelder kapittel 7, 8, 9, 10 og 12 så langt de passer.

§ 11-2. Rapportering

Systemansvarlig skal etter nærmere bestemmelse av Norges vassdrags- og energidirektorat rapportere om forhold som har betydning for den økonomiske reguleringen av systemansvarlig og en samfunnsmessig rasjonell utøvelse av systemansvaret.

Rapporteringen skal deles inn i en hovedrapport som skal publiseres, og det skal utarbeides en grunnlagsrapportering som inneholder all informasjon som NVE etterspør etter første ledd.

Norges vassdrags- og energidirektorat kan be om ytterligere opplysninger om forhold knyttet til den økonomiske reguleringen og en samfunnsmessig rasjonell utøvelse av systemansvaret.

II

1. Endringen i § 8-6 trer i kraft 1. januar 2021.
2. Øvrige endringer trer i kraft 1. januar 2020.
3. Overgangsregelen i § 9A-1 siste ledd siste setning slettes 1. januar 2021.

7 Vedlegg

7.1 Vedlegg 1 Endringer per selskap, forslagene samlet

Endringer per selskap med forslag om endret kalibrering og økt normandel, beregnet på gjennomsnitt av femårige data:

Selskap	Inntektsramme dagens modell	Inntektsramme vårt forslag	Endring i inntektsramme prosent	Endring i avkastning prosentpoeng
AGDER ENERGI NETT AS	1133663	1108340	-2.2 %	-0.6 %
Aktieselskabet Saudefaldene	28147	29562	5.0 %	2.6 %
ALTA KRAFTLAG SA	93525	93771	0.3 %	0.1 %
ANDØY ENERGI AS	41500	41837	0.8 %	0.3 %
AS EIDEFOSS	99351	102026	2.7 %	1.1 %
AURLAND ENERGIVERK AS	19576	19813	1.2 %	0.5 %
AUSTEVOLL KRAFTLAG SA	29249	29831	2.0 %	0.9 %
BALLANGEN ENERGI AS	24002	24303	1.3 %	0.5 %
BINDAL KRAFTLAG SA	10986	10942	-0.4 %	-0.1 %
BKK NETT AS	1353647	1346013	-0.6 %	-0.2 %
DALANE NETT AS	104636	102796	-1.8 %	-0.5 %
DRANGEDAL EVERK KF	24884	25049	0.7 %	0.2 %
E-CO ENERGI AS	49309	49309	0.0 %	0.0 %
EIDSIVA NETT AS	1154964	1146034	-0.8 %	-0.2 %
ETNE ELEKTRISITETSLAG SA	15270	15412	0.9 %	0.4 %
FINNÅS KRAFTLAG SA	50173	48463	-3.4 %	-0.9 %
FITJAR KRAFTLAG SA	25193	25826	2.5 %	1.3 %
FJELBERG KRAFTLAG SA	15392	15663	1.8 %	0.8 %
FLESBERG ELEKTRISITETSVERK	24089	23945	-0.6 %	-0.2 %
FORSAND ELVERK KOMMUNALT FØRETAK I FORSAND	11998	11831	-1.4 %	-0.5 %
FOSEN NETT AS	67117	66409	-1.1 %	-0.3 %
FUSA KRAFTLAG SA	27904	27567	-1.2 %	-0.4 %
GASSCO AS	2645	2645	0.0 %	0.0 %
GAULDAL NETT AS	35079	35713	1.8 %	0.8 %
GLITRE ENERGI NETT AS	550222	557694	1.4 %	0.5 %
GUDBRANDSDAL ENERGI NETT	110086	112934	2.6 %	1.0 %
HAFSLUND NETT AS	3103412	3155581	1.7 %	0.6 %
HALLINGDAL KRAFTNETT AS	135765	140641	3.6 %	1.6 %
HAMMERFEST ENERGI NETT AS	76919	77827	1.2 %	0.4 %
HARDANGER ENERGI AS	57509	58542	1.8 %	0.8 %

Selskap	Inntektsramme dagens modell	Inntektsramme vårt forslag	Endring i inntektsramme prosent	Endring i avkastning prosentpoeng
HAUGALAND KRAFT NETT AS	558028	552357	-1.0 %	-0.3 %
HELGELAND KRAFT AS	474326	469029	-1.1 %	-0.4 %
HEMSEDAL ENERGI KF	30689	30209	-1.6 %	-0.4 %
HERØYA NETT AS	54737	56127	2.5 %	3.9 %
HJARTDAL ELVERK AS	16880	16977	0.6 %	0.2 %
HURUM NETT AS	36158	36068	-0.3 %	-0.1 %
HYDRO ALUMINIUM AS	22875	22875	0.0 %	0.0 %
HYDRO ENERGI AS	1717	1717	0.0 %	0.0 %
HØLAND OG SETSKOG ELVERK	30849	30610	-0.8 %	-0.3 %
HÅLOGALAND KRAFT NETT AS	166954	167095	0.1 %	0.0 %
ISE NETT AS	52725	52442	-0.5 %	-0.2 %
ISTAD NETT AS	168928	168108	-0.5 %	-0.1 %
JÆREN EVERK KOMMUNALT FORETAK I HÅ	50317	49820	-1.0 %	-0.3 %
KLEPP ENERGI AS	41271	39821	-3.5 %	-1.0 %
KRAGERØ ENERGI AS	57532	58559	1.8 %	0.7 %
KRØDSHERAD EVERK KF	15178	15856	4.5 %	2.3 %
KVAM KRAFTVERK AS	45460	45120	-0.7 %	-0.3 %
KVIKNE-RENNEBU KRAFTLAG	28433	28391	-0.1 %	-0.1 %
KVINNHERRAD ENERGI AS	49809	49379	-0.9 %	-0.3 %
KVÆNANGEN KRAFTVERK AS	3769	3769	0.0 %	0.0 %
LOFOTKRAFT AS	222614	213430	-4.1 %	-1.0 %
LUOSTEJOK KRAFTLAG SA	49148	48657	-1.0 %	-0.3 %
LUSTER ENERGIVERK AS	25873	26827	3.7 %	2.1 %
LYSE ELNETT AS	868702	863384	-0.6 %	-0.2 %
LYSE PRODUKSJON AS	3468	3468	0.0 %	0.0 %
LÆRDAL ENERGI AS	20560	21356	3.9 %	2.6 %
MELØY ENERGI AS	39629	40139	1.3 %	0.6 %
MIDTKRAFT AS	81559	80488	-1.3 %	-0.4 %
MIDT-TELEMARK ENERGI AS	65757	64932	-1.3 %	-0.4 %
MO INDUSTRIPARK AS	37135	37688	1.5 %	0.7 %
MODALEN KRAFTLAG SA	3610	3610	0.0 %	0.0 %
MØRENETT AS	496818	492070	-1.0 %	-0.3 %
NESSET KRAFT AS	19854	20538	3.4 %	2.2 %
NORDKRAFT NETT AS	78798	78689	-0.1 %	0.0 %
NORDKYN KRAFTLAG SA	27159	27999	3.1 %	1.8 %
NORDLANDSNETT AS	329128	330754	0.5 %	0.2 %
NORDMØRE ENERGIVERK AS	225788	224376	-0.6 %	-0.2 %
NORD-SALTEN KRAFT AS	82464	84517	2.5 %	1.0 %

Selskap	Inntektsramme dagens modell	Inntektsramme vårt forslag	Endring i inntektsramme prosent	Endring i avkastning prosentpoeng
NORDVEST NETT AS	78317	78869	0.7 %	0.3 %
NORD-ØSTERDAL KRAFTLAG SA	80852	81774	1.1 %	0.5 %
NORE ENERGI AS	16999	17318	1.9 %	0.7 %
NORGESNETT AS	354368	354142	-0.1 %	0.0 %
NOTODDEN ENERGI NETT AS	59552	57781	-3.0 %	-0.9 %
NTE NETT AS	653482	655496	0.3 %	0.1 %
ODDA ENERGI AS	65480	65158	-0.5 %	-0.1 %
OPPDAL EVERK AS	34939	34984	0.1 %	0.0 %
ORKDAL ENERGINETT AS	36804	36285	-1.4 %	-0.4 %
PORSA KRAFTLAG AS	599	599	0.0 %	0.0 %
RAKKESTAD ENERGI AS	27757	27829	0.3 %	0.1 %
RAULAND KRAFTFORSYNINGSLAG SA	25423	26675	4.9 %	2.5 %
RAUMA ENERGI AS	42438	42663	0.5 %	0.2 %
REPVÅG KRAFTLAG SA	65417	65667	0.4 %	0.1 %
RINGERIKS-KRAFT NETT AS	122525	121819	-0.6 %	-0.2 %
ROLLAG ELEKTRISITETSVERK SA	12654	13272	4.9 %	2.7 %
RØROS ELEKTRISITETSVERK AS	34323	35301	2.8 %	1.5 %
SANDØY ENERGI AS	13209	13837	4.8 %	2.6 %
SFE NETT AS	315977	309881	-1.9 %	-0.5 %
SIRA KVINA KRAFTSELSKAP	9624	9624	0.0 %	0.0 %
SKAGERAK NETT AS	1146060	1149674	0.3 %	0.1 %
SKJÅK ENERGI KF	17985	18368	2.1 %	1.2 %
SODVIN SA	31696	32572	2.8 %	1.4 %
SOGNEKRAFT AS	81753	81098	-0.8 %	-0.2 %
STANGE ENERGI NETT AS	73799	69866	-5.3 %	-1.2 %
STATKRAFT ENERGI AS	3951	3951	0.0 %	0.0 %
STRANDA ENERGI AS	27816	28146	1.2 %	0.5 %
STRYN ENERGI AS	35205	35208	0.0 %	0.0 %
SULDAL ELVERK KF	40037	40771	1.8 %	0.7 %
SUNNDAL ENERGI KF	33290	33641	1.1 %	0.4 %
SUNNFJORD ENERGI AS	154999	154594	-0.3 %	-0.1 %
SVORKA ENERGI AS	63079	61951	-1.8 %	-0.5 %
SVORKA PRODUKSJON AS	831	831	0.0 %	0.0 %
SYKKYLVEN ENERGI AS	25498	25991	1.9 %	0.8 %
SØR AURDAL ENERGI AS	27254	26857	-1.5 %	-0.4 %
SØR-NORGE ALUMINIUM AS	1410	1410	0.0 %	0.0 %
TINFOS AS	1711	1711	0.0 %	0.0 %
TINN ENERGI AS	51557	50460	-2.1 %	-0.6 %
TROLLFJORD NETT AS	59297	59457	0.3 %	0.1 %

Selskap	Inntektsramme dagens modell	Inntektsramme vårt forslag	Endring i inntektsramme prosent	Endring i avkastning prosentpoeng
TROMS KRAFT NETT AS	551095	546826	-0.8 %	-0.2 %
TRØGSTAD ELVERK AS	19967	20497	2.7 %	1.2 %
TRØNDERENERGI NETT AS	788209	797357	1.2 %	0.4 %
TYSNES KRAFTLAG SA	27544	27235	-1.1 %	-0.4 %
USTEKVEIKJA KRAFTVERK DA	339	339	0.0 %	0.0 %
UVDAL KRAFTFORSYNING SA	12485	12442	-0.3 %	-0.1 %
VALDRES ENERGIVERK AS	72315	72754	0.6 %	0.2 %
VANG ENERGIVERK KF	18487	18741	1.4 %	0.5 %
VARANGER KRAFTNETT AS	176343	168463	-4.5 %	-1.0 %
VESTERÅLSKRAFT NETT AS	98791	99903	1.1 %	0.5 %
VEST-TELEMARK KRAFTLAG AS	117517	117411	-0.1 %	0.0 %
VOKKS NETT AS	82443	82447	0.0 %	0.0 %
VOSS ENERGI NETT AS	85748	84369	-1.6 %	-0.5 %
YARA NORGE AS	16967	16967	0.0 %	0.0 %
YMBER AS	95508	97681	2.3 %	0.9 %
ØVRE EIKER NETT AS	51902	51959	0.1 %	0.0 %
ÅRDAL ENERGI KF	24330	24348	0.1 %	0.0 %

7.2 Vedlegg 2 Endring per selskap, forslagene hver for seg

Endringer avkastning, målt i prosentpoeng, per selskap med endret kalibreringsgrunnlag

Selskap	Vårt forslag	Kun økt normandel	kun endret kalibrering
AGDER ENERGI NETT AS	-0.6 %	0.0 %	-0.5 %
Aktieselskabet Saudefaldene	2.6 %	-3.5 %	5.2 %
ALTA KRAFTLAG SA	0.1 %	0.0 %	0.1 %
ANDØY ENERGI AS	0.3 %	0.1 %	0.1 %
AS EIDEFOSS	1.1 %	0.5 %	0.5 %
AURLAND ENERGIVERK AS	0.5 %	-0.5 %	0.9 %
AUSTEVOLL KRAFTLAG SA	0.9 %	-0.9 %	1.6 %
BALLANGEN ENERGI AS	0.5 %	0.0 %	0.4 %
BINDAL KRAFTLAG SA	-0.1 %	-0.2 %	0.1 %
BKK NETT AS	-0.2 %	0.0 %	-0.1 %
DALANE NETT AS	-0.5 %	-0.6 %	0.1 %

Selskap	Vårt forslag	Kun økt normandel	kun endret kalibrering
DRANGEDAL EVERK KF	0.2 %	-0.1 %	0.3 %
E-CO ENERGI AS	0.0 %	0.0 %	0.0 %
EIDSIVA NETT AS	-0.2 %	0.2 %	-0.4 %
ETNE ELEKTRISITETSLAG SA	0.4 %	-0.8 %	1.0 %
FINNÅS KRAFTLAG SA	-0.9 %	-0.2 %	-0.6 %
FITJAR KRAFTLAG SA	1.3 %	-0.3 %	1.3 %
FJELBERG KRAFTLAG SA	0.8 %	-0.6 %	1.2 %
FLESBERG ELEKTRISITETSVERK AS	-0.2 %	-0.4 %	0.2 %
FORSAND ELVERK KOMMUNALT FØRETAK I FORSAND	-0.5 %	-0.8 %	0.3 %
FOSEN NETT AS	-0.3 %	0.1 %	-0.3 %
FUSA KRAFTLAG SA	-0.4 %	-0.7 %	0.3 %
GASSCO AS	0.0 %	0.0 %	0.0 %
GAULDAL NETT AS	0.8 %	-0.2 %	0.9 %
GLITRE ENERGI NETT AS	0.5 %	0.4 %	0.1 %
GUDBRANDSDAL ENERGI NETT AS	1.0 %	0.0 %	0.8 %
HAFSLUND NETT AS	0.6 %	0.3 %	0.3 %
HALLINGDAL KRAFTNETT AS	1.6 %	-0.1 %	1.4 %
HAMMERFEST ENERGI NETT AS	0.4 %	-0.3 %	0.7 %
HARDANGER ENERGI AS	0.8 %	0.0 %	0.7 %
HAUGALAND KRAFT NETT AS	-0.3 %	-0.2 %	-0.1 %
HELGELAND KRAFT AS	-0.4 %	-0.8 %	0.3 %
HEMSEDAL ENERGI KF	-0.4 %	-0.2 %	-0.2 %
HERØYA NETT AS	3.9 %	0.4 %	3.0 %
HJARTDAL ELVERK AS	0.2 %	-0.5 %	0.6 %
HURUM NETT AS	-0.1 %	0.0 %	-0.1 %
HYDRO ALUMINIUM AS	0.0 %	0.0 %	0.0 %
HYDRO ENERGI AS	0.0 %	0.0 %	0.0 %
HØLAND OG SETSKOG ELVERK SA	-0.3 %	-0.5 %	0.2 %
HÅLOGALAND KRAFT NETT AS	0.0 %	-0.3 %	0.3 %
ISE NETT AS	-0.2 %	-1.0 %	0.7 %
ISTAD NETT AS	-0.1 %	0.1 %	-0.2 %
JÆREN EVERK KOMMUNALT FORETAK I HÅ	-0.3 %	-0.1 %	-0.1 %
KLEPP ENERGI AS	-1.0 %	-0.2 %	-0.7 %
KRAGERØ ENERGI AS	0.7 %	-0.7 %	1.3 %
KRØDSHERAD EVERK KF	2.3 %	0.3 %	1.8 %
KVAM KRAFTVERK AS	-0.3 %	-0.4 %	0.1 %

Selskap	Vårt forslag	Kun økt normandel	kun endret kalibrering
KVIKNE-RENNEBU KRAFTLAG AS	-0.1 %	-0.6 %	0.5 %
KVINNHHERAD ENERGI AS	-0.3 %	-0.7 %	0.3 %
KVÆNANGEN KRAFTVERK AS	0.0 %	0.0 %	0.0 %
LOFOTKRAFT AS	-1.0 %	-0.2 %	-0.7 %
LUOSTEJOK KRAFTLAG SA	-0.3 %	-0.9 %	0.4 %
LUSTER ENERGIVERK AS	2.1 %	-0.1 %	1.9 %
LYSE ELNETT AS	-0.2 %	0.2 %	-0.4 %
LYSE PRODUKSJON AS	0.0 %	0.0 %	0.0 %
LÆRDAL ENERGI AS	2.6 %	-1.9 %	3.8 %
MELØY ENERGI AS	0.6 %	-0.9 %	1.3 %
MIDTKRAFT AS	-0.4 %	-0.1 %	-0.3 %
MIDT-TELEMARK ENERGI AS	-0.4 %	0.1 %	-0.4 %
MO INDUSTRIPARK AS	0.7 %	-1.0 %	1.5 %
MODALEN KRAFTLAG SA	0.0 %	0.0 %	0.0 %
MØRENETT AS	-0.3 %	-0.1 %	-0.2 %
NESSET KRAFT AS	2.2 %	-1.2 %	2.9 %
NORDKRAFT NETT AS	0.0 %	-0.7 %	0.6 %
NORDKYN KRAFTLAG SA	1.8 %	-0.8 %	2.1 %
NORDLANDSNETT AS	0.2 %	0.2 %	0.0 %
NORDMØRE ENERGIVERK AS	-0.2 %	0.0 %	-0.2 %
NORD-SALTEN KRAFT AS	1.0 %	0.2 %	0.7 %
NORDVEST NETT AS	0.3 %	0.5 %	-0.2 %
NORD-ØSTERDAL KRAFTLAG SA	0.5 %	-0.4 %	0.7 %
NORE ENERGI AS	0.7 %	-0.4 %	1.0 %
NORGESNETT AS	0.0 %	0.2 %	-0.2 %
NOTODDEN ENERGI NETT AS	-0.9 %	-0.8 %	-0.1 %
NTE NETT AS	0.1 %	0.2 %	0.0 %
ODDA ENERGI AS	-0.1 %	0.1 %	-0.2 %
OPPDAL EVERK AS	0.0 %	-0.1 %	0.2 %
ORKDAL ENERGINETT AS	-0.4 %	0.0 %	-0.3 %
PORSA KRAFTLAG AS	0.0 %	0.0 %	0.0 %
RAKKESTAD ENERGI AS	0.1 %	-0.2 %	0.3 %
RAULAND KRAFTFORSYNINGSLAG SA	2.5 %	-0.5 %	2.6 %
RAUMA ENERGI AS	0.2 %	-0.6 %	0.7 %
REPVÅG KRAFTLAG SA	0.1 %	-0.5 %	0.5 %
RINGERIKS-KRAFT NETT AS	-0.2 %	0.0 %	-0.2 %
ROLLAG ELEKTRISITETSVERK SA	2.7 %	-0.3 %	2.6 %

Selskap	Vårt forslag	Kun økt normandel	kun endret kalibrering
RØROS ELEKTRISITETSVERK AS	1.5 %	-0.6 %	1.7 %
SANDØY ENERGI AS	2.6 %	1.7 %	0.8 %
SFE NETT AS	-0.5 %	-0.3 %	-0.1 %
SIRA KVINA KRAFTSELSKAP	0.0 %	0.0 %	0.0 %
SKAGERAK NETT AS	0.1 %	0.1 %	0.0 %
SKJÅK ENERGI KF	1.2 %	-1.6 %	2.4 %
SODVIN SA	1.4 %	-0.7 %	1.8 %
SOGNEKRAFT AS	-0.2 %	-0.1 %	-0.2 %
STANGE ENERGI NETT AS	-1.2 %	-0.3 %	-0.8 %
STATKRAFT ENERGI AS	0.0 %	0.0 %	0.0 %
STRANDA ENERGI AS	0.5 %	-0.3 %	0.6 %
STRYN ENERGI AS	0.0 %	-0.4 %	0.4 %
SULDAL ELVERK KF	0.7 %	-0.2 %	0.8 %
SUNNDAL ENERGI KF	0.4 %	-0.6 %	0.9 %
SUNNFJORD ENERGI AS	-0.1 %	-0.3 %	0.2 %
SVORKA ENERGI AS	-0.5 %	-0.2 %	-0.3 %
SVORKA PRODUKSJON AS	0.0 %	0.0 %	0.0 %
SYKKYLVEN ENERGI AS	0.8 %	-0.1 %	0.7 %
SØR AURDAL ENERGI AS	-0.4 %	-0.1 %	-0.2 %
SØR-NORGE ALUMINIUM AS	0.0 %	0.0 %	0.0 %
TINFOS AS	0.0 %	0.0 %	0.0 %
TINN ENERGI AS	-0.6 %	-0.6 %	0.0 %
TROLLFJORD NETT AS	0.1 %	-0.4 %	0.4 %
TROMS KRAFT NETT AS	-0.2 %	0.1 %	-0.3 %
TRØGSTAD ELVERK AS	1.2 %	0.5 %	0.7 %
TRØNDERENERGI NETT AS	0.4 %	0.0 %	0.4 %
TYSNES KRAFTLAG SA	-0.4 %	-0.9 %	0.4 %
USTEKVEIKJA KRAFTVERK DA	0.0 %	0.0 %	0.0 %
UVDAL KRAFTFORSYNING SA	-0.1 %	-1.0 %	0.8 %
VALDRES ENERGIVERK AS	0.2 %	-0.1 %	0.2 %
VANG ENERGIVERK KF	0.5 %	-0.6 %	1.0 %
VARANGER KRAFTNETT AS	-1.0 %	-0.5 %	-0.5 %
VESTERÅLSKRAFT NETT AS	0.5 %	-0.7 %	1.0 %
VEST-TELEMARK KRAFTLAG AS	0.0 %	0.0 %	0.0 %
VOKKS NETT AS	0.0 %	-0.3 %	0.2 %
VOSS ENERGI NETT AS	-0.5 %	-0.2 %	-0.2 %
YARA NORGE AS	0.0 %	0.0 %	0.0 %

Selskap	Vårt forslag	Kun økt normandel	kun endret kalibrering
YMBER AS	0.9 %	0.2 %	0.6 %
ØVRE EIKER NETT AS	0.0 %	0.1 %	0.0 %
ÅRDAL ENERGI KF	0.0 %	-0.5 %	0.4 %



NVE

Norges vassdrags- og energidirektorat

MIDDELHUNSGATE 29
POSTBOKS 509 I MAJORSTUEN
0301 OSLO
TELEFON: (+47) 22 95 95 95

www.nve.no