



NVE

Reguleringsmyndigheten
for energi – RME

RME RAPPORT

Nr. I/2019

Oppsummeringsrapport: Endringer i forskrift om kontroll av nettvirksomhet og metode for å fastsette kostnadsnormer

Oppsummering av høringsuttalelser og endelig forskriftstekst. Endringer i normandel, utbetalinger ved svært langvarige strømavbrudd, metode for å fastsette kostnadsnormer med mer

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



RME Rapport nr. 1/2019

Oppsummeringsrapport: Endringer i forskrift om kontroll av nettvirksomhet og metode for å fastsette kostnadsnormer

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

Trykk: NVEs hustrykkeri
Forsidefoto: Mona Helen Heien
ISBN: 978-82-410-1963-0
ISSN: 2535-8251 (online)

Sammendrag: Rapporten oppsummerer innspill til høring om endring i inntektsreguleringen og våre kommentarer og konklusjoner.

Emneord: Inntektsregulering, normandel, kompensasjon ved langvarige avbrudd, USLA, systemansvar, kalibrering, elhub-gebyr, pilot- og demoprojekter, grensesnitt mellom regionalnett og lokalt distribusjonsnett

Reguleringsmyndigheten for energi
Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
E-post: rme@nve.no
Internett: www.reguleringsmyndigheten.no

desember 2019

Oppsummeringsrapport: Endringer i forskrift om kontroll av nettvirksomhet og metode for å fastsette kostnadsnormer

Oppsummering av høringsuttalelser og endelig forskriftstekst. Endringer i normandel, utbetalinger ved svært langvarige strømafbrytninger, metode for å fastsette kostnadsnormer med mer.

Innhold

Innhold

1	Innledning	6
1.1	Om høringen.....	6
1.2	Innholdet i dette oppsummeringsdokumentet.....	8
2	Generelle merknader	8
2.1	Generelle innspill	8
2.1.1	Høringsinstansens syn.....	8
2.1.2	RMEs kommentar	9
3	Merknader til de enkelte bestemmelsene i forskrift	9
3.1	§ 7-3 Elhub-gebyrer dekkes inn som tillegg til inntektsramme	9
3.1.1	Høringsdokumentets forslag	9
3.1.2	Høringsinstansenes syn	9
3.1.3	RME sine kommentarer	10
3.1.4	Endelig forskriftstekst	10
3.2	§ 8-6 Øke normandel fra 60 til 70 prosent	10
3.2.1	Høringsdokumentets forslag	10
3.2.2	Høringsinstansenes syn	10
3.2.3	RMEs kommentarer	12
3.2.4	Endelig forskriftstekst	13
3.3	Utbetalinger ved svært langvarige avbrudd	14
3.3.1	Høringsdokumentets forslag	14
3.3.2	Høringsinstansenes syn	15
3.3.3	RMEs kommentarer	16
3.3.4	Endelig forskriftstekst	18
3.4	Kapittel 11 Reguleringen av systemansvaret	20
3.4.1	Høringsdokumentets forslag	20
3.4.2	Høringsinstansenes syn	20
3.4.3	RMEs kommentarer	21
3.4.4	Endelig forskriftstekst	22
3.5	§ 18-1 a. Overtredelsesgebyr.....	23
3.5.1	Bakgrunn	23
3.5.2	Endelig forskriftstekst	23
4	Merknader til de enkelte endringene i forvaltningspraksis.....	24
4.1	Endre kalibreringsgrunnlag	24
4.1.1	Høringsdokumentets forslag	24
4.1.2	Høringsinstansenes syn	24
4.1.3	RMEs kommentarer	25
4.1.4	Konklusjon	27
4.2	Skillet mellom regionalnett og lokalt distribusjonsnett.....	27

4.2.1	Høringsdokumentets forslag	27
4.2.2	Høringsinstansenes syn	28
4.2.3	RMEs kommentarer	28
4.2.4	Konklusjon	29
4.3	Forvaltningspraksis for pilot- og demoprojekter	29
4.3.1	Høringsdokumentets forslag	29
4.3.2	Høringsinstansenes syn	30
4.3.3	RMEs kommentarer	30
4.3.4	Konklusjon	32
5	Endelig forskriftstekst	33
I		33
II		35
III		36
IV		37

Forord

Forslag til endringer i forskrift om kontroll av nettvirksomhet og metode for å fastsette kostnadsnormer ble sendt på høring 25.6.2019. Høringsfristen var 15. oktober.

Vi har mottatt 41 høringsuttalelser.

Vi har gått gjennom og vurdert de innkomne høringsuttalelsene. For å synliggjøre hvilke endringer som gjøres på bakgrunn av høringsrunden, har vi i dette dokumentet oppsummert og kommentert innspillene. Vi viser også endelig forskriftstekst.

Endringer i håndtering av elhub-gebyrer i reguleringen, samordning av KILE og USLA, regulering av systemansvaret og forvaltningspraksis knyttet til pilot- og demoprojekter og skillet mellom regionalnett og lokalt distribusjonsnett trer i kraft fra 1.1.2020.

Vi gjennomfører deler av de foreslåtte endringene i kalibreringsgrunnlag. Vi inkluderer kapitalverdier fra anleggsbidrag i kalibreringsgrunnlaget for å gi mer nøytral behandling av ulike finansieringsformer. Dette trer i kraft fra 1.1.2020. Vi gjennomfører ikke de foreslåtte endringene om også å inkludere andre kostnadselementer enn kapitalkostnader i kalibreringsgrunnlaget. Dette vil vi utrede mer.

Endringene i USLA- ordningen knyttet til omfang, satser og automatisk utbetaling trer i kraft 1.1.2021.

Endring i normandel fra 60 til 70 prosent trer i kraft 1.1.2023.

Oslo, desember 2019

Ove Flataker
direktør
Reguleringsmyndigheten for energi

Tore Langset
seksjonssjef

1 Innledning

1.1 Om høringen

Forslag til endringer i inntektsreguleringen ble sendt på høring 25. juni 2019, med høringsfrist 15. oktober 2019. I høringsdokumentet foreslo vi endringer i fire forhold i forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariff (forskrift om kontroll av nettvirksomhet). I tillegg foreslo vi tre endringer i forvaltningspraksis i inntektsreguleringen. Høringsdokumentet er lagt ut på NVEs nettsted og offentliggjort i NVE høringsdokument 6/2019¹.

Etter at forslaget vårt ble sendt på høring, har Olje- og energidepartementet endret forskrift om kontroll av nettvirksomhet som følge av implementering av tredje energimarkedspakke. Forskriftskompetansen for de gjeldende temaene er flyttet til Reguleringsmyndigheten for energi (RME) i NVE. Det er dermed RME som vil kommentere innspillene og vedta endringene. Det materielle innholdet i forskriften er ikke endret, for eksempel har «Norges vassdrags- og energidirektorat» blitt erstattet med «Reguleringsmyndigheten for energi». Forslagene som har vært utarbeidet i denne høringsrunden, har blitt tilpasset slik at de passer med den gjeldende versjonen av forskriften.

Det er kommet 41 høringsuttalelser.

Følgende høringsinstanser har ingen merknader:

- Forsvarsdepartementet
- Justis- og beredskapsdepartementet
- Kunnskapsdepartementet
- Samferdselsdepartementet
- Utenriksdepartementet

Følgende høringsinstanser har hatt merknader:

- Agder Energi
- Agder Energi Nett AS
- Alta Kraftlag SA
- BKK Nett AS
- CGI
- Distriktsenergi
- Eidsiva Nett AS

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

- Energi Norge
- Finnås Kraftlag SA
- Forbrukertilsynet
- Glitre Energi Nett AS
- Gudbrandsdal Energi Nett AS
- Hafslund Nett AS
- Haugaland Kraft Nett AS
- Jæren Everk Kommunalt foretak i Hå
- Klepp Energi AS
- KS Bedrift
- Lyse Elnett AS
- Mørenett AS
- Nelfo
- Nodes
- Nordkraft Nett AS
- Nordlandsnett AS
- Nord-Østerdal Kraftlag SA
- Regelrådet
- SFE Nett AS
- Skagerak Nett AS
- Smartgridsenteret
- Sognekraft AS
- Stange Energi Nett AS
- Statkraft AS
- Statnett SF
- Stryn Energi AS
- Tensio AS
- Troms Kraft Nett AS
- Varanger KraftNett AS

Alle høringsuttalelsene er lagt ut på RMEs nettsted www.reguleringsmyndigheten.no.

1.2 Innholdet i dette oppsummeringsdokumentet

Dette dokumentet oppsummerer høringsuttalelsene og våre kommentarer.

Noen høringsinstanser har kommet med generelle merknader til forslaget som ble sendt på høring. Disse er behandlet i kapittel 2.

De fleste høringsinstansene har kommet med merknader til de enkelte bestemmelser.

Merknader som gjelder forslag til endringer i forskrift, er behandlet i kapittel 3.

Merknader til forslag til endring i forvaltningspraksis er behandlet i kapittel 4.

I den grad det ikke uttrykkelig fremgår av dette dokumentet at våre forutsetninger eller tolkninger er endret, vil vi legge det som er sagt i NVE høringsdokument 6/2019 til grunn ved tolkningen og anvendelsen av forskriften etter endringen, selv om det ikke er gjentatt her.

Den endelige forskriftsteksten finnes i kapittel 5.

De viktigste endringene sammenholdt med det forslaget som ble sendt på høring er:

- Vi gjennomfører de foreslåtte endringene for kompensasjonsordningen for langvarige avbrudd. Men vi utsetter ikrafttredelse av kravet om automatisk utbetaling og oppdateringen av kompensasjonssatsene med ett år, til 2021. Samordningen av USLA- og KILE-ordningene vil fortsatt gjelde fra 2020.
- Vi gjennomfører forslaget med å øke normandel fra 60 til 70 prosent, men utsetter ikrafttredelse med to år, til 2023.
- Vi gjennomfører deler av foreslått endring for kalibreringsgrunnlag ved å inkludere kapital fra anleggsbidragsfinansiere anlegg. Vi arbeider videre med å undersøke hvordan øvrige kostnadselementer bør inkluderes i kalibreringsgrunnlaget for å få mer nøytralitet mellom insentiver til investering og til øvrige tiltak.
- Våre forslag innebærer endring i nummerering av paragrafene. Derfor må vi også endre § 18-1a. Denne lister opp de paragrafene i forskriften der en overtredelse av bestemmelsen gir oss mulighet til å ilegge selskaper et overtredelsesgebyr. § 18-1a. viser til dagens §§ 9A-2, 9A-4 og 11-4. Med våre forslag endres disse til §§ 9A-1, 9A-3 og 11-2.

2 Generelle merknader

2.1 Generelle innspill

2.1.1 Høringsinstansens syn

Regelrådet har sendt innspill der de konkluderer med at utredningen vår har svakheter.

De mener målene med forslagene kommer frem, men at problembeskrivelsen kunne ha vært grundigere. De mener også at den berørte næringen er beskrevet i liten grad.

Regelrådet synes det er positivt at vi har beregnet endringer i inntektsrammen for hvert berørt selskap individuelt, men savner omtale av de administrative konsekvensene ved innføringen av det nye systemet for svært langvarige avbrudd.

Til slutt kommenterer de vårt utsagn om at forslagene er del av en pågående prosess. De påpeker at fleksibiliteten ved å kunne gjøre justeringer i regelverk fortløpende må veies mot hensynet til forutsigbarhet for næringen.

2.1.2 RMEs kommentar

Vi ser at høringsdokumentet vårt er preget av at vi har tenkt at mottakerne hovedsakelig var aktører som allerede kjente reguleringen og næringen godt.

Regelrådets innspill er rettet mot arbeid vi burde ha sett nærmere på i denne høringen eller som det er viktig at vi ser på fremover. Vi omtaler nærmere hvordan endringene i USLA vil gjennomføres i praksis i kapittel 3.3.3, og for øvrig tar vi med oss innspillene i det videre arbeid med reguleringen.

3 Merknader til de enkelte bestemmelsene i forskrift

I dette kapitlet oppsummerer vi innspillene som har kommet til forslagene om endring i forskrift og våre kommentarer til disse.

3.1 § 7-3 Elhub-gebyrer dekkes inn som tillegg til inntektsramme

3.1.1 Høringsdokumentets forslag

Elhub ble satt i drift i løpet av 2019, og nettselskapene er pålagt å betale gebyrer til Elhub. Det oppsto dermed et behov for å beskrive hvordan disse gebyrene vil inngå i den økonomiske reguleringen. Vi foreslo at gebyrer som nettselskapet er pålagt å betale Elhub kan hentes inn som et tillegg til årlig inntektsramme. Siden det er vi som vedtar størrelsen på gebyrene, og vi har en økonomisk regulering av Elhub, har vi ikke behov for å regulere disse gebyrene ytterligere.

3.1.2 Høringsinstansenes syn

Alle som har kommentert dette forslaget, støtter det. Dette gjelder Sognekraft AS, Skagerak Nett AS, Distriktsenergi, KS Bedrift, Glitre Energi Nett AS, Troms Kraft Nett AS, Lyse Elnett AS, Statnett SF, Klepp Energi AS, Hafslund Nett AS, Tensio AS, BKK Nett AS, Mørenett AS, Haugaland Kraft Nett AS, Energi Norge, Nordlandsnett AS, Agder Energi Nett AS, SFE Nett AS, Eidsiva Nett AS, Nelfo og Gudbrandsdal Energi Nett AS.

Flere av disse foreslår at nettselskapene skal få kostnadsdekning for disse gebyrene for 2019 også. Noen av instansene understreker at denne håndteringen ikke må bli en «sovepute» for effektiv kostnadskontroll og drift av Elhub.

3.1.3 RME sine kommentarer

Det har ikke kommet innspill mot forslaget vårt, og vi vil endre forskriften som foreslått.

Når det gjelder gebyrene for 2019, har vi ikke anledning til å inkludere disse i denne regelendringen, det ville være å innføre regler med tilbakevirkende kraft. Og for å følge opp Elhub sin kostnadseffektivitet, har vi laget et regime for økonomisk regulering av Elhub, som skal gi insentiver til å holde kostandene nede.

3.1.4 Endelig forskriftstekst

Da vi sendte ut høringsdokumentet i juni, sto «Norges vassdrags- og energidirektorat» omtalt i bokstav d, dette er endret til Reguleringsmyndigheten for energi, jf. endringen i forskrift om netregulering og energimarkedet (NEM), som trådte i kraft 1. november 2019. Endelig forskriftstekst vil da bli (ny tekst i kursiv):

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

3.2 § 8-6 Øke normandel fra 60 til 70 prosent

3.2.1 Høringsdokumentets forslag

For å styrke insentivene til kostnadseffektivitet i modellen, har vi foreslått å legge mer vekt på kostnadsnormen i inntektsrammen. I høringsdokumentet foreslo vi å endre § 8-6 slik at 30 prosent av kostnadsgrunnlaget og 70 prosent av kostnadsnormen skal inngå i beregning av inntektsramme. Dagens fordeling er henholdsvis 40 og 60 prosent. Vi foreslo at dette skulle tre i kraft fra 2021.

3.2.2 Høringsinstansenes syn

Sognekraft AS, Glitre Energi Nett AS, Hafslund Nett AS, Tensio AS, BKK Nett AS, Mørenett AS, Eidsiva Nett AS og Nelfo støtter forslaget.

De viktigste argumentene for endringer er:

- Forslaget vil gjøre at selskapene i enda større grad enn i dag vil utvikle bedre og mer effektive løsninger for drift og videre nettutvikling.

- Utviklingen av modellen siden 2007 har vært slik at modellen i dag fremstår som mer robust og forutsigbar.
- Selv om det fortsatt pågår arbeid for å forbedre reguleringsmodellen, er det riktig å øke normandelen nå. Å styrke insentivene til kostnadseffektivitet bør ikke utsettes.

Stryn Energi AS, Skagerak Nett AS, Distriktsenergi, KS Bedrift, Troms Kraft Nett AS, Lyse Elnett AS, Haugaland Kraft Nett AS, Nordkraft Nett AS, Alta Kraftlag SA, Statnett SF, Klepp Energi AS, Statkraft AS, Nordlandsnett AS, Jæren Everk Kommunalt foretak i Hå, Agder Energi Nett AS, SFE Nett AS, Stange Energi Nett AS, Gudbrandsdal Energi Nett AS og Varanger KraftNett AS støtter ikke forslaget.

Noen argumenter imot er basert på at 60 prosent er en mer fornuftig vekting av kostnadsnormen, slik som:

- Dagens regulering gir sterke nok insentiver til kostnadseffektivitet.
- Kostnadsnorm-modellen vil alltid være teoretisk og aldri gi et 100 prosent korrekt bilde av selskapenes faktiske effektivitet, derfor er 60 prosent en forsvarlig og fornuftig vektlegging. Statnett SF legger til at usikkerheten i analysene er enda større for dem, som måles mot andre europeiske TSOer.
- Konsolideringen som har vært i bransjen, har gjort de sammenslåtte selskapene i stand til å redusere kostnadene sine, og dette styrker også insentivene til kostnadseffektivitet for alle andre selskaper.
- I høringsdokumentet mente RME at økt vektlegging av norm ville gi mindre spredning i effektivitetsresultater fremover. Noen av høringsinnspillene peker på at spredning i effektivitetsresultat allerede har blitt redusert i løpet av de siste ti årene.

Andre argumenter legger vekt på at 70 prosent kan være en fornuftig vektlegging på sikt, men at tiden ikke er moden for dette:

- Det er fortsatt svakheter og usikkerheter i modellen som må bedres før en eventuell økt vektlegging av norm. Noen av disse svakhetene er:
 - o Selskapene har handlingsrom til å tolke regnskapsregler, for eksempel valg av avskrivningstider. Dette gjør at selskaper kan måles mot noen som har en praksis selskapet selv ikke kan følge.
 - o Selskaper med 400V TN lavspent nett kommer systematisk dårligere ut i dagens modeller.
 - o Dagens modeller fanger ikke opp at kunder er ulike. Enkelte kunder krever sterkere nett/kvalitet enn andre, dette påfører nettselskapet ulike kostnader.
 - o Selskaper i nord kommer systematisk dårligere ut.
 - o Selskaper på Vestlandet har lavere korrigering for rammevilkår enn landsgjennomsnittet.

- RME vurderer nye rammevilkårsvariabler og et nytt oppgavemål på sikt. Dette bør utredes ferdig før RME kan konkludere med at det er fornuftig å øke normandel.
- De mange endringene som er blitt gjort med DEA-modellene siden de ble innført i 1997, gjør at reguleringen oppleves som lite stabil og forutsigbar. Kostnadsnormene har variert mye fra år til år, noe som også bidrar til at modellen oppleves som uforutsigbar.
- Strukturendringene i bransjen påvirker resultatene fra modellen. I nær fremtid vil fusjonen mellom Trøgstad Elverk AS, Hafslund Nett AS og Eidsiva Nett AS påvirke frontene i analysene og dermed resultatene for alle selskapene.

3.2.3 RMEs kommentarer

3.2.3.1 Normandel bør fortsette å være 60 prosent

Noen innspill mener at 60 prosent vektlegging av norm er tilstrekkelig. De mener det alltid vil være usikkerhet i modeller, og derfor er 60 prosent en rimelig vektning på lang sikt. Vi mener likevel det er bedre med en modell som legger mer vekt på kostnadseffektivitet enn dagens, og som sørger for at selskaper som reduserer kostnadene sine, får beholde mer av gevinsten ved besparelsen. I Reiten-rapporten² mener de normandel bør settes til 70 prosent fordi samfunnets krav til at selskapene skal opptre kostnadseffektivt øker i tider der vi forventer at tariffen skal øke. De mener også at manglende kostnadseffektivitet bidrar til unødvendige forskjeller i kostnadsnivå og tariffer.

Vi er inne i en tid der tariffene forventes å øke. Det er særlig investeringsbehovet som driver økningen. NVE publiserte en rapport i 2018 som beskriver status og prognoser for kraftsystemet³. Investeringene i strømmettet vil være høye i mange år ennå, og RME er enige med Reiten-rapporten at det er hensiktsmessig med sterkere insentiver til kostnadseffektivitet i inntektsreguleringen. Med et så stort investeringsbehov er det viktig at kun de nødvendige investeringene gjennomføres og at de gjennomføres til lavest mulig kostnad. Økt normandel gir insentiver til dette.

Innspillene som støtter forslaget vårt, legger også vekt på at sterkere insentiver til kostnadseffektivitet vil legge til rette for en mer effektiv utvikling av bransjen.

Vi vil derfor opprettholde forslaget om å øke normandel til 70 prosent.

3.2.3.2 Økning av normandel bør utsettes

Mange høringsinstanser har forståelse for forslaget, men mener endringen bør tre i kraft senere enn i 2021.

Et argument for utsettelse er at det finnes usikkerheter og svakheter i modellen som bør utredes før vi øker vekten av kostnadsnormen. Det er ikke alle de nevnte forholdene vi er enige i at gir en svakere sammenligning. At selskaper skal vurdere lokale forhold når de

² «Et bedre organisert strømmett» publisert av Olje- og energidepartementet i 2014, https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/pdf_filer_2/rapport_et_bedre_organisert_stroemnett.pdf

³ NVE rapport 2018/103 «Status og prognoser for kraftsystemet 2018: Sammenstilling av data fra kraftsystemutredningene for 2018», http://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018_103.pdf

bestemmer avskrivningstidene på anleggene sine, mener vi er et godt prinsipp. Det er hensiktsmessig at avskrivningstiden gjenspeiler anleggenes tekniske og økonomiske levealder. Det gir et rimelig bilde av kostnadene til selskapene, og sørger for inntektsstrøm fra anleggene så lenge de er i drift. Selv om selskapene kan ende med ulike avskrivningstider, må alle følge det samme regelverket. Vi er uenige i at dette hindrer god sammenligning mellom selskapene. Andre forhold som fremheves blant høringsinstansene, er forhold vi jobber med. Dette gjelder 400 volts lavspent, ulike kundetyper og rammevilkår generelt. I dette arbeidet vil vi også undersøke om enkelte landsdeler påvirkes systematisk, slik vi gjorde forrige gang vi oppdaterte rammevilkårsvariablene⁴.

Noen høringsinstanser mener økt normandel må usettes fordi RME har pågående arbeid med å forbedre kostnadsnorm-modellen. Vi mener dette ikke er et tungtveiende argument i seg selv. Vi har stort sett alltid noe arbeid på gang med å vurdere elementer i reguleringen for å se om inntektsreguleringen kan forbedres. Vi mener at usikkerheten ved modellen ikke øker på grunn av pågående arbeid siden ingenting vil bli implementert i inntektsreguleringen hvis ikke vi mener det forbedrer modellen. At bransjestrukturen endres, kan heller ikke være argument mot å gjennomføre endringer da dette også stadig pågår. Men det er viktig at vi, i utviklingsarbeidet vårt, undersøker hvordan ulike forhold påvirker modellen, slik modellene er mest mulig robuste.

Samtidig mener vi at insentivene til kostnadseffektivitet styrkes allerede ved at vi vedtar endret normandel, ganske uavhengig av hvilket tidspunkt bestemmelsen trer i kraft. Nettselskaper fatter beslutninger som påvirker kostnadene mange år fremover. Om de vet at normandel økes om noen år, vil dette kunne ha betydning for beslutninger de fatter i dag. Vi tror selskapene vil tilpasse seg det nye regelverket ved for eksempel å sette i gang effektiviseringstiltak, og at det kan være hensiktsmessig å gi selskapene litt tid til dette. Regelverket for selskapsmessig og funksjonelt skille trer i kraft fra 2021, men rapporteringen fra 2021 legges ikke til grunn for inntektsrammene før 2023. Vi mener derfor det 2023 derfor kan være et bedre tidspunkt for å la økt normandel tre i kraft enn 2021.

Det er ett av høringsinnspillene som mener at vi ikke bør utsette styrkingen av insentiver til kostnadseffektivitet, og økt normandel bør gjennomføres så snart som mulig. Vi mener at ved å vedta endringen, blir insentivene til kostnadseffektivitet styrket allerede nå. Vår konklusjon er at vi beholder opprinnelig forslag til forskriftstekst, men utsetter ikrafttredelse til 2023.

3.2.4 Endelig forskriftstekst

Endelig forskriftstekst vil da bli (ny tekst i kursiv):

§ 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.

⁴ http://publikasjoner.nve.no/rapport/2012/rapport2012_71.pdf

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

Ved feil i datagrunnlaget for enkeltvedtak om fastsettelse av nettselskapenes inntektsrammer kan vedtaket endres etter klage eller omgjøres uten klage også til skade for den vedtaket retter seg mot eller direkte tilgodeser, uavhengig av begrensningene i forvaltningsloven § 34 og § 35, dersom hensynet til andre privatpersoner eller offentlige interesser tilsier det. Dette skal gjøres i form av korreksjon i enkeltvedtak om inntektsramme senest det andre påfølgende inntektsrammeåret.

Reguleringsmyndigheten for energi kan etter søknad eller på eget tiltak i særlige tilfeller fastsette inntektsrammen på annet grunnlag enn det som fremkommer av første eller annet ledd

3.3 Utbetalinger ved svært langvarige avbrudd

3.3.1 Høringsdokumentets forslag

I høringsdokument 6/2019 foreslo vi å gjøre endringer i forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 7-1, § 8-1 og kapittel 9A. Vi foreslo å gjøre endringer i den eksisterende USLA-ordningen, som innebar:

Samordning av USLA- og KILE-ordningene i innteksreguleringen

Vi foreslo å samordne disse ordningene, som begge gir insentiver til nettselskapene om å opprettholde et riktig nivå på leveringspåliteligheten. Samordningen sørger for at det kun er insentivene i KILE-ordningen som får faktiske økonomiske konsekvenser for nettselskapene. I praksis blir USLA-ordningen en integrert del av KILE-ordningen, hvor sluttbrukere mottar direkte kompensasjon for svært langvarige avbrudd. Vi anser endringen som nødvendig for å unngå at den økonomiske reguleringen utløser tiltak i strømmettet som sluttbrukerne ikke har betalingsvilje for.

Automatisk utbetaling av kompensasjon

Vi foreslo at sluttbrukere som har krav på kompensasjon etter svært langvarige avbrudd, skal få denne utbetalt automatisk. Ettersom de fleste sluttbrukere har fått installert AMS, vil det være enklere for nettselskapene å identifisere hvilke sluttbrukere som har krav på kompensasjon. Forslaget innebærer at sluttbrukere skal oppleve utbetalingen som automatisk, men det legger få føringer på hvordan nettselskapene i praksis skal identifisere berørte sluttbrukere og foreta utbetalingene.

Endret omfang av ordningen

Vi foreslo at kun sluttbrukere i kundegruppene husholdninger og fritidsboliger skulle omfattes av ordningen fremover. Samtidig foreslo vi å kompensere sluttbrukere per berørte målepunkt, for å sikre likebehandling uavhengig av hvem som er registrert som eier av målepunktet.

Endrede kompensasjonssatser:

Vi foreslo å oppdatere satsene basert på de nye KILE-funksjonene for husholdninger, som trer i kraft fra 1.1.2020. Forslaget legger opp til kompensasjonssatser som er faste gjennom året, det vil si at beløpene ikke korrigeres for når på året avbruddet oppstod, og

heller ikke om avbruddet var varslet på forhånd eller ikke. Vi foreslo videre å differensiere satsene for fritidsboliger, slik at disse får en lavere kompensasjonssats enn husholdningskunder.

I høringsdokumentet foreslo vi at disse endringene skulle tre i kraft 1.1.2020. Forslagene er nærmere beskrevet i kapittel 3.3 (s. 11-22) i NVE høringsdokument 6/2019.

3.3.2 Høringsinstansenes syn

I all hovedsak har vi fått positive tilbakemeldinger på forslagene, blant annet at forslagene vil kunne samordne praksis blant nettselskapene, som igjen vil sikre likebehandling av sluttbrukere. Hovedinnvendingen som går igjen, er at det er for tidlig å innføre kravet om automatisk utbetaling fra 1.1.2020. Her følger en oppsummering av innspillene for hvert av de fire endringsforslagene:

Samordning av USLA- og KILE-ordningene i inntektsreguleringen

Alle innspillene som har adressert endringene i USLA-ordningen støtter forslaget om å samordne USLA- og KILE-ordningene. Flere utdyper at dette er en nødvendig endring med tanke på insentivene i ordningene. KS Bedrift og Distriktsenergi stiller spørsmålsteget ved selve USLA-ordningen, men påpeker at de støtter en samordning hvis USLA først skal være en egen ordning.

Automatisk utbetaling av kompensasjon

Høringsinnspillene vi har fått stiller seg positive til at sluttbrukere automatisk skal bli kompensert etter å ha opplevd svært langvarige avbrudd. Forbrukertilsynet mener dette vil være en forenkling for sluttbrukerne, og Energi Norge trekker frem at endringen vil være positiv for nettselskapenes omdømme. Utover dette ber flere (Energi Norge, Sognekraft AS, Statnett SF, Troms Kraft Nett AS og Varanger KraftNett AS) om at innføringen av krav om automatisk utbetaling utsettes til 1.1.2021. Bakgrunnen for dette er blant annet at det tar ett år å endre kravspesifikasjonen i FASIT, som er programvaren som beregner KILE-beløp ved strømbrydd.

Tensio AS mener det er positivt at vi foreslår en overgangsperiode med utvidet betalingsfrist inntil systemene er tilpasset den nye ordningen. Skagerak Nett AS mener det bør være mulig med forlenget utbetalingsfrist etter uvær som fører til omfattende strømbrydd. Distriktsenergi og KS Bedrift påpeker viktigheten av å ikke innføre unødige krav om hvordan USLA gjennomføres, da dette kan medføre merkostnader for selskapene. Videre nevner de at det kan bli utfordrende å beregne riktig kompensasjonsbeløp for sluttbrukere med fritak fra AMS-målere med kommunikasjonsenhet. BKK Nett AS nevner at sluttbrukere som har motsatt seg AMS-måler ikke bør ha rett på automatisk utbetaling av kompensasjon.

Endret omfang av ordningen

Vi har ikke mottatt noen innvendinger mot forslaget om endret omfang, men Skagerak Nett AS påpeker at boliger i enkelte tilfeller kan være registrert under andre kunde grupper enn husholdning. De mener en ytterligere grenseoppgang kan være krevende, og foreslår heller å tilgodese samtlige kunde grupper med automatisk kompensasjon etter egnede satser.

Endrede kompensasjonssatser

Gudbrandsdal Energi Nett AS stiller seg tvilende til mer kontinuerlige kompensasjonssatser. De påpeker at selv om dette er teknisk mulig, må vi vurdere om det er hensiktsmessig å innføre en tidsoppløsning på timer. Videre støtter de en lavere sats for fritidsboliger, og mener at satsen godt kunne vært lavere enn en firedel av den for husholdninger. Dette med bakgrunn i en lavere antatt brukstid for fritidsboliger. Distriktsenergi, KS Bedrift og SFE Nett AS mener satsene burde vært lavere for begge kundegruppene, for å hindre overinvesteringer i nettet. Energi Norge og Troms Kraft Nett AS ber om at vi bruker de samme korreksjonsfaktorene og avbrutt effekt for USLA-beløpene som for KILE-beløpene. De mener dette gjør det enklere å håndtere utbetalingene, samtidig som det sørger for en enda bedre samordning av ordningene.

Utover innspillene som knytter seg til de spesifikke forslagene foreslår Agder Energi Nett AS en mer kundevennlig ordning, hvor kompensasjon utbetales alt etter 6 timers avbruddsvarighet.

3.3.3 RMEs kommentarer

Vi kommenterer innspillene for hvert av de fire endringsforslagene:

Samordning av USLA- og KILE-ordningene i inntektsreguleringen

Vi vil samordne USLA- og KILE-ordningene slik vi skisserte i høringsdokumentet. Det vil si at USLA-ordningen ikke lenger vil gi noen form for insentiver overfor nettselskapene, siden nettselskapenes tillatte inntekt vil øke med det samme beløpet som er blitt utbetalt i kompensasjoner. Samordningen vil gjelde fra 1.1.2020, og vil få virkning fra og med inntektsramme og tillatt inntekt for 2020. Ordningene blir med dette samkjørt, og kundenes betalingsvilje for å unngå avbrudd blir ikke overskredet. Vi ser dermed ingen gode argumenter for å avvike USLA-ordningen i sin helhet.

Konkret betyr denne endringen at USLA-beløpet kommer til fradrag i KILE-beløpet, før KILE-beløpet trekkes fra tillatt inntekt. USLA-beløpet vil heller ikke inngå i kostnadsgrunnlaget eller kostnadsnormmodellen. Nettselskapene skal altså kun forholde seg til insentivene i KILE-ordningen når de gjør sine drifts-, beredskaps- og investeringsbeslutninger.

Automatisk utbetaling av kompensasjon

Flere stiller seg kritiske til at kravet om automatisk utbetaling av kompensasjon skal gjelde fra 1.1.2020, og påpeker at det tar tid før man får endret kravspesifikasjonen i FASIT. Som nevnt i høringsdokumentet, kan kravet om automatisk utbetaling få både økonomiske og administrative konsekvenser for nettselskapene. Selv om dette er en viktig endring som vil være positiv for sluttbrukerne, ser vi fordelen med å utsette innføringen. Dette for å begrense konsekvensene for nettselskapene, og for å sikre at den riktige teknologien er på plass. Vi vil derfor innføre dette kravet fra 1.1.2021. Siden vi utsetter kravet om automatisk utbetaling, vil vi ikke legge opp til en overgangsordning med forlenget utbetalingsfrist. Fra 1.1.2021 skal nettselskapene altså kompensere sine berørte sluttbrukere innen 12 uker etter at avbruddet har funnet sted. Vi ser ikke behov for å lage en generell ordning for forlenget utbetalingsfrist etter uvær som fører til omfattende strømbrudd. Svært langvarige avbrudd vil ofte forekomme sammen med omfattende strømbrudd, så vi mener det er utfordrende å lage noen generell ordning her.

Krav om automatisk utbetaling skal gjelde alle berørte sluttbrukere i de aktuelle kundegruppene, uavhengig av om de har fått installert AMS-måler med kommunikasjonsenhet eller ikke. Som nevnt i høringsdokumentet legger vi derimot 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.

Vi gjør oppmerksom på at en utsettelse av dette kravet ikke vil være til hinder for at nettselskapene likevel kan kompensere sine kunder automatisk allerede nå.

Endret omfang av ordningen

Vi opprettholder forslaget om at ordningen fremover kun skal gjelde for husholdninger og fritidsboliger, og at sluttbrukere skal kunne motta kompensasjon for flere enn ett målepunkt. Vi utsetter derimot innføringen av endringen til 1.1.2021, slik at denne sammenfaller med krav om automatisk utbetaling og oppdaterte kompensasjonsbeløp.

Vi er oppmerksomme på problemet med at enkelte sluttbrukere er registrert i feil sluttbrukergruppe, men vi mener at nettselskapene selv må rydde opp i sine registreringer. I henhold til forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet § 2A-10 skal nettselskapet registrere tilknyttede sluttbrukere med korrekt sluttbrukergruppe. Sluttbrukere skal registreres i den sluttbrukergruppen der de har det dominerende forbruket⁵. For eksempel skal en fritidsbolig som er eid av en bedrift fortsatt være registrert som fritidsbolig, og motta kompensasjon deretter.

Endrede kompensasjonssatser

Vi mener det er hensiktsmessig med kortere intervaller mellom ulike kompensasjonsbeløp enn i dagens ordning. Gjeldende USLA-satser øker en gang per døgn, og gir eksempelvis en kompensasjon for avbrudd på 47 timer som er lik den for avbrudd på 25 timer. Vi opprettholder forslaget fra høringsdokumentet om å gå over til timesintervaller for kompensasjonsbeløp.

Forholdstallet mellom husholdninger og fritidsboliger er basert på gjennomsnittlig forventet uttak hos sluttbrukeren. Vi mener derfor det er riktig å legge dette til grunn når vi differensierer satsene mellom disse kundegruppene. Vi opprettholder forslaget fra høringsdokumentet om at kompensasjonsbeløpene for fritidsboliger blir en firedel av kompensasjonsbeløpene for husholdninger.

Vi legger stor vekt på å beholde en ordning som er enkel for sluttbruker å forstå, og mener vi best kan oppnå det ved å legge til grunn en fast kompensasjonssats for svært langvarige avbrudd. Vi ønsker derfor ikke å benytte korreksjonsfaktorene fra KILE-ordningen slik som flere foreslår. De nye USLA-beløpene er justert med korreksjonsfaktorene for å være representative for hele året, samtidig som de vil være uavhengige av forbruk hos den berørte sluttbrukeren.

De endrede kompensasjonssatsene vil tre i kraft fra 1.1.2021, i samsvar med de andre endringene i kapittel 9A.

⁵ http://publikasjoner.nve.no/veileder/2018/veileder2018_07.pdf, 2A.10.2

3.3.4 Endelig forskriftstekst

Vi beholder opprinnelig forslag til endring i forskriftstekster. Samordningen av KILE og USLA ivaretas gjennom §§ 7-1 og 8-1, samt fjerning av § 9A-1. For disse endringene, samt endring av navnet på kapittel 9A, beholder vi forslaget om at endringene trer i kraft fra 1.1.2020. De øvrige endringene i kapittel 9A vil tre i kraft 1.1.2021. Forskriftsteksten vil være:

§ 7-1. Inntekter ved salg av nettsjenester

Nettvirksomhetens tillatte inntekter ved salg av nettsjenester er årlig inntektsramme for nettvirksomheten jf. § 7-2, tillagt kostnader som kan dekkes inn som et tillegg jf. § 7-3, fratrullet 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 e) 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 e 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.

§ 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 informere sluttbrukerne 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.

§ 9A-45. 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-12 ~~andreførste~~ ledd. Berørt konsesjonær kan kreve det til sluttbruker utbetalte beløp tilbake fra ansvarlig konsesjonær.

§ 9A-56. Fravikelighet

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

3.4 Kapittel 11 Reguleringen av systemansvaret

3.4.1 Høringsdokumentets forslag

I høringsdokumentet foreslo vi å endre reguleringen av Statnetts kostnader knyttet til systemansvaret. Formålet var å gi Statnett riktigere insentiver til kostnadseffektivitet ved å regulere kostnadene de har som systemansvarlig likt som kostnadene de har som netteier. Vi foreslo også å endre formatet for rapportering til RME om forhold som har betydning for systemansvaret.

3.4.2 Høringsinstansenes syn

Gudbrandsdal Energi Nett AS, KS Bedrift, Distriktsenergi, Mørenett AS, Haugaland Kraft Nett AS, Nordlandsnett AS, Agder Energi AS, Agder Energi Nett AS, SFE Nett AS, Troms Kraft Nett AS, Glitre Energi Nett AS, Lyse Elnett AS, Skagerak Nett AS og Sognekraft AS skriver at de støtter forslagene. Noen påpeker også at det er viktig at Statnett får sterkere insentiver til kostnadseffektivitet gjennom kostnadsnormen enn de har i dag.

Energi Norge, Agder Energi AS og Statkraft AS støtter også NVEs forslag, men mener samtidig at ikrafttreddelsen av forslaget bør utsettes. De peker på at Statnett har vært tildelt en for høy kostnadsnorm for systemdriftskostnadene siden 2013 og de mener at kundene, og spesielt produsentene, bør kompenseres merkostnaden de har blitt belastet. De anmoder at ikrafttreddelsen av den nye reguleringen først skjer 1. januar 2022 slik at NVE i perioden kan sette en årlig norm som kompenserer produsentene for merkostnaden.

- Agder Energi AS foreslår konkret å videreføre normen på 410 millioner kroner for 2018 og 2019 til også å gjelde i 2020 og 2021. Basert på Statnetts prognoser for systemkostnadene disse årene, mener de dette vil tilbakeføre «merinntekten» Statnett har fått historisk.

Statnett SF støtter ikke forslaget vårt. De mener at en regulering med kostnadsdekning er mer hensiktsmessig fordi systemansvarlig skal maksimere samfunnets nytte, og ikke ha insentiver til å gjøre valg til fordel for bedriftsøkonomien. De viser også til at systemansvaret er underlagt et stort omfang av direkte regulering.

Videre argumenterer Statnett for at innføringen av et tidsetterslep på disse kostnadene, vil svekke resultatet deres fordi det vil være vekst i disse kostnadene. Statnett beskriver at virkningen av den foreslåtte reguleringen de neste fire årene vil føre til at inntektene blir 750 millioner kroner lavere enn kostnadene, på grunn av tidsetterslepet alene.

De mener det ikke er hensiktsmessig at systemansvarskostnadene inngår når kostnadsnormen fastsettes. De viser til RMEs pågående arbeid med å vurdere

kostnadsnormen basert på resultater fra sammenlignende analyser for europeiske TSOer⁶. De mener resultater herfra ikke kan benyttes på kostnadene knyttet til utøvelse av systemansvaret, fordi disse kostnadene ikke direkte har vært en del av sammenligningsgrunnlaget i analysene.

De mener det ikke er riktig at den foreslåtte reguleringen vil gi mindre usikkerhet knyttet til om Statnett får dekket de faktiske systemdriftskostnadene. Dette følger av usikkerheten knyttet til hva den fremtidige kostnadsnormen til Statnett vil være, og at signalene hittil tyder på at kostnadsnormen vil være lavere enn faktiske kostnader i fremtiden. Dette er en usymmetrisk risiko, i motsetning til dagens regulering, mener de.

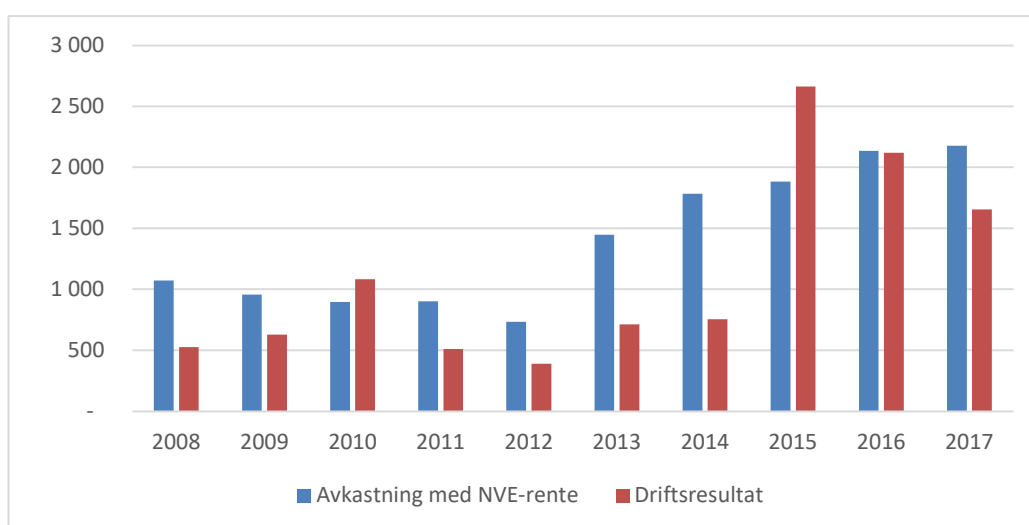
Statnett mener at kostnadsdekning vil være best, sekundært at videreføring av dagens ordning til være bedre enn den foreslåtte reguleringen.

3.4.3 RMEs kommentarer

Det er generelt god støtte for å gjennomføre forslaget.

Noen innvender at kostnadsnormen for systemdriftskostnadene historisk har gitt Statnett en for høy tillatt inntekt. Dette har igjen ført til at kundene har betalt for mye, og spesielt produsentene. RME fastsetter én tillatt inntekt for Statnett. Denne inkluderer både kostnader knyttet til nettvirksomheten og systemansvarskostnader. Vi mener derfor at det ikke er rimelig å vurdere en eventuell «overkompensering» for Statnett basert på kun tillegget for systemansvarskostnadene.

I perioden 2008 – 2012 var tillegget for systemdriftskostnader gjennom tillatt inntekt samlet sett omtrent 130 millioner kroner under faktiske kostnader. I perioden 2013 – 2017 var tillegget omtrent 630 millioner kroner høyere enn faktiske kostnader. I perioden 2008 – 2017 har Statnett derfor fått om lag 500 millioner i «overskudd» på systemansvarssoppgaven. Samtidig har avkastningen til hele Statnetts portefølje vært 3 milliarder kroner lavere enn en avkastning referanserenten ville gitt. Referanserenten er avkastningen som et gjennomsnittlig effektivt selskap kan forvente. I figuren under vises Statnett sitt faktiske driftsresultat mot resultatet de ville ha hatt med referanserenten i avkastning i perioden 2008 – 2017:



⁶ http://publikasjoner.nve.no/eksternrapport/2019/eksternrapport2019_62.pdf

Figur 1 Statnetts driftsresultat i forhold til resultat med NVE-rente i avkastning, i millioner kroner.

Vi mener dette viser at Statnett ikke har oppnådd en urimelig overkompensasjon gjennom inntektsreguleringen de siste ti årene, og vi mener det ikke er grunnlag for å tilbakebetale en «overkompensasjon». For 2018 ble tillegget for systemansvar 18 millioner lavere enn faktiske systemansvarskostnader, og for 2019 er vedtatt kostnadsnorm om lag 100 millioner kroner lavere enn Statnett sine prognoser

Statnett skriver at de vil få en inntekt som er 750 millioner kroner lavere på grunn av tidsetterslepet alene de neste fire årene. Forslaget til ny regulering innebærer at det blir et tidsetterslep på to år fra systemdriftskostnadene oppstår til de kommer inn i tillatt inntekt. Dette gjelder også for nettrelaterte driftskostnader og det vil ikke være noe særegent for systemdriftskostnadene. Når Statnett mener at de ikke vil få dekket inn kostnadene sine på grunn av tidsetterslepet, forutsetter de at systemdriftskostnadene alltid vil være i vekst. Det er en forutsetning vi mener er urimelig.

Vi forstår at Statnett oppfatter at risikoen for at de får dekket inn systemdriftskostnadene er usymmetrisk i forslaget, sammenlignet med dagens regulering, forutsatt at vårt pågående arbeid kan føre til en lavere kostnadsnorm i fremtiden. Statnett har rett i at analysene som er utført i den europeiske studien ikke inkluderer systemdriftskostnader, og vi skrev i høringsdokumentet at dette er et forhold vi vil ta hensyn til i fastsettelsen av en eventuell ny kostnadsnorm.

3.4.4 Endelig forskriftstekst

Vi beholder endringene vi foreslo i høringsdokumentet. Da vi sendte ut høringsdokumentet i juni, sto «Norges vassdrags- og energidirektorat» omtalt i kapittel 11 og i våre forslag til ny forskriftstekst. Dette er senere endret til «Reguleringsmyndigheten for energi», jf. endringen i forskrift 1. november 2019. Den endelige forskriftsteksten er også oppdatert, og kapittel 11 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 Reguleringsmyndigheten for energi ved enkeltvedtak vedta en endring i årlig tillegg for kostnader knyttet til utøvelsen av systemansvaret.

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

Reguleringsmyndigheten for energi kan be om ytterligere opplysninger om forhold knyttet til den økonomiske reguleringen og en samfunnsmessig rasjonell utøvelse av systemansvaret.

3.5 § 18-1 a. Overtredelsesgebyr

3.5.1 Bakgrunn

I henhold til § 18-1a kan det gis overtredelsesgebyr for brudd på de bestemmelsene som er nevnt i bestemmelsen. I bestemmelsen nevnes blant annet § 9A-2, § 9A-4 og § 11-4. Som følge av at disse paragrafene får endret nummerering, er det også behov for å endre §18-1a slik at den henviser til de riktige bestemmelsene.

Endringen er nødvendig for å videreføre dagens ordning, og innebærer ingen materiell endring. Det anses «åpenbart unødvendig» å sende forslag om dette på høring, jf. forvaltningsloven § 37 fjerde ledd bokstav c).

I dag lyder 18-1a:

§ 18-1a. Overtredelsesgebyr

Ved overtredelse av bestemmelsene i § 2-1, § 2-2, § 2-8, § 4-1, § 5-1, § 7-1, § 7-4, § 7-5, § 7-7, § 9A-2, § 9A-4, § 11-4, og kapittel 13 til 17 kan det ilegges overtredelsesgebyr.

3.5.2 Endelig forskriftstekst

§ 18-1a skal lyde:

§ 18-1a. Overtredelsesgebyr

Ved overtredelse av bestemmelsene i § 2-1, § 2-2, § 2-8, § 4-1, § 5-1, § 7-1, § 7-4, § 7-5, § 7-7, § 9A-21 § § 9A-43, § 11-42, og kapittel 13 til 17 kan det ilegges overtredelsesgebyr.

4 Merknader til de enkelte endringene i forvaltningspraksis

I dette kapitlet oppsummerer vi innspillene som har kommet til forslagene om endring i forvaltningspraksis og våre kommentarer til disse.

4.1 Endre kalibreringsgrunnlag

4.1.1 Høringsdokumentets forslag

I høringsdokumentet foreslo vi å 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 foreslo å endre dette til å omfatte også øvrige kostnadselementer enn kapital, og i tillegg inkludere kapitalkostnadene fra anleggsbidragsfinansierte anlegg. Vi mente forslaget ville gjøre modellen mer nøytral når det gjelder forholdet mellom investeringskostnader og driftskostnader, og i forhold til om investeringer er egenfinansiert eller finansiert med anleggsbidrag.

4.1.2 Høringsinstansenes syn

Sognekraft AS og BKK Nett AS, Statkraft AS, Nelfo, Gudbrandsdal Energi Nett AS støtter forslaget. Argumenter for er:

- Forslaget gir bedre insentiver til å velge den beste løsningen av driftstiltak og investeringer.
- Forslaget retter opp skjevheten mellom selskaper som har mye kundefinansiert anlegg og de som ikke har det.
- Riktige insentiver mellom drift og investeringer kan holde de samlede kostnadene nede.
- Selv om investeringsinsentivene svekkes, er det prinsipielt riktig at kostnadsnormen er mer nøytral både når det gjelder selskapenes valg mellom investering eller driftstiltak og når det gjelder finansieringsform.

Flere av de som er positive til forslaget understreker at RME må følge med på virkningene av endringen for at investeringsinsentivene ikke svekkes så mye at det gir uønsket utvikling.

Skagerak Nett AS, Distriktsenergi og KS Bedrift uttrykker forståelse for forslaget. De ser behovet for balanse mellom driftstiltak og investeringer og egenfinansiering og anleggsbidrag, men understreker at det er viktig at investeringsinsentivene ikke reduseres for mye. Distriktsenergi og KS Bedrift ønsker primært at bidragsfinansiert kapital inkluderes i kalibreringsgrunnlaget.

Klepp Energi AS, Nordlandsnett AS, Nord-Østerdal Kraftlag SA, Agder Energi Nett AS, Varanger Kraft Nett AS, Nordkraft Nett AS, Glitre Energi Nett AS, Troms Kraft Nett AS, Lyse Elnett AS, Hafslund Nett AS, Tensio AS, Mørenett AS, Finnås Kraftlag SA, Haugaland Kraft Nett AS, Energi Norge, SFE Nett AS, Eidsiva Nett AS og Stange Energi Nett AS støtter ikke forslaget i høringsdokumentet.

De viktigste argumentene mot er:

- I 2011 utredet NVE insentivene i modellen og konkluderte at det var behov for å styrke investeringsinsentivene. Det er ikke grundig nok utredet at investeringsinsentivene i dagens modell nå er for sterke. De langsiktige konsekvensene av forslaget bør utredes bedre før eventuell implementering.
- Det nye forslaget løser ikke problemet med alderseffekten i DEA-modellen. Forslaget vil redusere investeringsinsentivene for mye. Det er ikke riktig å gjøre dette i en tid med store investeringsbehov som følge av generelle reinvesteringsbehov, elektrifisering og tilrettelegging for det grønne skiftet.
- Totale kostnader vil variere mer fra år til år enn kapitalgrunnlag. Særlig KILE er en kostnad med store årlige variasjoner, og egner seg ikke i kalibreringsgrunnlaget.
- Alternativer til nett kan fremmes gjennom prissignalene til kunden. De nye reglene for anleggsbidrag gir gode prissignaler til kunden, det samme kan en eventuell tariffstruktur med mer vekt på effektuttak gjøre.
- Ett innspill er at det er ikke behov for å inkludere bidragsfinansiert kapital i kalibreringsgrunnlaget. Dette er nyinvesteringer og fører ofte til mer nett som gir økt inntektsramme, og selskapet har ikke kapitalkostnader ved investeringen. Det er viktigere å sørge for insentiver til reinvesteringer.

Noen høringsinstanser foreslår alternative kalibreringsgrunnlag:

- De fleste av høringsinstansene som ikke støtter det nye forslaget, foreslår at vi inkluderer anleggsbidragsfinansiert kapital i kalibreringsgrunnlaget, men at vi ikke inkluderer de øvrige kostnadselementene.
- Et alternativ kan være at kostnader til kjøp av fleksibilitet kan inkluderes i kalibreringsgrunnlaget sammen med kapitalkostnadene. Dette vil styrke insentivene til å velge andre løsninger enn investering i nett der alternativer finnes.
- Et annet alternativ kan være å kombinere norm og totale kostnader som kalibreringsgrunnlag. Dette vil gi bedre nøytralitet i modellen, men også litt sterkere insentiver til kostnadseffektivitet.

4.1.3 RMEs kommentarer

4.1.3.1 Balanse mellom insentiver, egenfinansiering og anleggsbidrag

De aller fleste høringsinnspillene støtter forslaget med å inkludere kapital fra anleggsbidrag i kalibreringsgrunnlaget. Noen hevder dette er viktig for at investeringer som legger til rette for elektrifisering og det grønne skiftet ikke skal bli ulønnsomme for

selskapene. Dette gjelder investeringer som øker kostnadene, men i liten grad gir økte oppgavevariabler i DEA-modellen.

En høringsinstans mener vi ikke bør inkludere anleggsbidrag i kalibreringsgrunnlaget. I prinsippet kan vi være enige i at når kunden allerede har betalt nettselskapet ved investeringstidspunktet, skal ikke disse anleggene gi ytterligere inntekt gjennom reguleringen. På grunn av alderseffekten som finnes i DEA blir det likevel rimelig å også inkludere bidragsfinansiert kapital i kalibreringen. Alderseffekten i DEA skyldes at vi benytter bokførte verdier og avskrivninger som mål på kapital. Dette gjør at et selskap med relativt nytt nett får lavere resultat enn et selskap med eldre nett, alt annet likt. For å sikre god sammenligning mellom selskapene, inngår alle anlegg i analysene uavhengig av finansiering. Kundefinansiert anlegg kan dermed påvirke inntektsstrømmen fra alle anlegg gjennom alderseffekten. Siden den bidragsfinansierte kapitalen er med å gi alderseffekt i DEA, mener vi det er rimelig å inkludere denne kapitalen i kalibreringen for å redusere noe av denne effekten.

Vi ønsker derfor å gjennomføre forslaget med å inkludere kapital fra bidragsfinansierte anlegg i kalibreringsgrunnlaget.

4.1.3.2 Balanse mellom insentiver, investering og øvrige tiltak

Vi er kjent med at forslaget vårt vil redusere insentivene til investeringer i modellen. Dette er en nødvendig konsekvens av å gjøre modellen mer nøytral når vi legger til grunn at dagens modell har sterkere insentiver til investering enn til et driftstiltak. Det er rimelig å legge dette til grunn. Inntektsrammen er basert på 40 prosent egne kostnader, kostnadsgrunnlaget, og 60 prosent kostnadsnorm. Kostnadsnormen er basert på andre selskapers kostnader, og kan bli både høyere og lavere enn kostnadsgrunnlaget, avhengig av selskapets resultater i de sammenlignende analysene. Kostnadsnormen avhenger dermed av egen kostnadsutvikling i forhold til kostnadsutviklingen i bransjen for øvrig.

Når et selskap bruker penger, vil 40 prosent av denne kostnaden komme som inntekt gjennom kostnadsgrunnlaget i fremtidige inntektsrammer. Dette gjelder både for en driftskostnad og for en investeringskostnad. Gjennom kostnadsgrunnlaget i inntektsrammen er dermed insentiver til investeringer og driftstiltak like. Men det finnes to andre mekanismer i modellen som gjør at investeringer helt sikkert vil få mer enn 40 prosent av kostnaden gjennom inntektsrammen:

- Tidsetterslepet på kapital er fjernet. Denne mekanismen er utformet slik at i de to første årene etter en investering, kan selskapet hente inn 100 prosent av avskrivninger og regulatorisk rente i avkastning på bokførte verdier gjennom tillatt inntekt.
- Vi benytter avkastningsgrunnlag som kalibreringsgrunnlag.

Det finnes ikke tilsvarende mekanismer som hever forventet inntektsstrøm til over 40 prosent for øvrige kostnadselementer.

Flere av høringsinstansene mener insentivene til investering reduseres *for mye* og mener effektene på lang sikt burde ha vært bedre utredet. Det er en del usikkerhet knyttet til å kvantifisere hvor mye vi kan redusere investeringsinsentivene for å sikre god balanse mellom insentivene i modellen. Flere av høringsinnspillene ber om grundigere utredninger, og vi kan se at det er fornuftig å gjennomføre mer omfattende analyser av

hvordan de foreslåtte endringene vil påvirke lønnsomhet av investeringer på lang sikt. Vi vil derfor ikke gjennomføre forslaget knyttet til mer nøytralitet mellom investeringer og driftstiltak nå, men jobbe videre med dette fremover. I arbeidet bør vi se til at insentivene til investeringer ikke svekkes for mye i forhold til insentivene til å gjøre andre tiltak.

I høringsdokumentet undersøkte vi også DEA-normen som alternativt kalibreringsgrunnlag. Både i dagens ordning og i det nye forslaget, er det selskapenes faktiske kostnader som benyttes. Så lenge vi benytter selskapets egne kostnader, vil også ineffektivitet være litt lønnsomt i dette trinnet. Dette unngår vi hvis vi heller benytter DEA-normen. Det var derimot andre forhold som gjorde at vi ikke foreslo DEA-normen i vår, men når vi nå ønsker å undersøke kalibreringsgrunnlaget videre, vil vi også utrede dette alternativet grundigere. Vi vil også se nærmere på de alternative forslagene vi har fått inn i høringsrunden.

4.1.4 Konklusjon

I høringsdokumentet foreslo vi et kalibreringsgrunnlag som både ga mer nøytrale insentiver mellom finansieringsformer og mellom investeringer og andre driftstiltak. Nå ønsker vi å gjennomføre bare den delen av forslaget som gjelder finansieringsformer. I enkelte tilfeller kan det medføre at skjevheten mellom insentivene til investering kontra andre driftstiltak øker. For eksempel om en kunde etterspør noe som nettselskapet løser med en investering, men der et fleksibilitetstiltak kunne ha vært et fornuftig alternativ. På den annen side er investeringer som finansieres med anleggsbidrag hovedsakelig nyinvesteringer initiert av kunden, og selskapet vil være pålagt å gjennomføre investeringen basert på leveringsplikten og tilknytningsplikten uavhengig av insentivene i modellen. Vi mener at fordelene ved å inkludere bidragsfinansiert kapital i kalibreringsgrunnlaget er større enn ulempene.

Vi endrer kalibreringsgrunnlaget slik at det også inkluderer avkastningsgrunnlaget til kapital finansiert med anleggsbidrag. Vi vil ikke inkludere øvrige kostnadselementer nå, men utrede dette grundigere fremover.

4.2 Skillet mellom regionalnett og lokalt distribusjonsnett

4.2.1 Høringsdokumentets forslag

I høringsdokumentet foreslo vi å endre definisjonen av skillet mellom regionalnett og lokalt distribusjonsnett i transformatorstasjoner i den økonomiske og tekniske rapporteringen til RME (eRapp og TEK). Hensikten var å bedre sammenlignbarheten mellom selskapene. Dette gjelder anlegg som finnes i transformatorstasjoner der det transformeres fra regionalnetts-spenning til distribusjonsnetts-spenning. Eierstruktur og historikk gjør at det er ulik praksis for rapportering blant nettselskapene. Enkelte selskaper rapporterer alle anlegg på regionalnett, andre rapporterer alt som lokalt distribusjonsnett og noen har en blandet rapportering. Vi har ulike DEA-modeller for regionalnett og lokalt distribusjonsnett, og dermed vil like anlegg bli behandlet ulikt i reguleringen når de er rapportert på forskjellig nettnivåer. Vi foreslo at alle skal rapportere anleggene i regionalnettet der modellen vår er bedre egnet til å sammenligne slike anlegg.

4.2.2 Høringsinstansenes syn

Følgende instanser støtter forslaget: Sognekraft AS, Skagerak Nett AS, Distriktsenergi, KS Bedrift, Glitre Energi Nett AS, Troms Kraft Nett AS, Lyse Elnett AS, Klepp Energi AS, Hafslund Nett AS, Tensio AS, BKK Nett AS, Mørenett AS, Haugaland Kraft Nett AS, Nordlandsnett AS, Jæren Everk Kommunalt foretak i Hå, Agder Energi Nett AS, SFE Nett AS, Eidsiva Nett AS og Gudbrandsdal Energi Nett AS.

Energi Norge støtter forslaget, men med ett unntak. Dette gjelder mindre nettselskaper uten regionalnett. Dersom grensesnittanlegg rapporteres som regionalnett, vil disse ofte ikke inngå de sammenlignende analysene. Dette vil kunne gi uheldige insentiver i forhold til kostnadsfordeling mellom nettnivåene. Dette er en tilpasningsmulighet som Energi Norge mener er uheldig. Energi Norge foreslår at RME innfører sitt forslag for selskapene som inngår i de vanlige sammenlignende analysene, men pålegger øvrige nettselskaper å rapportere grensesnittanlegg som anlegg i lokalt distribusjonsnett. Dette vil etter Energi Norges syn bidra til at selskaper med regionalnett gjøres sammenlignbare, uten å åpne for tilpasningsmuligheter for et antall mindre nettselskaper.

Mørenett AS støtter forslaget, og mener det bør legges til rette for at eier av stasjon enklere kan kjøpe ut andre selskaper. Dette vil bidra til å rendyrke eierskapet til stasjonen.

Agder Energi Nett AS og Skagerak Nett AS gir i tillegg uttrykk for at RME må vurdere å inkludere flere typer nettanlegg i regionalnettet. Dette kan være anlegg på 22 kV som kan være klassifisert som lokalt distribusjonsnett, men som av karakter og funksjon ligner regionalnett. Det kan for eksempel være linjer og kabler eller koblingsstasjoner som utfører samme funksjon som avganger i transformatorstasjoner i regionalnett.

Energi Norge påpeker også at denne endringen kan skape utfordringer for FASIT.

4.2.3 RMEs kommentarer

Vi registrerer at det er stor støtte for dette forslaget, og at høringsinstansene er enig i at forslaget vil medføre større sammenlignbarhet mellom selskapene.

Det blir påpekt at forslaget kan gi uheldige insentiver for mindre selskaper uten øvrig regionalnett. Ved at disse selskapene har sterkere insentiver til kostnadseffektivitet i lokalt distribusjonsnett enn i regionalnett kan dette medføre en større allokering av kostnader til virksomhetsområdet regionalnett.

Vi har også vurdert denne problematikken, men vi mener det er forhold som taler for å opprettholde vårt opprinnelige forslag. For det første har forskrifter og veiledning til rapportering i eRapp klare regler for fordeling av kostnader mellom virksomhetsområder. Feil føring av kostnader vil være et brudd på dette regelverket, og vil kunne avdekkes gjennom vår tilsynsvirksomhet. Videre vil det kun være for drifts- og vedlikeholdskostnader en feilallokering vil være aktuelt. Det at det faktisk er en rekke selskaper som har avganger i andre nettselskapers stasjoner gir oss også et sammenligningsgrunnlag i forhold til å gjøre en vurdering av hva som er et rimelig nivå på vedlikeholdskostnader for denne typen anlegg. Vi mener videre at dette er en bedre form for regulering enn å fortsette med dagens regulering. Årsaken til dette er at verdien vi beregner for anleggene i dagens tilnærming i mange tilfeller har vært for høy. En årsak til dette er at kapitalverdiene har vært for høye. Med vårt forslag er det kun de faktiske avskrivningene og en avkastning basert på referanserenten som vil inngå.

Når det gjelder kjøp og salg av anlegg, har ikke forslaget vårt som mål at de aktuelle anleggene bør bytte eier. Men endringen bidra til at selskaper selger avgangene til det nettselskapet som eier stasjonen der dette er mest hensiktsmessig.

Angående innspillet av om koblingsstasjoner som utfører samme funksjon som i regionalnettet, ble dette inkludert i datagrunnlaget i 2009. Vi samlet inn data over alle koblingsanlegg i lokalt distribusjonsnett for å vurdere om avgangene utførte samme funksjon som de som finnes i transformatorstasjoner, selv om de av ulike årsaker er plassert utenfor stasjonene. De fleste anleggene ble vurdert til å ikke utføre samme funksjon som avgangene i transformatorstasjonene, men for enkelte selskaper ble anlegg inkludert i rapporteringen av anlegg i TEK⁷.

Når det gjelder innspillet at flere typer anlegg som i dag er ført som lokalt distribusjonsnett inkluderes, kan dette for eksempel omfatte luftledninger og kabler. Noe av bakgrunnen for forslaget vårt er at det kan være vanskelig å fordele kostnader på komponenter som finnes i samme stasjon på ulike virksomhetsområder. Dette er mindre relevant for luftledninger og kabler. Vi mener det er mest hensiktsmessig å begrense oss til de anleggene vi har foreslått i høringsdokumentet, som finnes i transformatorstasjoner i grensesnittet mellom regionalnett og lokalt distribusjonsnett. Dette er kjente definisjoner og funksjoner for nettselskapene og Reguleringsmyndigheten.

Når det gjelder FASIT, registreres avbrudd som skjer på 22 kV i lokalt distribusjonsnett. Hvis disse aktuelle anleggene forårsaker avbrudd, må selskapene flytte registrert KILE fra lokalt distribusjonsnett til regionalnett for disse avbruddene. Selskapene har ulik praksis for hvor de fører kostnadene fra disse anleggene, dette er dermed noe selskapene håndterer allerede i dag. Det er en relativt liten anleggsmasse som vil flyttes mellom nettnivåene som følge av det nye forslaget vårt, det er heller ingen andre høringsinstanser som har kommentert forhold rundt FASIT. Vi antar dette er sjeldne tilfeller som ikke fører til mye merarbeid. Vi mener derfor at fordelene med bedret sammenligning er større enn ulempen ved muligheten for noe økt arbeidsmengde for selskapene.

4.2.4 Konklusjon

Forslaget til ny tekst i veileder opprettholdes.

Når endringen gjennomføres fra 1.1.2020, vil første rapportering etter denne metoden blir for regnskapsåret 2020. Data fra 2020 legges til grunn for inntektsrammene for 2022, og fra dette året vil normen for grensesnitt i de sammenlignende analysene i lokalt distribusjonsnett utgå.

4.3 Forvaltningspraksis for pilot- og demoprojekter

4.3.1 Høringsdokumentets forslag

Vi foreslo å endre forvaltningspraksis for godkjenning av pilot- og demoprojekter i FoU-ordningen. En endring var at RME kan vurdere om prosjektene er støtteverdig dersom selskapene kan dokumentere at det ikke finnes andre instanser som kan gjøre dette. I tillegg foreslo vi at nettselskaper kan søke dispensasjon fra den øvre rammen på 0,3

⁷ Dette er beskrevet i rundskriv 4/2009 i forbindelse med varsel om inntektsramme for 2010, NVE-ref. 200904925-4

prosent av selskapets avkastningsgrunnlag for en tidsavgrenset periode, og for konkrete pilot- eller demoprojekter.

4.3.2 Høringsinstansenes syn

Sognekraft AS, Skagerak Nett AS, Distriktsenergi, KS Bedrift, Glitre Energi Nett AS, Troms Kraft Nett AS, Lyse Elnett AS, Klepp Energi AS, Hafslund Nett AS, Tensio AS, BKK Nett AS, Mørenett AS, Haugaland Kraft Nett AS, Statkraft AS, Energi Norge, Nordlandsnett AS, Jæren Everk Kommunalt foretak i Hå, Agder Energi Nett AS, SFE Nett AS, Eidsiva Nett AS, Nelfo, Varanger KraftNett AS og Gudbrandsdal Energi Nett AS støtter forslaget.

Tensio AS bemerker at eventuelle krav til rapportering av prosjektene bør vurderes sammen med kostnadene rapporteringen vil utløse.

Agder Energi Nett AS påpeker at det ikke bør legges opp til en for omfattende godkjenningsprosess.

Smartgridsenteret støtter også forslaget i sitt høringsinnspill, men har kommentarer til forslaget. De mener høringsforslagets formulering om at «... nettselskapene i spesielle tilfeller kan søke om dispensasjon fra den øvre grensen på 0,3 prosent av nettselskapets avkastningsgrunnlag i aktuelle år» bør endres til en mer generell søknadsmulighet ved at ordene «spesielle tilfeller» fjernes.

Videre trekkes det frem at pilot- og demoprojekter normalt vil ha en varighet på 3-5 år. I høringsforslaget er det skrevet «Dispensasjonens varighet er normalt 1-3 år, men kan gis for inntil 5 år.»

Til slutt påpeker Smartgridsenteret at høringsforslagets formulering om at «...pilot- og demoprojekter er noe som gjennomføres etter FoU-fasen, men før et produkt eller en tjeneste er klar til kommersiell lansering.» bør endres. Bakgrunnen for dette er at det kan være behov for FoU etter at et pilot- eller demoprojekt er startet. Eller det kan gi mulighet for FoU ved at eksempelvis nye data blir tilgjengelig. Det foreslås derfor at setningen endres til: «Vi legger til grunn at pilot- og demoprojekter omfatter ny teknologi og løsninger som skal testes ut under reelle driftsbetingelser, og som kan klassifiseres på nivå 5-8 i skalaen for teknologisk modenhet (Technology readiness level, definert av EU for Horizon 2020⁸.)

4.3.3 RMEs kommentarer

Vi ser at forslaget har stor støtte blant de høringsinstansene som har kommentert forslaget.

Innspillet om at kravet om rapportering til oss må ses opp mot de kostnadene rapporteringskravet vil utløse, er et relevant innspill. Bakgrunnen for rapporteringskravet er at vi ønsker å benytte erfaringer fra pilot- og demoprojekter til fremtidig regelverksutforming og bidra til at resultater fra prosjektene blir delt. Slike krav vil bli stilt når det forventes at rapportering vil kunne gi et hensiktsmessig bidrag til utforming

⁸ https://ec.europa.eu/research/participants/data/ref/h2020/other/wp/2018-2020/annexes/h2020-wp1820-annex-g-trl_en.pdf

av fremtidig regelverk. Rapporteringen vil bli gjennomført på den måten vi finner mest hensiktsmessig, enten skriftlig eller i et møte.

Vi legger ikke opp til en omfattende godkjenningsprosess av pilot- og demoprojekter. I de tilfellene vi ikke har tilstrekkelig kompetanse til å vurdere en søknad, vil vi imidlertid kunne innhente ekstern bistand. Med bakgrunn i at det er strømkundene som finansierer prosjektene gjennom økt nettleie, er det viktig at det gjøres en grundig vurdering, og at de prosjektene som godkjennes har en reell sannsynlighet til å bidra til økt effektiv drift, utnyttelse og utvikling av strømmettet. Vi ønsker å videreføre hovedregelen om at det er en godkjenningsinstitusjon som skal evaluere prosjektene, og også avgjøre om de er støtteverdige. Det er kun i de spesielle tilfellene der nettselskapet kan dokumentere at et pilot- eller demoprojekt ikke vil bli vurdert av en godkjenningsinstitusjon at RME kan gjøre denne vurderingen.

Et av innspillene beskrevet over er at det skulle åpnes for en generell søknadsmulighet for å kunne overskride den øvre grensen på 0,3 prosent av nettselskapets avkastningsgrunnlag. Vi har ikke vurdert en generell utvidelse av rammen for FoU ordningen. Noe av bakgrunnen for forslaget er at denne rammen kan være et hinder for gjennomføring av pilot- og demoprojekter spesielt. Dette vil spesielt gjelde dersom prosjektet medfører investering av utstyr og materiell. For nettkundene, som betaler for FoU-prosjektene gjennom tariffene, vil forslaget om økt økonomisk ramme isolert sett kunne bidra til høyere nettleie. Økningen vil imidlertid være begrenset ved at prosjektet vil ha en begrenset varighet. Økningen vil også begrenses av at vi i søknadsbehandlingen vil vektlegge i hvilken grad prosjektet bidrar med positive nyttevirkninger som et bedre tjenestetilbud fra nettselskapet og/eller lavere nettleie.

Vi ser ikke behov for å endre teksten i forslaget vårt når det gjelder varighet av en dispensasjon. Vår tekst om at dispensasjon kan gis for inntil 5 år, dekker det Smartgridsenteret mener er vanlig varighet for piloter og demoprojekter.

Når det gjelder innspillet om bruk av skala for teknologisk modenhet som grunnlag for å identifisere pilot- og demoprojekter, samt eventuell FoU underveis, er vi enige med Smartgridsenteret. Kategoriseringen er hentet fra EUs forskningsprogram «Horizon 2020». Nivå 1 angir grunnforskning, mens nivå 9 beskriver et produkt som er klart for kommersiell omsetning basert på lønnsom teknologi.

Technology readiness levels (TRL)

- TRL 1 – basic principles observed
- TRL 2 – technology concept formulated
- TRL 3 – experimental proof of concept
- TRL 4 – technology validated in lab
- TRL 5 – technology validated in relevant environment (industrially relevant environment in the case of key enabling technologies)
- TRL 6 – technology demonstrated in relevant environment (industrially relevant environment in the case of key enabling technologies)
- TRL 7 – system prototype demonstration in operational environment
- TRL 8 – system complete and qualified
- TRL 9 – actual system proven in operational environment (competitive manufacturing in the case of key enabling technologies; or in space)

Figur 2 Technology Readiness Level: Definert av EU for Horizon 2020

Vi legger som hovedregel til grunn at pilot- og demoprojekter klassifiseres på nivåene 5 – 8. Prosjekter på nivå 9 omfattes ikke. For prosjekter på nivåene 5 – 8 kan det være behov for ytterligere FoU basert på erfaringer eller nye data. Skalaen vil være veiledende i behandlingen av søknader, og omfanget av aktiviteter på de ulike nivåene kan gi en indikasjon på om prosjektet kan klassifiseres som et FoU-prosjekt som skal vurderes av en godkjenningstinstitusjon, eller om det er et pilot- og demoprojekt som det i spesielle tilfeller ikke er mulig å få evaluert fordi FoU delen er for liten.

4.3.4 Konklusjon

Opprinnelig forslag opprettholdes.

Vi vil legge ut informasjon på våre nettsider hvordan selskapene skal gå frem for å søke dispensasjon fra økonomisk ramme for konkrete pilot- og demoprojekter samt hvilke elementer en søknad om godkjenning bør inneholde.

5 Endelig forskriftstekst

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

Hjemmel: Fastsett av Reguleringsmyndigheten for energi 4. desember 2019 med hjemmel i forskrift 24. oktober 2019 nr. 1413 om nettregulering og energimarkedet (NEM) § 8-5, jf. lov 29. juni 1990 nr. 50 om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven) § 4-11.



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

§ 7-1 skal lyde:

§ 7-1. Inntekter ved salg av netttjenester

Nettvirksomhetens tillatte inntekter ved salg av netttjenester er årlig inntektsramme for nettvirksomheten jf. § 7-2, tillagt kostnader som kan dekkes inn som et tillegg jf. § 7-3, fratrullet 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-2.*

§ 7-3 skal lyde:

§ 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 netttjenester fra andre nettselskaper, og kostnader ved leie av andre nettselskaper 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.
- d) Kostnader ved spesifikke FoU-prosjekter som på forhånd er godkjent av Reguleringsmyndigheten for energi. Tillegget kan ikke overstige 0,3 prosent av nettselskapets avkastningsgrunnlag i det aktuelle år.
- e) *Gebyrer nettselskapet er pålagt å betale Elhub.*

§ 8-1 skal lyde:

§ 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) KILE-beløp, jf. § 9-1.

Verdiene i første ledd bokstav a) og e) 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.

Overskriften i kapittel 9A skal lyde:

Kapittel 9A. Utbetalinger ved svært langvarige avbrudd

§ 9A-1 slettes.

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 Reguleringsmyndigheten for energi 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 Reguleringsmyndigheten for energi etterspør etter første ledd.

Reguleringsmyndigheten for energi kan be om ytterligere opplysninger om forhold knyttet til den økonomiske reguleringen og en samfunnsmessig rasjonell utøvelse av systemansvaret.

§ 18-1a skal lyde:

§ 18-1a. Overtredelsesgebyr

Ved overtredelse av bestemmelsene i § 2-1, § 2-2, § 2-8, § 4-1, § 5-1, § 7-1, § 7-4, § 7-5, § 7-7, § 9A-2, § 9A-4, § 11-2, og kapittel 13 til 17 kan det ilegges overtredelsesgebyr.

II

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

§ 7-1 skal 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.

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 ble gjenopprettet.

§ 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 *informere sluttbrukerne 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-1 første ledd. Berørt konsesjonær kan kreve det til sluttbruker utbetalte beløp tilbake fra ansvarlig konsesjonær.

§ 9A-5. Fravikelighet

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

§ 18-1a skal lyde:

§ 18-1a. Overtredelsesgebyr

Ved overtredelse av bestemmelsene i § 2-1, § 2-2, § 2-8, § 4-1, § 5-1, § 7-1, § 7-4, § 7-5, § 7-7, § 9A-1, § 9A-3, § 11-2, og kapittel 13 til 17 kan det ilegges overtredelsesgebyr.



§ 8-6 skal lyde:

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

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.

Ved feil i datagrunnlaget for enkeltvedtak om fastsettelse av nettselskaperes inntektsrammer kan vedtaket endres etter klage eller omgjøres uten klage også til skade for den vedtaket retter seg mot eller direkte tilgodeser, uavhengig av begrensningene i forvaltningsloven § 34 og § 35, dersom hensynet til andre privatpersoner eller offentlige interesser tilsier det. Dette skal gjøres i form av korreksjon i enkeltvedtak om inntektsramme senest det andre påfølgende inntektsrammeåret.

Reguleringsmyndigheten for energi kan etter søknad eller på eget tiltak i særlige tilfeller fastsette inntektsrammen på annet grunnlag enn det som fremkommer av første eller annet ledd.

IV

Endringene i del I trer i kraft 1.1.2020.

Endringene i del II trer i kraft 1.1.2021.

Endringene i del III trer i kraft 1.1.2023.



NVE

Reguleringsmyndigheten
for energi – RME

Reguleringsmyndigheten for energi

.....

MIDDELTHUNSGATE 29
POSTBOKS 5091 MAJORSTUEN
0301 OSLO
TELEFON: (+47) 22 95 95 95

www.reguleringsmyndigheten.no