



NVE

Reguleringsmyndigheten
for energi – RME

RME HØRINGSdokUMENT

Nr. 2/2020

.....
Konsepthøring om forslag til innføring av 15 minutters tidsoppløsning i balanseavregningen
og

Høring om forslag til endring av forskrift om måling, avregning, fakturering av netjtjenester og elektrisk energi, nettselskapets nøytralitet mv. om fastsettelse av funksjonskrav og krav til sikkerhet for AMS
.....

*Hanne Alette Hillestad, Øyvind Anders Arntzen Toftegaard, Åsa Grytli Tveten
og Alexander Kellerer*



RME Høringsdokument nr. 2/2020

DEL A

Konsepthøring om forslag til innføring av 15 minutters tidsoppløsning i balanseavregningen.

DEL B

Høring om forslag til endring av forskrift om måling, avregning, fakturering av nettjenester og elektrisk energi, nettselskapets nøytralitet mv. om fastsettelse av funksjonskrav og krav til sikkerhet for AMS.

Utgitt av: Reguleringsmyndigheten for energi

Redaktør: Helena Mellison Lindstad

Forfatter: Hanne Alette Hillestad, Øyvind Anders Arntzen Toftegaard, Åsa Grytli Tveten og Alexander Kellerer

Forsidefoto: Vettisfossen i Utladalen. Foto: Bjørn Lytskjold, NVE

ISBN: 978-82-410-2020-9

ISSN: 2535-826X

Sammendrag: Dokumentet omhandler et forslag i to deler. Første del er en konseptthøring om hvordan 15 minutters balanseavregning kan innføres i Norge. Andre del er en høring om konkrete endringer i avregningsforskriften om funksjonskrav og krav til sikkerhet for avanserte måle- og styringssystem (AMS).

Emneord: Tidsoppløsning, Overgang, Balanseavregning, Balansering, AMS, Måler, Målepunkt, Måleverdi, Avregningsforskrift, Høyspenningsanlegg, Lavspenningsanlegg

Reguleringsmyndigheten for energi
Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no

April, 2020

Innhold

Innhold	2
Forord	6
1 Sammendrag	7
1.1 Bakgrunn for innføring av 15 minutters tidsoppløsning i balanseavregningen.....	7
1.2 Dokumentet beskriver hvordan vi ønsker å innføre 15 minutters balanseavregning.....	8
1.3 Dokumentet beskriver forslag til forskriftsendringer.....	10
1.4 Dokumentet beskriver en tidsplan for en stegvis innføring av 15 minutters balanseavregning.....	11
1.5 Hva RME spesielt ber om kommentarer til.....	12

DEL A: Konseptføring om forslag til innføring av 15 minutters tidsoppløsning i balanseavregningen	13
--	-----------

2 Bakgrunn for innføring av 15 minutters balanseavregning	13
2.1 Et mer effektivt marked.....	13
2.1.1 Tidsoppløsningen i balanseavregningen er en viktig grunnstein	13
2.1.2 Et kraftsystem som i større grad planlegges i balanse.....	14
2.1.3 Redusert usikkerhet ved å flytte lukketiden nærmere driftsøyeblikket.....	16
2.2 Et mer effektivt og fleksibelt kraftsystem.....	18
2.2.1 Bedret driftssikkerhet.....	18
2.2.2 Mer effektiv kraftutveksling.....	20
2.2.3 Bedre tilrettelegging for fleksibilitet.....	22
2.3 Nordisk koordinering er hensiktsmessig.....	22
2.3.1 Felles europeisk regelverk.....	23
2.3.2 Felles europeiske markedsløsninger.....	23
2.3.3 Felles nordisk balanseavregning.....	23
2.3.4 Felles nordiske balansemarkeder og driftsprosesser.....	24
3 Forslag til innføring av 15 minutters balanseavregning	24
3.1 Innsamling og oversendelse av måleverdier med registreringsfrekvens på 15 minutter.....	24
3.1.1 Begrunnelse for å avgrense plikten.....	25
3.1.2 Begrunnelse for å åpne opp for at nettselskaper kan innhente og oversende måleverdier av næringskunder per 15 minutter.....	26
3.2 Øvrige endringer.....	27
3.2.1 Elhubs mottak og behandling av måleverdier.....	27
3.2.2 Endringer i den felles nordiske balanseavregningen.....	27
3.2.3 Balansemarkedene.....	27
3.2.4 Intradagmarkedet.....	27
3.2.5 Produksjonsplaner.....	28

3.3	Tidsplan for en stegvis innføring	28
4	Kostnads- og nyttevirkninger av å innføre 15 minutters balanseavregning.....	29
4.1	Nyttevirkninger av å innføre 15 minutters balanseavregning	29
4.1.1	Totale nyttevirkninger.....	29
4.1.2	Nyttevirkninger ved ulike tidspunkt for innføring	30
4.2	Kostnader og nødvendige tilpasninger for innføring av 15 minutters balanseavregning.....	30
4.2.1	Skifte og omstilling av elektrisitetsmålere	31
4.2.2	IT- og datakostnader	32
4.2.3	Tilpasninger av avregningsssystemet og -prosesser	33
4.3	Øvrige kostnader og tilpasninger for innføring av 15 minutters balanseavregning.....	33
4.3.1	Tilpasninger av Elhub.....	33
4.3.2	Sluttbrukere.....	33
4.3.3	Øvrige markedsaktører.....	34
	DEL B: Forslag til endring av forskrift om måling, avregning, fakturering av netjtjenester og elektrisk energi, nettselskapets nøytralitet mv.....	35
5	Funksjons- og sikkerhetskrav for AMS.....	35
5.1	Bakgrunn for de foreslåtte endringene	35
5.2	Funksjonskrav for AMS.....	36
5.2.1	Bakgrunn for at RME foreslår nye funksjonskrav for AMS	36
5.2.2	Bransjen har utarbeidet funksjonskrav for AMS i høyspenningsanlegg	36
5.3	Sikkerhetskrav for AMS.....	37
5.3.1	Bakgrunn for at RME foreslår nye sikkerhetskrav for AMS	37
5.3.2	Bransjen har utarbeidet sikkerhetskrav for AMS i høyspenningsanlegg	38
6	Forslag til forskriftsendringer	39
6.1	Ny definisjon av AMS.....	39
6.1.1	Forslag til endring i § 1-3.....	39
6.1.2	RMEs merknader	39
6.2	Melding med timeverdier til avregningsansvarlig.....	40
6.2.1	Forslag til endring i § 3-8.....	40
6.2.2	RMEs merknader	40
6.3	Melding om etablering av målepunkt og skifte av måler	41
6.3.1	Forslag til endring i § 3-9.....	41
6.3.2	RMEs merknader	41
6.4	Krav til installering av AMS	41
6.4.1	Forslag til endring i § 4-1.....	41
6.4.2	RMEs merknader	41
6.5	Funksjonskrav for AMS.....	42

6.5.1	Forslag til endring i § 4-2.....	42
6.5.2	RMEs merknader	42
6.6	Funksjonskrav for AMS i øvrige målepunkt	43
6.6.1	Forslag til endring i § 4-3.....	43
6.6.2	RMEs merknader	44
6.7	Tilrettelegging for sluttbrukere som ønsker tilgang på måleverdier lokalt 45	
6.7.1	Forslag til endringer i § 4-4.....	45
6.7.2	RMEs merknader	46
6.8	Måleverdier	47
6.8.1	Forslag til endringer i § 4-5.....	47
6.8.2	RMEs merknader	47
6.9	Nye sikkerhetskrav for AMS.....	48
6.9.1	Forslag til endringer i § 4-6.....	48
6.9.2	RMEs merknader	49
6.10	Overtredelsesgebyr for brudd på sikkerhetskrav	54
6.10.1	Forslag til endringer i § 9-1c	54
6.10.2	RMEs merknader.....	54
6.11	Ikrafttredelse og overgangsbestemmelse	55
6.11.1	Forslag til overgangsregler	55
6.11.2	RMEs merknader.....	55
7	Økonomiske og administrative konsekvenser av forskriftsendringene	56
7.1	Økonomiske og administrative konsekvenser av foreslåtte funksjonskrav for AMS	56
7.2	Økonomiske og administrative konsekvenser av forslag om sikkerhetskrav for AMS	57
8	Forslag til forskriftstekst.....	59

Forord

Reguleringsmyndigheten for energi (RME) sender på høring et forslag til løsning og tidsplan for innføring av 15 minutters tidsoppløsning i balanseavregningen.

For å forberede overgangen til 15 minutters balanseavregning, foreslår vi samtidig, på vegne av Olje- og energidepartementet (OED), endringer i forskrift av 11. mars 1999 nr. 301 om måling, avregning, fakturering av netjtjenester og elektrisk energi, nettselskapets nøytralitet mv. (avregningsforskriften), for å fastsette:

- a) funksjonskrav for avanserte måle- og styringssystem (heretter forkortet AMS) og
- b) krav til sikkerhet for AMS.

Forslaget til forskriftsendringer omfatter ikke alle endringer som vil være nødvendige for å gjennomføre 15 minutters tidsoppløsning i balanseavregningen. Forslaget er i denne omgang begrenset til de endringene vi vurderer til å være mest tidskritiske.

Vi ber om innspill til både den foreslåtte løsningen for innføring av 15 minutters tidsoppløsning i balanseavregningen og tidsplanen for innføring, samt til de konkrete forslagene til forskriftsendringer. Vi ber om at kommentarer sendes innen **15.08.2020**.

Vi gjør oppmerksom på at høringsuttalelser normalt publiseres.

Høringssvar sendes til rme@nve.no og merkes med referansenummer 202004128.

Etter høringsfristens utløp vil vi vurdere de innspillene vi mottar på forslag til hvordan 15 minutters tidsoppløsning i balanseavregningen kan innføres i Norge. Deretter vil RME eller OED komme tilbake med forslag om ytterligere forskriftsendringer som vil være nødvendige for å gjennomføre overgangen til 15 minutters balanseavregning.

Når det gjelder de konkrete forslagene til endringer i avregningsforskriften om funksjons- og sikkerhetskrav, skal disse vedtas av OED. Etter høringsfristens utløp, vil RME derfor oversende en oppsummering av høringsinnspillene og anbefaling om endring av forskriften til OED.

RME foreslår at alle forskriftsendringene trer i kraft fra 1. januar 2021. Kravene for målepunkt for uttak i høyspenningsanlegg, utveksling mellom nettområder og innmating, gjelder likevel først fra 1. juli 2022.

Oslo, april 2020



Kjetil Lund
Vassdrags- og energidirektør



Ove Flataker
Direktør,
Reguleringsmyndigheten for energi

1 Sammendrag

Dette dokumentet består av to deler, del A og del B.

Del A er en konsepthøring. Den beskriver vårt forslag til hvordan vi ønsker å innføre 15 minutters tidsoppløsning i balanseavregningen. Del A består av tre kapitler. I kapittel 2 forklarer vi bakgrunnen for innføring av 15 minutters balanseavregning. Kapittel 3 beskriver vårt forslag til hvordan 15 minutters tidsoppløsning i balanseavregningen kan gjennomføres i Norge. I kapittel 4 redegjør vi for kostnads- og nyttevirkninger av vårt forslag til innføring av 15 minutters tidsoppløsning.

Del B omhandler forslag til konkrete endringer i avregningsforskriften¹. Som et første steg for å gjennomføre vårt forslag til løsning for innføring av 15 minutters tidsoppløsning som beskrevet i del A, foreslår vi nye funksjons- og sikkerhetskrav for AMS. Et nytt funksjonskrav er 15 minutters registrering av måleverdier i utvalgte målepunkt. Del B består av fire kapitler. Kapittel 5 redegjør for behovet for forskriftsendringer. I kapittel 6 presenterer vi de konkrete forslagene til forskriftsendringer med tilhørende kommentarer. I kapittel 7 redegjør vi for de økonomiske og administrative konsekvensene av de foreslåtte forskriftsendringene. Til sist presenterer vi forslag til endringsforskrift i kapittel 8.

1.1 Bakgrunn for innføring av 15 minutters tidsoppløsning i balanseavregningen

Det norske og nordiske kraftsystemet er i endring, med mer variabel fornybar kraftproduksjon og økt elektrifisering, i stor grad drevet av det grønne skiftet. Denne utviklingen gir nye utfordringer for systemansvarlig med å planlegge kraftsystemet i balanse, og øker behovet for tiltak for å unngå ubalanser og frekvensavvik. Tross flere tiltak fra systemansvarlig for å redusere tilfeller av frekvensavvik, ser vi en økt forekomst av frekvensavvik i det nordiske kraftsystemet. Dette øker risikoen for at mindre feil vil kunne gi større negative konsekvenser for driftsstabiliteten.

Dagens tidsoppløsning på 60 minutter i balanseavregningen og markedene, gir ingen insentiver for markedsaktørene til å tilpasse produksjon og forbruk innad i timen. Ved å endre tidsoppløsningen fra 60 til 15 minutter, vil markedsaktørene få insentiv til å planlegge seg i balanse innenfor hvert kvarter. Dette vil gi mindre behov for tiltak fra systemansvarlig, og en mer effektiv og sikker systemdrift.

En overgang til 15 minutters tidsoppløsning i balanseavregningen vil legge til rette for å kunne innføre 15 minutters tidsoppløsning i balansemarkedene og intradagmarkedet, og senere også i døgnmarkedet. Det er viktig at balanseavregningen har en tidsoppløsning som minst tilsvarer tidsoppløsningen i de tilhørende markedsløsningene, for å kunne sikre den finansielle balansen mellom produksjon og forbruk for hvert tidssteg i markedet. Innføring av 15 minutters balanseavregning er derfor et viktig første steg mot, og en forutsetning for, en effektiv innføring av 15 minutters tidsoppløsning også i markedsløsningene. En slik overgang vil gjøre systemdrift, markeder og markedsaktører bedre i stand til å tilpasse seg et kraftsystem i endring.

¹ [Forskrift om måling, avregning, fakturering av netjtjenester og elektrisk energi, nettselskapets nøytralitet mv. av 11. mars 1999 nr. 301](#) (heretter forkortet avregningsforskriften).

RME anser fordelene med å endre tidsoppløsningen i balanseavregningen fra dagens oppløsning på 60 minutter til en oppløsning på 15 minutter, til å være så store at det ikke er et spørsmål *om* denne overgangen skal innføres, men *når* og *hvordan* det skal skje. Norge er del av et felles nordisk og europeisk kraftmarked. Intradag- og døgnetmarkedet er integrert på europeisk nivå, mens balansemarkedene er integrert på nordisk nivå. I EUs forordning om balansering av kraftsystemet (EB GL)², stilles det krav om at 15 minutters balanseavregning innføres i alle medlemsland. De andre nordiske landene er bundet av disse kravene, og må endre tidsoppløsningen til 15 minutter. Siden Norge er del av et nordisk balansemarked, vurderer RME at det vil være mest effektivt at 15 minutters balanseavregning innføres i Norden på en koordinert måte.³

I dette dokumentet beskriver vi løsning og tidsplan for innføring av 15 minutters balanseavregning (del A), og foreslår konkrete forskriftsendringer som et første steg på vei mot overgangen til 15 minutters tidsoppløsning (del B).

1.2 Dokumentet beskriver hvordan vi ønsker å innføre 15 minutters balanseavregning

Del A av dokumentet beskriver hvordan vi ønsker å innføre 15 minutters tidsoppløsning i balanseavregningen.

En endring av tidsoppløsning i balanseavregningen fra 60 minutter til 15 minutter, vil kreve tilrettelegging og tekniske tilpasninger gjennom hele måleverdikjeden. For å sikre en smidig og robust prosess, foreslår derfor RME en gradvis innføring med tre etterfølgende steg:

1. Innføring av nye funksjonskrav for elektrisitetsmålere.
2. Innhenting og oversendelse av måleverdier per 15 minutter til Elhub.
3. Endring av balanseavregningen fra 60 til 15 minutter.

Hvilke målepunkt innføringen skal omfatte, har betydning for hvilke tilpasninger som er nødvendig og omfanget av aktører som blir berørt. Vi foreslår at det skal registreres og oversendes måleverdier med en registreringsfrekvens per 15 minutter for målepunkt tilknyttet

- all innmating, unntatt plusskunder
- alt uttak i høyspenningsanlegg og
- all utveksling mellom nettområder, inkludert utveksling mot utlandet.

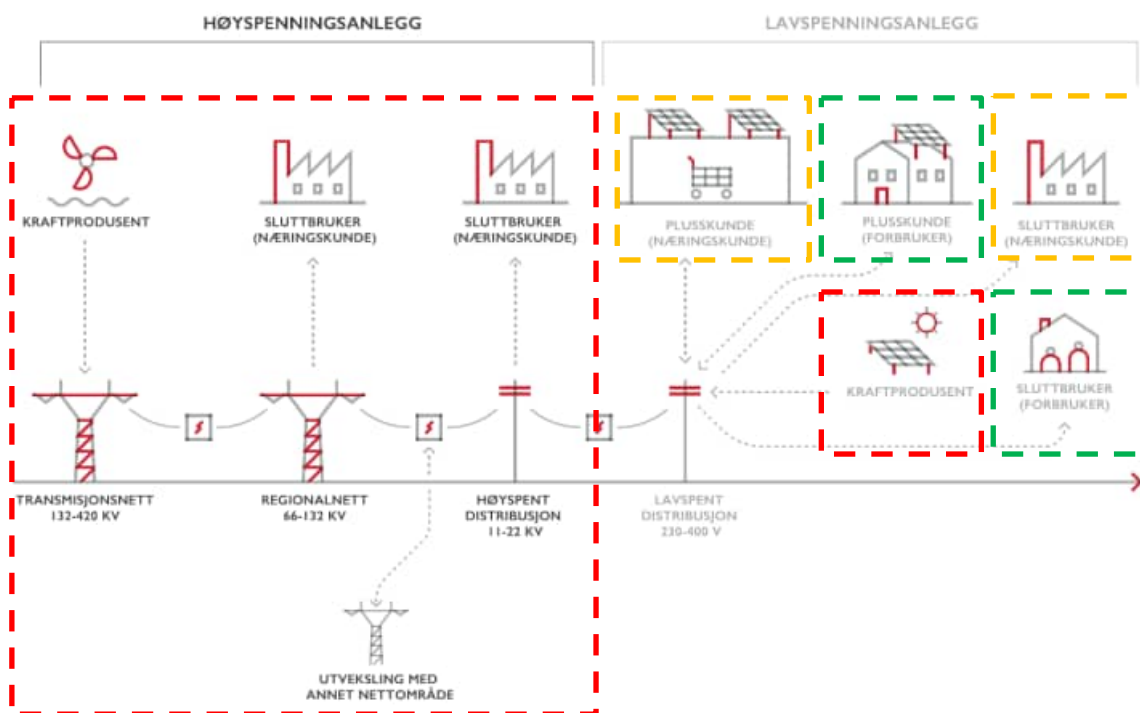
Vi foreslår i tillegg at det åpnes for en mulighet til å registrere og oversende måleverdier per 15 minutter for målepunkt tilknyttet næringskunder i lavspenningsanlegg. Denne muligheten inkluderer også plusskunder som er næringskunder. Vi foreslår ingen endringer for målepunkt tilknyttet forbrukere i lavspenningsanlegg.

Figur 1 gir eksempler på aktører med uttak, innmating og utveksling på ulike nettnivåer. Som illustrert i figuren kan innmating knyttes til kraftproduksjon i høy- og lavspenningsanlegg.

² [COMMISSION REGULATION \(EU\) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing.](#)

³ [NordREG nyhetssak 19. desember 2018.](#)

Utveksling mellom nettområder foregår normalt i høyspenningsanlegg. Plusskunder kan være både næringskunder og forbrukere i lavspenningsanlegg. De stiplede boksene viser hvordan ulike målepunkt blir berørt av innføringen av 15 minutter. Rød boks inkluderer målepunkt som skal registrere og oversende måleverdier med en registreringsfrekvens per 15 minutter. Gul boks inkluderer målepunkter der vi forslår at det åpnes for en *mulighet* for å registrere og oversende måleverdier per 15 minutter. Grønn boks inkluderer målepunkt som *ikke* omfattes av innføringen.



Figur 1: Eksempler på aktører med uttak og innmating på de ulike nettnivåene samt punkt for utveksling. Merk at plusskunder også er sluttbrukere. De stiplede boksene viser hvordan ulike målepunkter blir berørt av innføringen. Rød boks inkluderer målepunkt som skal registrere og oversende måleverdier med en registreringsfrekvens per 15 minutter. Gul boks inkluderer målepunkter der det åpnes for en mulighet for å registrere og oversende måleverdier per 15 minutter. Grønn boks inkluderer målepunkt som ikke omfattes av innføringen.

Kilde: RME

1.3 Dokumentet beskriver forslag til forskriftsendringer

I del B av dokumentet foreslår vi nye funksjons- og sikkerhetskrav for AMS i avregningsforskriften, som et første steg for å gjennomføre innføringen av 15 minutters tidsoppløsning. Vi foreslår her en ny definisjon av avanserte måle- og styringssystem (AMS). Denne definisjonen er lik den vi foreslo i vår høring om sikkerhetskrav for AMS fra 2018.⁴ Definisjonen lyder:

«Toveis informasjons- og kommunikasjonssystem fra og med elektrisitetsmålere benyttet til avregning for de enkelte målepunkt, til og med sentralsystemet hos nettselskap eller nettselskapets leverandør.»

Definisjonen inkluderer alle målepunkt benyttet for avregning i lav- og høyspenningsanlegg, inkludert alle målepunkt for uttak, innmating og utveksling mellom nettområder. Når vi i dette dokumentet omtaler AMS, mener vi AMS slik som definert her.

Høringsforslaget innebærer ingen endringer i kravet til å installere AMS i målepunkt tilknyttet sluttbrukere i lavspenningsanlegg.

For AMS i øvrige målepunkt enn de knyttet til sluttbrukere i lavspenningsanlegg, foreslår RME et nytt funksjonskrav om at AMS skal lagre måleverdier med en registreringsfrekvens på maksimalt 15 minutter. Dette betyr at det for flere målepunkt enn i dag må lagres måleverdier med en registreringsfrekvens på 15 minutter.

I tillegg foreslår vi to øvrige funksjonskrav for AMS i andre målepunkt enn de knyttet til sluttbrukere i lavspenningsanlegg. Dette er for det første at AMS skal registrere flyt av aktiv og reaktiv effekt i begge retninger. For det andre foreslår vi at AMS i målepunkt for sluttbrukere i høyspenningsanlegg, skal ha et grensesnitt som legger til rette for kommunikasjon med eksternt utstyr basert på åpne standarder.

Til slutt foreslår vi nye sikkerhetskrav for AMS i alle målepunkt. Sikkerhetskravene tilsvarer, med noen mindre endringer, sikkerhetskravene som ble foreslått i høringsdokumentet fra 2018. Ved å fastsette dette nå, vil nettselskapene ha mulighet til å ta hensyn til sikkerhetskravene ved eventuelle tilpasninger eller nyinvesteringer som følger av de nye funksjonskravene.

De foreslåtte kravene innebærer at berørte elektrisitetsmålere som i dag måler per 60 minutter, må stilles om eller skiftes ut. Det samlede antallet berørte elektrisitetsmålere estimeres til å være rundt 6000, hvorav omkring 4700 av disse kan stilles om til å måle per 15 minutter. Målere som ikke har funksjonalitet til å stilles om til 15 minutter må skiftes ut. Dette er estimert til å gjelde omkring 350 elektrisitetsmålere eid av Statnett, og 950 elektrisitetsmålere eid av øvrige nettselskap.

Våre forslag til forskriftsendringer i del B omfatter ikke alle endringer som vil være nødvendige for å gjennomføre innføringen av 15 minutters balanseavregning som skissert i del A, men er i denne omgang begrenset til de endringene vi vurderer til å være de mest tidskritiske.

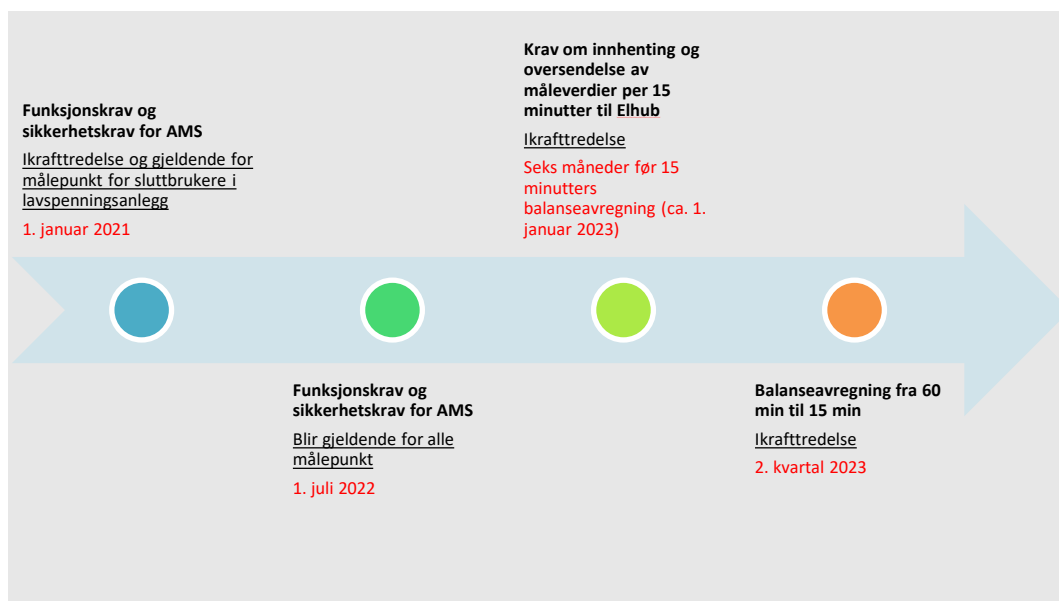
⁴ [NVE Høringsdokument nr. 1:2018: Forslag til endring i forskrift om måling, avregning, fakturering av netjenester og elektrisk energi, nettselskapets nøytralitet mv. Endringer om sikkerhet for avanserte måle- og styringssystem \(AMS\).](#)

1.4 Dokumentet beskriver en tidsplan for en stegvis innføring av 15 minutters balanseavregning

For å sikre en smidig innføring mener RME at det er nødvendig å etablere en tidsplan med enkelte steg, eller milepæler, fram mot overgangen til 15 minutters tidsoppløsning i balanseavregningen. En stegvis innføring vil legge til rette for at nettselskapene og Elhub kan verifisere at innsamlings- og oversendelsessystemene opererer i tråd med relevante krav. Vi foreslår følgende tidsplan:

- Nye funksjonskrav for AMS i målepunkt for uttak i høyspenningsanlegg, utveksling mellom nettområder og innmating gjelder fra **1. juli 2022**.
- Nettselskapene skal starte å oversende måleverdier med en tidsoppløsning per 15 minutter til Elhub **senest seks måneder før balanseavregningen endres til 15 minutter**.
- En overgang til 15 minutters tidsoppløsning i balanseavregningen innen **andre kvartal 2023**. Dette er i tråd med de nordiske systemoperatørenes veikart for innføring av «*Nordic Balancing Model*». Statnett har bedt om innspill fra norske markedsaktører på konsekvenser av en slik tidsplan⁵.

Figur 2 skisserer vårt forslag til tidsplan for en slik stegvis innføring. I tillegg legger RME til grunn at Elhub vil etablere et testmiljø for rapportering av måleverdier med 15 minutters oppløsning. Slik kan nettselskapene og Elhub gjennomføre utstrakt testing i god tid før kravet til å innhente og oversende måleverdier begynner å gjelde.



Figur 2. Forslag til tidsplan for en stegvis innføring av 15 minutters balanseavregning.

Kilde: RME

⁵ [Høring på Statnetts hjemmesider 31. mars 2020](#) (med frist 16. april).

1.5 Hva RME spesielt ber om kommentarer til

I de følgende avsnittene oppsummerer RME hva vi spesielt ber om kommentarer til:

1. Forslag til hvordan vi ønsker å innføre 15 minutters tidsoppløsning i balanseavregningen, særlig knyttet til:
 - a. Avgrensningen av hvilke målepunkt nettselskap må kunne innhente og oversende måleverdier per 15 minutter for, det vil si i alle målepunkt for uttak i høyspenningsanlegg, utveksling mellom nettområder og innmating.
 - b. Avgrensningen av hvilke målepunkt nettselskap kan innhente og oversende måleverdier per 15 minutter for, det vil si målepunkt i lavspenningsanlegg tilknyttet næringskunder, inkludert næringskunder som også er plusskunder.
2. Tidspunkt for de ulike stegene i innføringen av 15 minutters tidsoppløsning i balanseavregningen, herunder:
 - a. Tidspunkt for når nettselskap må registrere og oversende måleverdier per 15 minutter til Elhub. Vi har foreslått senest 6 måneder før innføring av 15 minutters balanseavregning.
 - b. Tidspunkt for når balanseavregningen endres fra 60 minutter til 15 minutter. Vi har foreslått andre kvartal 2023.
3. Forslag til endringer i avregningsforskriften:
 - a. Tidspunkt for når funksjons- og sikkerhetskrav for AMS i øvrige målepunkt enn de knyttet til sluttbrukere i lavspenningsanlegg skal gjelde fra. Vi har foreslått 1. juli 2022.
 - b. Tidspunkt for når nye sikkerhetskrav for AMS i målepunkt for sluttbrukere i lavspenningsanlegg skal gjelde fra. Vi har foreslått 1. januar 2021.
 - c. Om definisjonen av AMS oppleves som dekkende for systemet og fanger opp alle relevante målepunkt.
 - d. Om sikkerhetskravene vi foreslår for AMS gir en helhetlig og tilstrekkelig beskyttelse av måleverdikjeden. Særlig ber vi om tilbakemelding på om noen av de foreslåtte kravene vil være mer ressurskrevende enn vi har lagt til grunn.
 - e. Om det finnes aktører som ikke er definert som nettselskap etter definisjonen⁶ i avregningsforskriften § 1-3, og som dermed ikke vil være pliktsubjekt etter de foreslåtte sikkerhetskravene, men som likevel eier elektrisitetsmålere som benyttes for avregningsformål. For eksempel kraftprodusenter eller sluttbrukere uten omsetningskonsesjon som selv eier en eller flere elektrisitetsmålere.

⁶ Nettselskap: omsetningskonsesjonær som eier overføringsnett eller har ansvar for nettjenester

DEL A: Konsepthøring om forslag til innføring av 15 minutters tidsoppløsning i balanseavregningen

2 Bakgrunn for innføring av 15 minutters balanseavregning

Det norske, nordiske og europeiske kraftsystemet er i endring, med en økende andel variabel fornybar kraftproduksjon, økt grad av elektrifisering og forbrukerfleksibilitet, økende utvekslingskapasitet til og fra det nordiske synkronområdet, og en tettere integrasjon i felles europeiske markedsløsninger. Disse endringene drives i stor grad av overgangen til et mer fornybart kraftsystem i Norden og Europa.

Denne utviklingen gir utfordringer for systemansvarlig med å planlegge kraftsystemet i balanse, og øker behovet for tiltak for å unngå ubalanser og frekvensavvik. Dagens tidsoppløsning på 60 minutter i balanseavregningen og markedene, gir ingen insentiver for markedsaktørene til å tilpasse produksjon og forbruk innad i timen, noe som fører til strukturelle ubalanser innad i timen og i overgangen mellom timer.

En innføring av 15 minutters tidsoppløsning i balanseavregningen og markedene vil gi aktører insentiver til å planlegge seg i balanse før driftsperioden, noe som vil redusere strukturelle ubalanser og forbedre driftssikkerheten. Finere tidsoppløsning vil også bidra til en mer sikker og effektiv utnyttelse av utenlandsforbindelsene. Det er også ventet at en overgang til 15 minutters tidsoppløsning vil kunne øke verdien av norsk regulerbar kraftproduksjon og gi økt tilbud av fleksibilitet til en lavere kostnad. I dette kapitlet redegjør vi nærmere for hvorfor innføring av 15 minutters tidsoppløsning i balanseavregningen og markedene vil gjøre systemdriften, markedene og markedsaktørene i bedre stand til å tilpasse seg et kraftsystem i endring.

2.1 Et mer effektivt marked

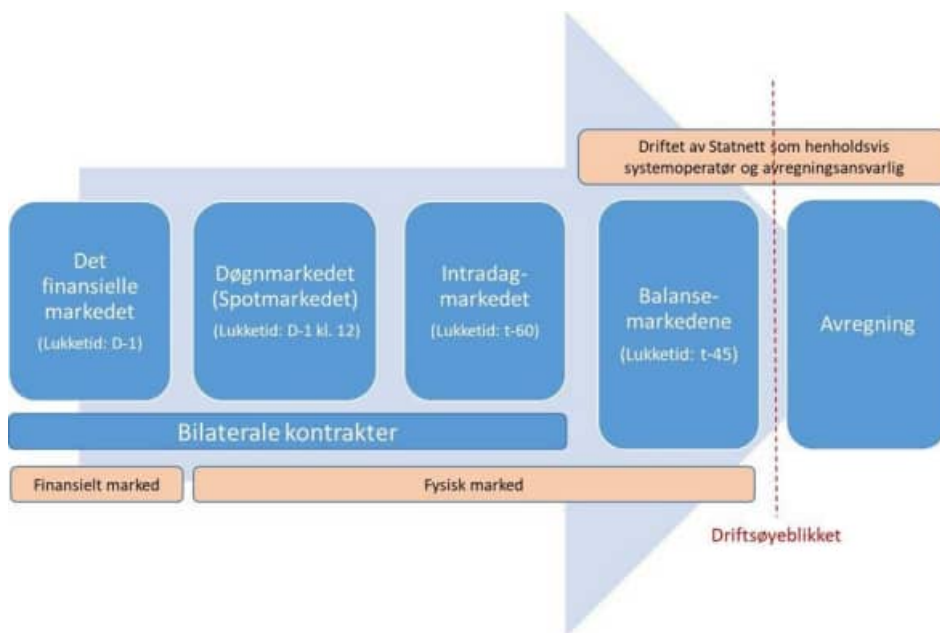
En overgang til 15 minutters tidsoppløsning i balanseavregningen og markedene vil bidra til et kraftsystem som i større grad planlegges i balanse. Finere tidsoppløsning er også ventet å gi redusert usikkerhet i markedsprognoser, øke verdien av norsk fleksibilitet og redusere barrierer for markedsdeltagelse. I dette kapitlet redegjør vi nærmere for hvorfor en finere tidsoppløsning kan legge til rette for mer effektive kraftmarkeder, og hvorfor balanseavregningen er en viktig grunnstein på vei mot finere tidsoppløsning i markedene.

2.1.1 Tidsoppløsningen i balanseavregningen er en viktig grunnstein

Det fysiske markedet for elektrisitet består av flere markedssegmenter som etterfølger hverandre på veien mot driftstimen, som illustrert i Figur 3. Majoriteten av det fysiske volumet i Norden omsettes i døgnmarkedet, som er et auksjonsmarked. Det etterfølgende intradagmarkedet gir aktørene mulighet til å justere sine kjøps- og salgsposisjoner, for eksempel ved endringer i vind- eller forbruksprognoser. Under selve driftstimen tilrettelegger Statnett for handel i balansemarkedene, hvor fleksible aktører kan tilby opp- eller nedregulering av sin produksjon.

Gjennom balansemarkedene kan Statnett gjennom markedsløsninger sikre den kontinuerlige balansen i kraftsystemet.

Etter driftstimen sikres den finansielle balansen mellom all produksjon og forbruk i balanseavregningen. Den enkelte balanseansvarliges⁷ ubalanse, beregnes i korte trekk som avviket mellom handelsposisjonen og faktisk produksjon eller forbruk. Formålet med balanseavregningen, også kalt regulerkraftavregningen, er i hovedsak å sikre at den enkeltes balanseansvarliges ubalanse blir avregnet for å ivareta den økonomiske balansen i kraftmarkedet. Videre kan balanseavregningen, avhengig av hvordan prisreglene for ubalanser utformes, bidra til å gi insentiver for den balanseansvarlige til å planlegge seg i balanse før driftsperioden eller å redusere kraftsystemets ubalanser.



Figur 3. Tidslinje for de ulike markedssegmentene og balanseavregningen i kraftmarkedet.

Kilde: RME

I dag er tidsoppløsningen i både markedssegmentene og balanseavregningen på 60 minutter. For å kunne endre tidsoppløsningen i kraftmarkedene, være seg balansemarkedene, intradagmarkedet eller døgnmarkedet, vil en endring i balanseavregningen være en viktig grunnstein. Uten en balanseavregning med en tidsoppløsning som minst tilsvarer tidsoppløsningen i de tilhørende markedsløsningene, vil markedsaktørene ikke ha insentiver til å oppfylle de fysiske forpliktelsene i henhold til markedsresultatene. Som følge av dette er innføring av 15 minutters balanseavregning en forutsetning for en effektiv innføring av 15 minutters tidsoppløsning i både balansemarkedene, intradagmarkedet og døgnmarkedet.

2.1.2 Et kraftsystem som i større grad planlegges i balanse

En finere tidsoppløsning i balanseavregningen, i markedsløsningene og i planprosessene vil bidra til et kraftsystem som i større grad planlegges i balanse, og dermed redusere de såkalte

⁷ Balanseansvarlig forvalter et balanseansvar som produsent, sluttbruker eller forhandler av kraft på egne vegne, eller på vegne av andre produsenter, sluttbrukere eller leverandører av kraft. Balanseansvarlig skal til enhver tid kontrollere at det er balanse mellom avtalt forbruk og produksjon og faktisk forbrukt og produsert volum. Balanseansvarlig er den eneste rollen som kan kjøpe og selge energi på engrosnivå.

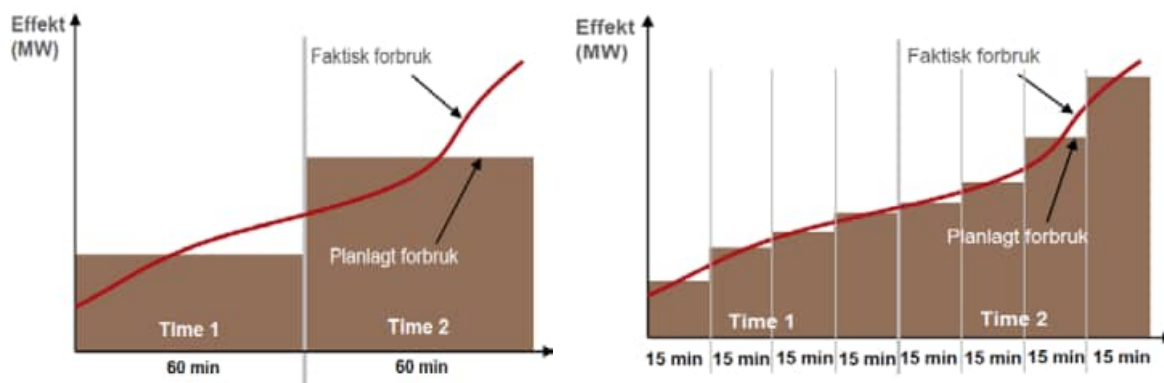
strukturelle ubalansene. Dette er en av de viktigste begrunnelsene for å endre tidsoppløsningen fra 60 minutter til 15 minutter.

Et stilisert eksempel, med et kraftsystem med én produsent og én sluttbruker, og en tidsoppløsning på 60 minutter, kan gi innsikt i hvordan valg av tidsoppløsning i balanseavregningen og markedene vil påvirke kraftsystemet. Eksemplet er som følger:

- Produsenten selger 10 MWh i kraftmarkedet, og den faktiske produksjonen fordeles som 10 MW jevnt over timen. Den samlede produksjon gjennom timen blir da 10 MWh.
 - ➔ Produsenten produserer like mye som den har solgt, og er derfor i balanse.
- Sluttbrukeren har i den samme timen et forventet forbruk på 10 MWh, og anskaffer 10 MWh i kraftmarkedet.
- Sluttbrukeren har imidlertid i virkeligheten en gradvis økning av forbruket gjennom denne timen, med et gjennomsnittlig forbruk hvert kvarter på 4 MW, 8 MW, 12 MW og 16 MW.
- Forbruket hvert kvarter blir da henholdsvis 1 MWh, 2 MWh, 3 MWh og 4 MWh, men det samlede forbruket gjennom timen er likevel 10 MWh.
 - ➔ Sluttbrukeren har anskaffet like mye som sitt forbruk, og er derfor i balanse.

Selv om både sluttbrukeren og produsenten selv er i balanse, vil likevel kraftsystemet ikke være i balanse. Årsaken er at det i det første kvarteret produseres 6 MW mer enn det forbrukes, samtidig som det i det siste kvarteret forbrukes 6 MW mer enn det produseres.

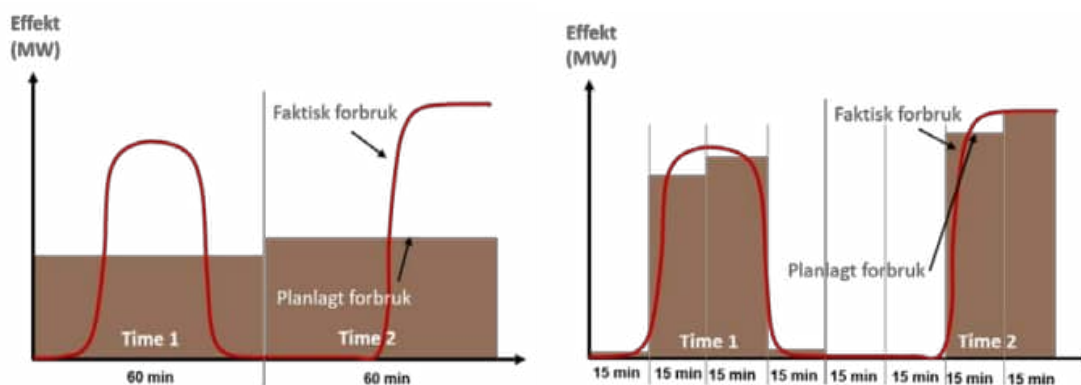
Hadde imidlertid tidsoppløsningen i balanseavregningen og markedsløsningene i disse stiliserte eksemplene vært på 15 minutter, ville produsenten hatt insentiver til å produsere i henhold til sluttbrukerens forbruk, og motsatt. Figur 4 illustrerer hvordan en tidsoppløsning på 60 minutter i eksempelet over bidrar til strukturelle ubalanser innad i timen og mellom timene, og hvordan en overgang til 15 minutters tidsoppløsning vil kunne redusere disse ubalansene.



Figur 4: Forskjellen mellom planlagt og faktisk forbruk ved balanseavregningsperiode på 60 minutter (venstre) og 15 minutter (høyre).

Kilde: Statnett, Forum for systemtjenester 2017.

I eksemplet over viser vi hvordan en gradvis økning av forbruket gjennom timen fører til strukturelle ubalanser innad i timen. Denne problemstillingen blir enda tydeligere om vi antar at sluttbrukeren i eksempelet over har et høyt effektuttak som varierer mye innad i timen, som illustrert i Figur 5. Med økt elektrifisering av transportsektoren og medfølgende utbygging av hurtigladestasjoner og annen kommersiell ladeinfrastruktur, er det ventet at forbruk med høyt og variabelt effektuttak vil øke. En slik problemstilling kan dermed ventes å bli stadig mer relevant i årene som kommer.



Figur 5. Forskjellen mellom planlagt og faktisk forbruk for anlegg med høyt og variabelt effektuttak, ved balanseavregningsperiode på 60 minutter (venstre) og 15 minutter (høyre).

Kilde: RME.

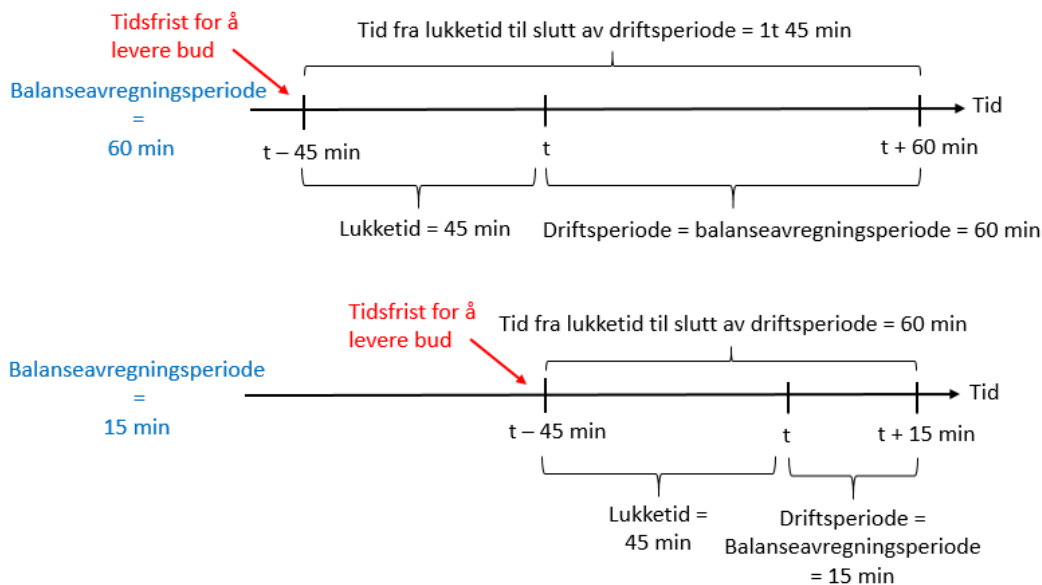
Dagens tidsoppløsning på 60 minutter gir altså ingen insentiver til markedsaktørene om hvordan produksjon, forbruk og utveksling skal tilpasses innad i driftstimen. Dette kan føre til at kraftsystemet, via balanseavregningen og markedsløsningene, planlegges i ubalanse. Disse strukturelle ubalansene må håndteres med avbøtende tiltak fra systemansvarlig etter markedsklareringen og i driftstimen, for å ikke resultere i fysiske ubalanser og frekvensavvik. En tidsoppløsning på 15 minutter i balanseavregningen og markedene vil i større grad gi markedsaktørene insentiver til å planlegge for å oppnå en balanse av produksjon, forbruk og utveksling per 15 minutter, og dermed redusere behovet for avbøtende og mindre effektive tiltak fra systemansvarlig.

2.1.3 Redusert usikkerhet ved å flytte lukketiden nærmere driftsøyeblikket

Ved innføring av 15 minutters tidsoppløsning i balanseavregningen og markedene vil lukketiden for markedsløsningene, det vil si tidspunktet for når budene må meldes inn, kunne flyttes nærmere driftsperioden.

Figuren under illustrerer dette med utgangspunkt i dagens lukketid for balansemarkedene, som er på 45 minutter før driftstimen. Med dagens driftsperiode på 60 minutter, vil tidsfristen for anmelding av bud skje 90 minutter før det siste kvarteret av driftstimen. Ved å redusere balanseavregningsperioden til 15 minutter, vil tidsfristen for anmelding av bud for dette driftskvarteret være 45 minutter. Det er 45 minutter nærmere driftsøyeblikket enn i dag.

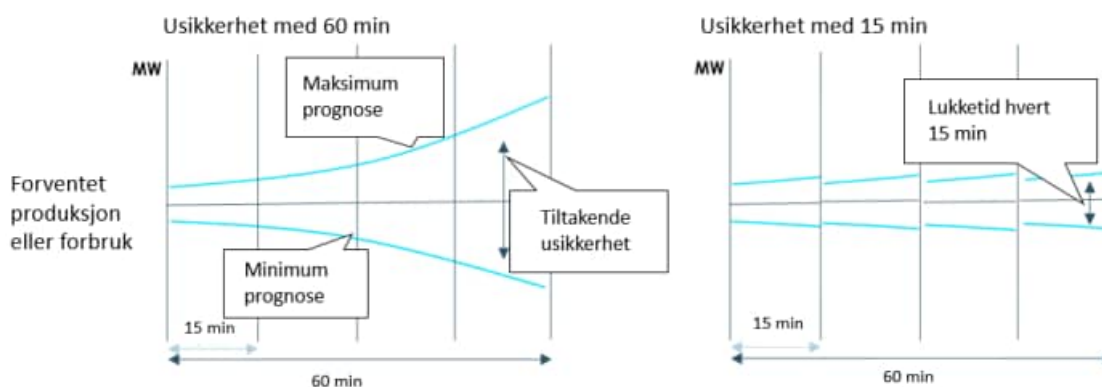
Tilsvarende vil tidsfristen for anmelding av bud være 30 minutter nærmere dagens tredje driftskvarter, og 15 minutter nærmere dagens andre driftskvarter, sammenlignet med dagens situasjon. Dette er ikke illustrert i Figur 6.



Figur 6. Tidsfrist for anmelding av bud ved balanseavregningsperiode på 60 minutter (øverst) og 15 minutter (nederst).

Kilde: RME

Fordelen med å flytte lukketiden for markedene nærmere driftsperioden, er at prognoser for både produksjon, forbruk og ubalanser forventes å være mer nøyaktige jo nærmere driftstimen man kommer. Figur 7 illustrerer at usikkerheten i prognoser antas å tilta som en funksjon av tid fra driftsperioden. Til venstre illustreres hvordan utfallsrommet til maksimum og minimum forbruk/produksjon utvikles gjennom en periode på 60 minutter, mens figuren til høyre illustrer hvordan utfallsrommet endres over en periode på 15 minutter.



Figur 7. Utviklingen av utfallsrommet til maksimum og minimum forbruk/produksjon ved balanseavregningsperiode på 60 minutter (til venstre) og 15 minutter (til høyre).

Kilde: A Cost Benefit Analysis, Copenhagen Economics og E-Bridge (2017), modifisert av RME.

Den reduserte usikkerheten bidrar til å bedre markedsaktørenes muligheter til å oppnå en handelsposisjon fra døgnetmarkedet og intradagmarkedet som samsvarer med faktisk forbruk eller produksjon. Dette vil kunne redusere markedsaktørenes og kraftsystemets ubalanser. Endringen antas særlig å være en fordel for variabel produksjon og forbruk. For eksempel vil en vindkraftaktør i større grad kunne handle seg i balanse med bakgrunn i mer oppdaterte vindprognoser.

Redusert usikkerhet vil også bidra til at markedsaktørens budgivning i balansemarkedene baseres på mer oppdatert informasjon om tilgjengelige volumer og kostnader. Dette vil kunne bidra til økt likviditet og mer korrekt prising av bud.

2.2 Et mer effektivt og fleksibelt kraftsystem

En finere tidsoppløsning i balanseavregningen, i markedsløsningene og i planprosessene vil tilrettelegge for en mer effektiv systemdrift, og et mer fleksibelt kraftsystem. En overgang til 15 minutters balanseavregning er ventet å gi en betydelig reduksjon i ubalanser og frekvensavvik i Norden. Denne effekten er ventet å være spesielt stor i timer med store endringer av flyt i utenlandsforbindelsene. Finere tidsoppløsning vil dermed kunne bedre driftssikkerheten, og tilrettelegge for en bedre utnyttelse av utenlandsforbindelsene. Videre er det ventet at finere tidsoppløsning vil kunne gi økt verdi for norsk fleksibel kraftproduksjon, og økt tilbud av fleksibilitet til en lavere kostnad. I dette kapitlet gir vi en nærmere beskrivelse av hvorfor innføring av 15 minutters balanseavregning vil bidra til et mer effektivt og fleksibelt kraftsystem.

2.2.1 Bedret driftssikkerhet

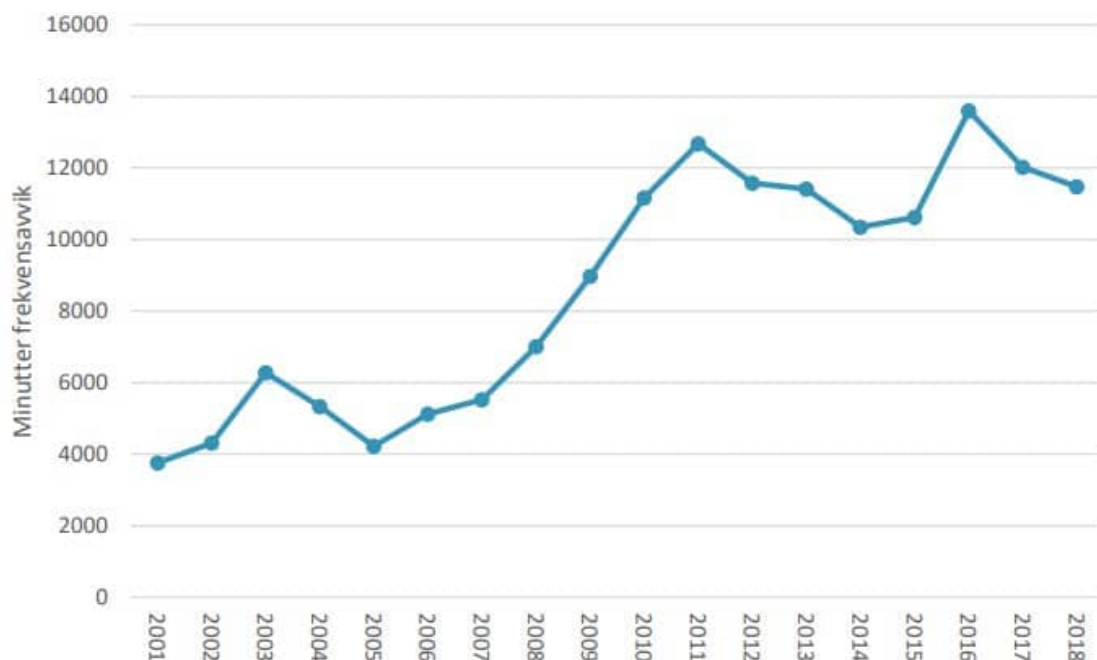
I kraftsystemet må det til enhver tid være balanse mellom produksjon, forbruk og netto eksport/import. Det må alltid mates inn like mye effekt som det tas ut. Systemets frekvens er et mål for denne balansen, og gir informasjon om avvik mellom produksjon, forbruk og netto eksport/import ut og inn av systemet. Ved mer produksjon og import enn forbruk og eksport, stiger frekvensen, og omvendt. I henhold til nordisk systemdriftsavtale skal frekvensen i det nordiske kraftsystemet normalt holdes innenfor $50 \pm 0,1$ Hz.

Frekvensavvik fører til mekaniske belastninger på generator- og turbinakslinger. Dette kan føre til skader på installasjonene, at elektriske klokker går feil, at elektriske motorer opererer med feil hastighet og at harmoniske filtre ikke har ønsket funksjonalitet. Videre øker frekvensavvik sannsynligheten for at mindre feil kan få større negative konsekvenser for driftsstabiliteten.

Systemansvarlig benytter i dag en lang rekke tiltak for å opprettholde den fysiske balansen i kraftsystemet og for å redusere tilfellene av frekvensavvik. Disse virkemidlene er blant annet anskaffelse av primærreserver, anskaffelse og aktivering av automatiske sekundærreserver, anskaffelse av regulerkraftreserver via regulerkraftopsjonsmarkedet, aktivering av regulerkraft, «*kvartersflytting*», «*produksjonsglattung*» og rampingrestriksjoner⁸ på utenlandsforbindelsene.

Tross en lang rekke tiltak fra systemansvarlig for å redusere tilfeller av frekvensavvik, observerer man i det nordiske kraftsystemet en negativ utvikling i frekvenskvaliteten. Særlig er utviklingen negativ rundt timeskiftene og i de periodene hvor flyten på utenlandsforbindelsene endres. Dette illustreres i Figur 8, som viser at antall minutter per år med frekvensavvik mer enn $\pm 0,1$ fra 50 HZ, har økt betydelig fra tidlig 2000 og frem til og med 2018.

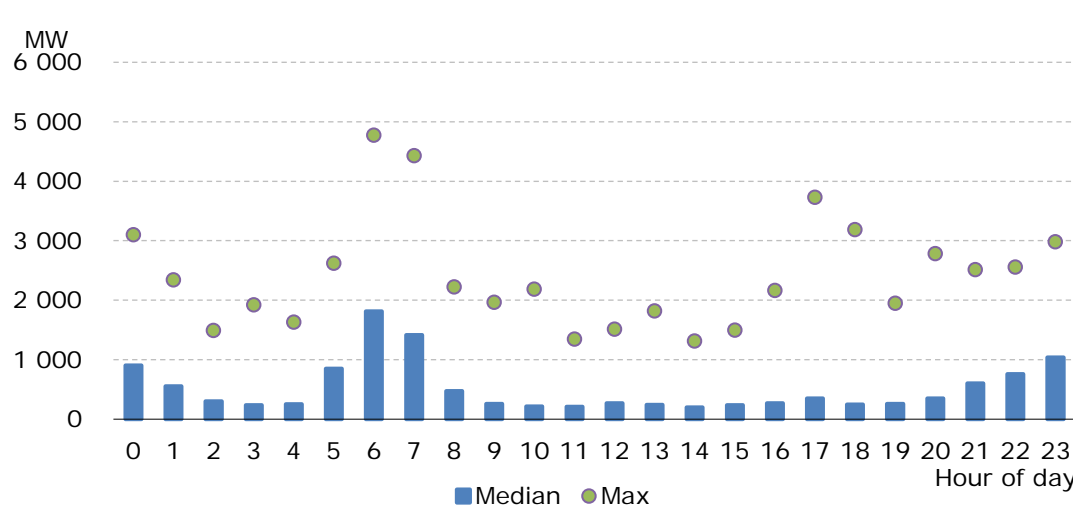
⁸ Rampingrestriksjoner: For å ivareta driftssikkerheten i det nordiske synkronområdet er det satt begrensninger på hvor raskt flyten på utenlandsforbindelsene kan endres.



Figur 8. Antall minutter utenfor frekvensbandet 49,9 – 50,1 Hz.

Kilde: [Driften av kraftsystemet 2018](#), NVE.

Figur 9 viser fordelingen av totale ubalanser i det nordiske synkronområdet i 2016, fordelt per time i døgnet. Som man kan se av denne er frekvensavvikene særlig store i morgentimene, både målt i median og maksimal ubalanse.

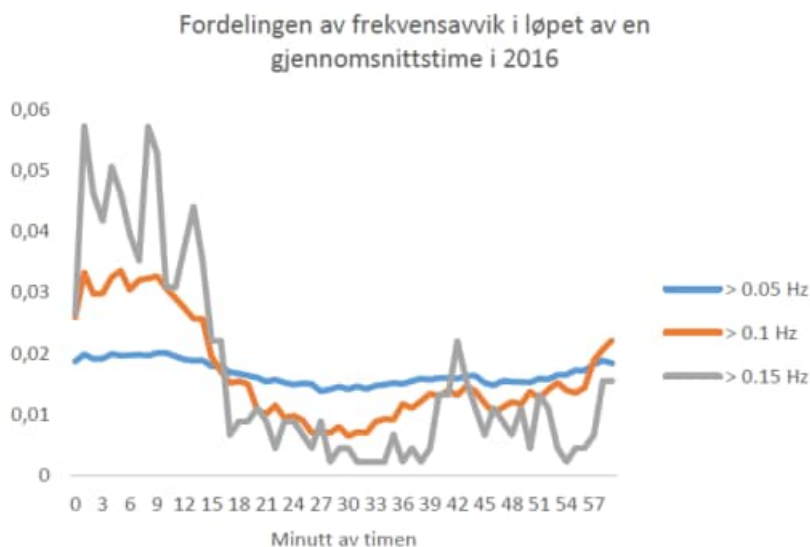


Figur 9. Fordeling av ubalanser over døgnet i det nordiske synkronområde 2016.

Kilde: E-Bridge og Copenhagen Economics (2017).

Dette skyldes blant annet at forbruket er sterkt økende i disse timene, noe som gjør at «hoppet» mellom hver time blir større. Samtidig skjer det større endringer i flyten på utenlandsforbindelsene i disse timene, for eksempel ved at Norge går fra en importsituasjon gjennom natten, til en eksportsituasjon gjennom dagen.

Figur 10 viser fordelingen av frekvensavvik i løpet av en gjennomsnittstime i 2016. Figuren viser at særlig de store frekvensavvikene, det vil si frekvensavvik større enn 0,1 Hz og 0,15 Hz, i stor grad skjer de første 15 minuttene av hver time.



Figur 10. Frekvensavvik fordelt over en gjennomsnittstime i 2016.

Kilde: Statnett, Forum for systemtjenester 2017.

Ved en overgang til 15 minutters balanseavregning, beregner E-Bridge og Copenhagen Economics (2017)⁹, at den gjennomsnittlige ubalansen rundt timeskift kan bli redusert med omkring 20 % i hvert av de nordiske landene. Finland og Norge ble beregnet til å få størst reduksjon i ubalansene, med 22 - 23 %, mens Sverige ville få en 18 % reduksjon og Danmark en reduksjon på 14 %.

Analysen viser også at de største reduksjonene i ubalanser vil skje i timene med de 25 % største ubalansene, der reduksjonen vil være på 32 %. Som beskrevet nærmere i avsnitt 2.2.2, vil dette typisk være timer med store endringer av flyt i utenlandsforbindelsene. Redusert frekvensavvik i disse timene vil kunne bedre driftssikkerheten, og dermed tilrettelegge for høyere rampinghastighet¹⁰ enn hva som ellers ville vært forsvarlig.

2.2.2 Mer effektiv kraftutveksling

Per i dag har det nordiske synkronområdet en utvekslingskapasitet mot tilgrensende synkronområder på omkring 8000 MW. Det er forventet at utvekslingskapasiteten vil øke de nærmeste årene.

Økt utvekslingskapasitet kan bidra til større og hyppigere endringer i den fysiske kraftflyten inn og ut av det nordiske synkronområdet. For å sikre den fysiske kraftbalansen, vil det være nødvendig å tilpasse produksjon og forbruk til dette utvekslingsmønsteret. For å kunne

⁹ [Finer time resolution in Nordic power markets: A Cost Benefit Analysis, E-Bridge og Copenhagen Economics \(2017\)](#)

¹⁰ Rampinghastighet: Endringshastigheten for aktiv effekt i en kraftproduksjonsenhet, et forbruksanlegg eller et HVDC-system.

oppretholde driftssikkerheten også ved større flytendringer er det derfor viktig at systemansvarlig har tilstrekkelige muligheter til å gjøre slike tilpasninger.

Dagens rampingrestriksjoner på HVDC-forbindelsene¹¹ til og fra det nordiske synkronområdet, angir den maksimalt tillatte endringshastigheten på kraftflyten per time. I dag tillates en endringstakt på maksimalt 600 MWh per time. Rampingrestriksjonene er fastsatt ut fra et mål om å sikre at endringen i den fysiske utvekslingen inn og ut av Norden ikke blir for stor, gitt dagens tidsoppløsning i markedsløsningene og planprosessene. Dagens tidsoppløsning på 60 minutter i markedene innebærer at endring av kraftflyten på HVDC-forbindelsene skjer i løpet av 20 minutter, med 10 minutter på hver side av timeskift. Dette er for å unngå at store flytendringer bidrar til økte ubalanser i kraftsystemet.

Det er viktig at det gjøres nye tiltak for å forbedre driftssikkerheten og unngå behov for å redusere den maksimale endringshastigheten på HVDC-forbindelsene. Tabellen under viser hvor mange timer det vil ta å snu flyten på en forbindelse med installert utvekslingskapasitet på 1400 MW under ulike rampingrestriksjoner, fra en situasjon med full import til en situasjon med full eksport.

Tabell 1. Tid for endring fra full eksport til full import, gitt ulike rampingrestriksjoner.

Kilde: RME.

Rampingrestriksjon (MWh/h)	Antall timer fra full import til full eksport
1400	2,0
1200	2,3
1000	2,8
800	3,5
600	4,7
400	7,0
200	14,0

Med dagens rampinghastighet på 600 MWh per time, vil det ta nær fem timer å snu flyten på en forbindelse med kapasitet på 1400 MW fra maksimal eksport til maksimal import, og omvendt. Dersom rampinghastigheten reduseres til 400 MWh per time, vil det ta syv timer å snu flyten fra maksimal eksport til maksimal import. Konsekvensen vil være at den potensielle overføringskapasiteten ikke utnyttes optimalt, noe som vil medføre samfunnsøkonomiske tap.

Finere tidsoppløsning i balanseavregningen og markedsløsningene vil kunne tilrettelegge for at endringer i utvekslingen over HVDC-forbindelsene i større grad korresponderer med endringer i produksjon og forbruk. Dette vil kunne muliggjøre større flytendringer fra time til time på HVDC-forbindelsene, uten at det oppstår store ubalanser i kraftsystemet. Videre vil 15 minutters tidsoppløsning på HVDC-forbindelsene muliggjøre at kraftflyten endres kontinuerlig gjennom hele timen, i stedet for i 10 minutter før og etter timeskift, slik det gjøres i dag. På denne måten vil overføringskapasiteten kunne utnyttes bedre, noe som vil gi en samfunnsøkonomisk gevinst. Innføring av 15 minutters tidsoppløsning i balanseavregningen og markedene er derfor en viktig brikke for en effektiv og sikker kraftutveksling.

¹¹Høyspent likestrømsoverføring (HVDC) brukes til overføring av kraft over svært lange avstander.

2.2.3 Bedre tilrettelegging for fleksibilitet

Mer variabel kraftproduksjon fra eksempelvis vind og sol, gir økt behov for fleksibilitet i form av regulerbar kraftproduksjon, lagring eller fleksibelt forbruk. Det økte behovet for fleksibilitet kan gi nye muligheter for norske markedsaktører. Innføring av 15 minutters tidsoppløsning kan bidra til å tilrettelegge for fleksibel produksjon og forbruk.

I Norge består 75 % av produksjonskapasiteten av regulerbare vannkraftverk som kan justere opp og ned raskt etter behov. Ved innføring av 15 minutters tidsoppløsning i markedene vil markedsaktørene måtte legge inn bud per 15 minutter. Dette vil stille større krav til fleksibilitet i markedene, noe som vil kunne gi økt verdi for norsk regulerbar kraftproduksjon.

Med en overgang fra 60 til 15 minutters tidsoppløsning i markedene, antas det også at barrierene for markedsdeltagelse vil reduseres. Dette gjelder spesielt for visse typer forbrukerfleksibilitet, for eksempel prosesser knyttet til kjøling eller varme. Årsaken til dette er at kostnadene ved utkobling ofte kan være stigende med hensyn til tid. For eksempel kan man anta at kostnaden ved å redusere effektuttaket i 15 minutter for oppvarming, under en kald vinterdag, er lavere enn ved å redusere effektuttaket i 60 minutter. En reduksjon av tidsoppløsningen vil dermed kunne redusere barrierer for markedsdeltagelse, og gi økt tilbud av fleksibilitet til en lavere kostnad.

2.3 Nordisk koordinering er hensiktsmessig

De nordiske reguleringsmyndighetene mener det er hensiktsmessig med en koordinert nordisk innføring av 15 minutters tidsoppløsning i både balanseavregningen, balansemarkedene og intradagmarkedet, og er i tett dialog for å finne en felles nordisk løsning.¹² En overgang til 15 minutters tidsoppløsning inngår også som et hovedelement i de nordiske TSOenes planlagte «*Nordic Balancing Model*» (NBM).¹³

De nordiske TSOene har vist til at det er store fordeler med å innføre 15 minutters tidsoppløsning på en koordinert måte i Norden. Det har over lengre tid vært en ambisjon om å innføre dette koordinert i Norden fra fjerde kvartal 2020. Dette tidspunktet korresponderer med kravet i EUs forordning om balansering av kraftsystemet (EB GL) om innføring av 15 minutters balanseavregning innen 18. desember 2020, som beskrevet nærmere i kapittel 2.3.1.¹⁴ De nordiske TSOene har imidlertid konkludert med at dette, etter deres vurdering, er en for ambisiøs tidsfrist. I henhold til revidert tidsplan for innføring av «*Nordic Balancing Model*», som ble publisert 14. november 2019, skisseres andre kvartal 2023 som målsetningen.¹⁵ Statnett har bedt om innspill fra norske markedsaktører på konsekvenser av en slik tidsplan.¹⁶

Avsnittene under redegjør for fordelene med en koordinert nordisk innføring av 15 minutters tidsoppløsning i balanseavregningen, i balansemarkedene og i intradagmarkedet.

¹² [Nyhetssak fra NordREG, 19. desember 2018.](#)

¹³ Mer informasjon om de nordiske TSOenes planer er tilgjengelig [her](#).

¹⁴ Etter EB GL artikkel 53 nr. 1 er fristen tre år etter at kommisjonsforordningen trer i kraft. EB GL trådte i kraft 18. desember 2017. Gjennomføringsfristen for 15 minutters balanseavregning er derfor 18. desember 2020.

¹⁵ [Nyhetssak på Statnetts hjemmesider 14. november 2019.](#)

¹⁶ [Høring på Statnetts hjemmesider 31. mars 2020](#) (med frist 16. april).

2.3.1 Felles europeisk regelverk

Electricity Balancing Guideline (EB GL)¹⁷, ble gjeldende i EU fra og med 18. desember 2017. Dette regelverket stiller krav om opprettelse av felles europeiske handelsplattformer for balanseenergi. Videre stilles det krav om at EUs medlemsland skal innføre en balanseavregningsperiode på 15 minutter innen utgangen av 2020, med mindre reguleringsmyndighetene nasjonalt beslutter å utsette innføringen. En utsettelse kan senest være frem til 1. januar 2025, og en eventuell beslutning om å utsette innføringen må være begrunnet ut fra blant annet effektivitetshensyn og praktisk gjennomførbarhet.

Kravet i EB GL om å harmonisere balanseavregningsperioden til 15 minutter, har sammenheng med opprettelse av de felles europeiske handelsplattformene for utveksling av balanseenergi. Disse handelsplattformene vil ha en markedstidsoppløsning på 15 minutter, som igjen vil korrespondere med en harmonisert balanseavregningsperiode på 15 minutter. Lik tidsoppløsning for markedet og balanseavregningen, er en forutsetning for effektive prissignaler og korrekte insentiver til balanseansvarlige og leverandører av balansetjenester.

Selv om Norge per i dag ikke er rettslig forpliktet til å følge kravene i EB GL, er de andre nordiske landene bundet av den nevnte kommisjonsforordningen, og må endre tidsoppløsningen til 15 minutter. Ved en gjennomføring av EUs kommisjonsforordninger i norsk rett, som en del av EUs tredje energimarkedspakke, vil kravene også bli gjeldende i Norge. RME mener at det er hensiktsmessig å arbeide for en koordinert nordisk innføring av 15 minutters balanseavregning.

2.3.2 Felles europeiske markedsløsninger

Norge er i dag en del av et felles europeisk kraftmarked. Så langt er både døgnmarkedet og intradagmarkedet integrert på europeisk nivå, slik at norske aktører har markedstilgang i hele Europa. Balansemarkedene er foreløpig kun integrert på nordisk nivå.

I fremtiden skal det settes i drift felles europeiske handelsplattformer for utveksling av balanseenergi. Intensjonen med å opprette felles europeiske balansemarkeder, slik man allerede har i døgnmarkedet og i intradag, er å tilrettelegge for at de europeiske kraftsystemene balanseres på en mer effektiv måte enn om hvert enkelt nasjonale kraftsystem ble driftet isolert. Gjennom felles europeiske handelsplattformer vil det blant annet tilrettelegges for utnyttelse av komparative fortrinn, skjerpet konkurranse mellom leverandører av balansetjenester, og muligheter for å utligne fysiske ubalanser som går hver sin vei.

Som nevnt i kapittel 2.3.1, vil de felles europeiske handelsplattformene ha en markedstidsoppløsning på 15 minutter. En overgang til 15 minutters balanseavregning og tidsoppløsning i Norden er derfor en viktig brikke for å kunne tilslutte seg disse handelsplattformene når de er på plass.

2.3.3 Felles nordisk balanseavregning

Balanseavregningen i Norge er i dag harmonisert med balanseavregningen i Sverige og Finland, og utføres via selskapet eSett Oy, som eies av Statnett, Svenska Kraftnät og Fingrid. 14. mai 2019 signerte også Energinet en avtale med de andre nordiske TSOene om å bli en del av eSett Oy, som innebærer at balanseavregningen etter hvert blir felles for hele Norden.¹⁸

¹⁷ [COMMISSION REGULATION \(EU\) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing](#)

¹⁸ [eSett nyhetssak 14. mai 2019.](#)

Ved en koordinert og felles innføring av 15 minutters balanseavregning i Norden, vil man potensielt kunne unngå at eSett må håndtere balanseavregninger både per 15 minutter og 60 minutter i parallell. En parallell løsning for både 15 minutter og 60 minutter antas å ville kreve mer IKT-utvikling, og bidra til økte kostnader, sammenlignet med en koordinert innføring.

2.3.4 Felles nordiske balansemarkeder og driftsprosesser

Balansemerkene er i dag integrert på nordisk nivå, og benyttes til å balansere det nordiske kraftsystemet. At man har felles balansemarkeder bidrar til at det nordiske kraftsystemet balanseres mer effektivt enn om hvert lands kraftsystem balanseres for seg selv.

Dersom balanseavregningsperioden skulle endres på en ukoordinert måte i de nordiske landene, for eksempel ved at to av landene har en tidsoppløsning per 15 minutter, mens to av landene har en tidsoppløsning på 60 minutter, vil dette kunne påvirke den samlede effektiviteten i balanseringen av det nordiske systemet, som følge av at markedsaktørene i de nordiske landene må forholde seg til ulike prissignaler og insentiver.

Videre har TSOene pekt på at en overgang til 15 minutters tidsoppløsning forutsetter en større grad av automatisering av plan-, markeds- og driftsprosesser, og at det vil være en stor fordel å gjennomføre dette samtidig og koordinert i Norden.

3 Forslag til innføring av 15 minutters balanseavregning

I dette kapittelet beskriver vi vårt forslag til hvordan 15 minutters balanseavregning kan innføres i Norge. RME foreslår at det i første omgang kun skal innhentes og oversendes måleverdier med 15 minutters oppløsning for et begrenset antall målepunkt. Vårt forslag er i tråd med anbefalingen fra en utredning gjennomført av Oslo Economics i 2018, etter oppdrag fra oss.¹⁹ Utredningen baserer seg på en samlet vurdering av kostnader, nytte og praktisk gjennomførbarhet av en tidsoppløsning på 15 minutter i balanseavregningen.

Selv om vårt forslag kun omfatter et begrenset antall målepunkt, utelukker vi ikke at det i fremtiden kan bli aktuelt å utvide omfanget av målepunkt som omfattes av kravet til 15 minutters balanseavregning.

3.1 Innsamling og oversendelse av måleverdier med registreringsfrekvens på 15 minutter

Hvilke målepunkt innføringen av 15 minutters balanseavregning skal omfatte, har betydning for hvilke tilpasninger som er nødvendig og omfanget av aktører som blir berørt. Vi foreslår at det i første omgang kun skal innhentes og oversendes måleverdier med 15 minutters oppløsning for et begrenset antall målepunkt.

Det foreslås en *plikt* for nettselskapene til å kunne innhente og oversende måleverdier med en registreringsfrekvens per 15 minutter for målepunkt tilknyttet:

- all innmating, unntatt plusskunder

¹⁹ [Rapport nr 101-2018, Praktisk innføring av 15 minutters avregningsperiode i kraftmarkedet, Oslo Economics](#)

- alt uttak i høyspenningsanlegg og
- all utveksling mellom nettområder, inkludert utveksling mot utlandet.

Det foreslås en *mulighet* for nettselskapene til å kunne innhente og oversende måleverdier med en registreringsfrekvens per 15 minutter for målepunkt tilknyttet:

- lavspenningsanlegg, for næringskunder som er sluttbrukere, inkludert næringskunder som er plusskunder.

Med «*høyspenningsanlegg*» menes anlegg med spenning som normalt er lik eller over 1000 volt vekselstrøm. Med «*lavspenningsanlegg*» menes anlegg med spenning normalt under 1000 volt vekselstrøm.

Med «*næringskunder*» menes i denne sammenheng kunder som ikke omfattes av avregningsforskriftens definisjon av «*forbruker*». I avregningsforskriften § 1-3 defineres forbruker som en «*fysisk person som får levert elektrisk energi og nettjeneste til målepunkt registrert kun på vedkommende, og som ikke hovedsakelig handler som ledd i næringsvirksomhet*».

Med «*sluttbruker*» menes i denne sammenheng kunder som kjøper elektrisk energi, men som ikke selger den videre.²⁰ Begrepet omfatter dermed vanlige forbrukere og næringskunder. Begrepet omfatter også plusskunder. For målepunkt for sluttbrukere i lavspenningsanlegg som er forbrukere, videreføres dagens praksis. Det samme gjelder for forbrukere som er plusskunder. Dette innebærer at nettselskapene for disse målepunktene fortsatt skal innhente og oversende måleverdier per time, eller målerstander dersom anlegget har manuell avlesning.

Det kan være målepunkt for uttak i lavspenningsanlegg hvor en aktør også selger energi, men ikke faller inn under definisjonen av plusskunde.²¹ Dette kan være meget små pumpekraftanlegg eller noen former for batterianlegg. I slike tilfeller mener vi målepunktet bør behandles på samme måte som målepunkt for uttak i høyspenningsanlegg, utveksling mellom nettområder og innmating.

3.1.1 Begrunnelse for å avgrense plikten

I rapporten fra Oslo Economics (2018) vurderes fire ulike løsninger for gjennomføring av 15 minutters tidsoppløsning i balanseavregningen. De alternative forslagene tar utgangspunkt i at et ulikt antall målepunkt skal kunne registrere og oversende måleverdier med en registreringsfrekvens på 15 minutter. Basert på en samlet vurdering av kostnader, nytte og praktisk gjennomførbarhet, mener RME at det er mest hensiktsmessig med en løsning der kun et mindretall av eksisterende målepunkt berøres. Ved en slik løsning begrenses omfanget av elektrisitetsmålere som må skiftes eller stilles om, samtidig som en volummessig stor andel av kraftsystemet dekkes. Det innebærer at en betydelig andel av nytten av finere tidsoppløsning kan realiseres.

²⁰ I avregningsforskriften § 1-3 defineres sluttbruker som «*kjøper av elektrisk energi som ikke selger denne videre*.»

²¹ I forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer av 11. mars 1999 nr. 302 (forskrift om kontroll av nettvirksomhet) § 1-3 definerer plusskunde som «*[s]luttbruker med forbruk og produksjon bak tilknytningspunkt, hvor innmatet effekt i tilknytningspunktet ikke på noe tidspunkt overstiger 100 kW. En plusskunde kan ikke ha konsesjonspliktig anlegg bak eget tilknytningspunkt eller omsetning bak tilknytningspunktet som krever omsetningskonsesjon*.»

Dersom plikten til å oversende måleverdier med registreringsfrekvens per 15 minutter også hadde vært rettet mot målepunkt tilknyttet sluttbrukere i lavspenningsanlegg, ville det for enkelte nettselskap være behov for ytterligere og betydelige tilpasninger. Dette har sin bakgrunn i at AMS-målere på lavere spenningsnivåer, som gjerne ble installert som en del av «AMS-utrullingen», ofte er tilknyttet andre IT-systemer enn AMS-målere på høyspenningsnivå. Ved å unnta målepunkt tilknyttet sluttbrukere i lavspenningsanlegg fra plikt om oversendelse av 15 minutters verdier til avregningsansvarlig, kan omfanget av nødvendige tilpasninger for nettselskapene reduseres.

Videre er antall elektrisitetsmålere for sluttbrukere i lavspenningsanlegg svært høyt sammenliknet med antall elektrisitetsmålere for utveksling, innmating og uttak i høyspenningsanlegg. En plikt for nettselskapene til å omstille elektrisitetsmålere for sluttbrukere på lavspenningsnivå, vil derfor kunne bidra til å øke kostnadene betydelig, og være praktisk krevende å gjennomføre innenfor de foreslåtte fristene. Med en slik løsning må Elhub også gjøre tilpasninger for å kunne håndtere større datamengder, noe som ville bidratt til å øke kostnadene ytterligere.

3.1.2 Begrunnelse for å åpne opp for at nettselskaper kan innhente og oversende måleverdier av næringskunder per 15 minutter

Plikten til å innhente og oversende måleverdier per 15 minutter, avgrenses til å gjelde et begrenset antall målepunkt. RME vurderer likevel å åpne for at nettselskapene på frivillig grunnlag kan innhente og oversende måleverdier per 15 minutter for målepunkt hos sluttbrukere som er næringskunder, inkludert næringskunder som er plusskunder, med uttak i lavspenningsanlegg.

Begrunnelsen er at RME mener dette kan realisere en tilleggsnytte for nettselskapene ut fra lokale nettbehov. Dette kan for eksempel gjelde anlegg med høyt effektuttak som varierer innad i timen. RME mener det er hensiktsmessig at nettselskapene selv vurderer om det skal innhentes og oversendes måleverdier med en registreringsfrekvens per 15 minutter for disse typene anlegg, gitt de lokale behovene det enkelte nettselskapet står overfor og de tekniske mulighetene det har til å innhente og oversende måleverdier per 15 minutter.

RME foreslår samtidig å avgrense muligheten til å innhente og oversende måleverdier med en registreringsfrekvens per 15 minutter til kun å gjelde sluttbrukere i lavspenningsanlegg som er næringskunder, inkludert næringskunder som er plusskunder. Det betyr at nettselskapene ikke vil få adgang til å innhente måleverdier med en registreringsfrekvens på 15 minutter for forbrukere.

Det er flere hensyn som taler for en slik løsning. For det første mener RME at en betydelig andel av den forventede økte nytten, trolig realiseres ved å åpne muligheten for næringskunder. Disse anleggene representerer gjerne både større effekt og større volum enn anlegg for forbrukere. For det andre mener RME at det er viktig å etablere en klar ramme for hva Elhub i første omgang må være i stand til å motta og behandle med en tidsoppløsning på 15 minutter. For det tredje mener RME det kan være behov for en mer detaljert kost/nytte-vurdering og utredning av problemstillinger knyttet til personvern, før det eventuelt på et senere tidspunkt åpnes for eller stilles krav om at også privatpersoner skal avregnes basert på målte verdier med oppløsning på 15 minutter.

3.2 Øvrige endringer

Innføring av 15 minutters tidsoppløsning i balanseavregningen åpner opp for flere andre nødvendige og mulige endringer som ikke er en del av denne konsepthøringen. RME vil komme tilbake på et senere tidspunkt med konkrete forslag om hvordan og når disse endringene skal gjøres. I det følgende redegjøres det kort for enkelte av disse endringene.

3.2.1 Elhubs mottak og behandling av måleverdier

Vårt konseptforslag innebærer at Elhub forpliktes til å motta måleverdier med en tidsoppløsning per 15 minutter for alle målepunkt omfattet av den foreslåtte løsningen. For øvrige målepunkt vil Elhub motta måleverdier med en tidsoppløsning per 60 minutter, eller motta målestander og periodevolum for manuelt avleste målepunkt.

For de målepunkt som Elhub ikke mottar måleverdier per 15 minutter for, må det utvikles en beregningsmetode for å estimere innmating og/eller uttak på 15 minutters nivå. Hvis Elhub skal utvikle en slik løsning, må Elhub oversende avregningsgrunnlaget med en tidsoppløsning på 15 minutter til den felles nordiske balanseavregningen.

3.2.2 Endringer i den felles nordiske balanseavregningen

Balanseavregningen for Norge utføres i dag i et felleskap med Sverige og Finland, via selskapet eSett Oy. I fjerde kvartal 2020 vil også Danmark slutte seg til dette samarbeidet. Ved innføring av 15 minutters balanseavregning, må systemene for utførelsen av balanseavregningen endres til å kunne håndtere en slik tidsoppløsning. Som redegjort for i kapittel 2, vil det av både driftsmessige, tekniske og økonomiske årsaker være en fordel om innføringen av 15 minutters balanseavregning innføres på en koordinert måte for de nordiske landene.

3.2.3 Balansemarkedene

Statnett og de nordiske TSOene har uttalt at det vil være hensiktsmessig med en samtidig endring av tidsoppløsningene i både balanseavregningen, balansemarkedene og intradagmarkedet, i kombinasjon med automatisering av enkelte driftsprosesser. Dette vil innebære en tidsoppløsning per 15 minutter for både budgivning, aktiveringer og prissetting. Mer informasjon om dette finnes blant annet i det oppdaterte veikartet for «*Nordic Balancing Model*».²²

Videre er det forventet at de felles europeiske handelsplattformene for balanseenergi for automatiske sekundærreserver (aFRR) og manuelle sekundærreserver (mFRR), vil ha en tidsoppløsning på 15 minutter eller mindre. EB GL stiller krav om at de nordiske TSOene knytter seg til disse plattformene.

3.2.4 Intradagmarkedet

Når tidsoppløsningen i balanseavregningen endres til 15 minutter, vil de balanseansvarlige ha behov for å handle energiprodukter per 15 minutter. Dette er nødvendig for å sikre at handelsposisjonene fra døgnet, som har en tidsoppløsning på 60 minutter, blir balansert per 15 minutter i tråd med forventet uttak eller innmating.

Handel med energiprodukter per 15 minutter kan gjøres i det organiserte intradagmarkedet, alternativt via bilaterale handler. RME mener det er hensiktsmessig at det ved innføring av 15

²² [Statnett nyhetssak 14. november 2019](#)

minutters tidsoppløsning i balanseavregningen også innføres en tidsoppløsning i intradagmarkedet på 15 minutter, for å sikre at det også er en organisert handelsløsning som tilbyr dette. Intradagmarkedet reguleres i dag av felles europeiske regler, og det felles europeiske markedssystemet for intradag, kalt XBID, er kompatibelt med en overgang til 15 minutter, selv om det per i dag handles med timesprodukter.

Innføringen av 15 minutters tidsoppløsning i intradagmarkedet omtales ikke i nærmere detalj i dette høringsdokumentet.

3.2.5 Produksjonsplaner

Når tidsoppløsningen i balanseavregningen endres til 15 minutter, antar RME at alle konsesjonærer må oversende nye og oppdaterte produksjonsplaner med 15 minutters oppløsning. Systemansvarlig stiller allerede i dag krav om at all fleksibel kraftproduksjon skal sende produksjonsplaner med 15 minutters oppløsning, når summen av produksjonsendringer over ett timeskift, per konsesjonær per elspotområde, er større eller lik 200 MW. Produksjonsplanen må utarbeides i henhold til Statnetts gjeldende krav til kvartersplaner.

Innføringen av endret tidsoppløsning i produksjonsplaner omtales ikke i nærmere detalj i dette høringsdokumentet, men vil eventuelt følges opp av Statnett som systemansvarlig på et senere tidspunkt. I forkant av innføringen, må Statnett foreslå endringer i sine retningslinjer for utøvelse av systemansvaret, i tråd med hjemler og prosedyrer i henhold til forskrift om systemansvaret.²³

3.3 Tidsplan for en stegvis innføring

En endring av tidsoppløsning i balanseavregningen fra 60 minutter til 15 minutter, vil kreve tilrettelegging og tekniske tilpasninger gjennom hele måleverdikjeden. For å sikre en smidig og robust prosess, mener vi at det er nødvendig å etablere en tidsplan med enkelte steg, eller milepæler, fram mot overgangen til 15 minutters tidsoppløsning i balanseavregningen. En stegvis innføring vil blant annet legge til rette for at nettselskapene og Elhub kan verifisere at innsamlings- og oversendelsessystemene opererer i tråd med relevante krav. Med bakgrunn i dette, og i tråd med ønsket om en koordinert nordisk innføring som beskrevet nærmere i kapittel 2.3, foreslår vi følgende stegvise innføring og tidsplan fram mot overgangen til 15 minutters tidsoppløsning i balanseavregningen:

- Nye funksjonskrav for AMS i målepunkt for uttak i høyspenningsanlegg, utveksling mellom nettområder og innmating gjeldende fra **1. juli 2022**.
- Nettselskapene skal starte å oversende måleverdier med en tidsoppløsning per 15 minutter til Elhub **senest seks måneder før balanseavregningen endres til 15 minutter**.
- En overgang til 15 minutters tidsoppløsning i balanseavregningen innen **andre kvartal 2023**. Dette er i tråd med de nordiske systemoperatørenes veikart for innføring av «*Nordic Balancing Model*». Statnett har bedt om innspill fra norske markedsaktører på konsekvenser av en slik tidsplan²⁴.

²³ [Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet av 7. mai 2002 nr. 448.](#)

²⁴ [Høring på Statnetts hjemmesider 31. mars 2020](#) (med frist 16. april).

De ulike stegene og omfanget av de nye funksjonskravene er nærmere beskrevet i kapittel 3.1 og 3.2. I tillegg legger RME til grunn at Elhub vil etablere et testmiljø for rapportering av måleverdier med 15 minutters oppløsning. Slik kan nettselskapene og Elhub gjennomføre utstrakt testing i god tid før kravet til å innhente og oversende måleverdier begynner å gjelde.

4 Kostnads- og nyttevirkninger av å innføre 15 minutters balanseavregning

For å belyse konsekvensene av en innføring av 15 minutters tidsoppløsning i balanseavregningen, vurderer vi i dette kapitlet de samlede kostnads- og nyttevirkningene av den foreslåtte løsningen og tidspunkt for innføring. De økonomiske og administrative konsekvensene av de konkrete foreslåtte forskriftsendringene, redegjøres det særskilt for under kapittel 7 i del B.

Vurderingene i dette kapitlet er i hovedsak basert på to rapporter som vurderer kostnads- og nyttevirkninger sett fra et norsk og nordisk perspektiv. Fra et norsk perspektiv har Oslo Economics (2018)²⁵, på oppdrag fra RME, gjennomført en kvalitativ vurdering av konsekvensene av å innføre 15 minutters balanseavregning for norske aktører. Fra et nordisk perspektiv har E-Bridge og Copenhagen Economics (2017)²⁶, på oppdrag fra de nordiske TSOene, gjort en kartlegging av kostnads- og nyttevirkninger av finere tidsoppløsning i Norden.

4.1 Nyttvirkninger av å innføre 15 minutters balanseavregning

Som redegjort for i kapittel 2.2, vil innføring av 15 minutters tidsoppløsning i balanseavregningen og markedene gi betydelige nyttevirkninger for kraftsystemet. Eksempler på nyttevirkninger er reduserte strukturelle ubalanser, en mer effektiv systemdrift og en mer effektiv utnyttelse av utenlandsforbindelsene. De totale årlige nyttevirkningene av en overgang til finere tidsoppløsning, vil blant annet avhenge av hvordan, og på hvilket tidspunkt, man velger å gjennomføre en slik innføring.

4.1.1 Totale nyttevirkninger

Gjennom en helhetlig kartlegging kvantifiserer E-Bridge og Copenhagen Economics (2017) de totale årlige nyttevirkningene for Norden av å innføre 15 minutters tidsoppløsning i balanseavregningen og relevante markedsløsninger. Dette estimatet baserer seg på en kvantifisering av økt nytte i markedskoblingen, nytten av reduserte rampingrestriksjoner på utenlandsforbindelsene, og nytten av økt frekvenskvalitet. Ved en antatt innføring i 2022 estimerer de den årlige nytten til å være på rundt 20 millioner euro totalt for Norden. Merk at det er stor usikkerhet knyttet til estimatet.

²⁵ [Rapport nr 101-2018, Praktisk innføring av 15 minutters avregningsperiode i kraftmarkedet, Oslo Economics](#)

²⁶ [Finer time resolution in Nordic power markets: A Cost Benefit Analysis, E-Bridge og Copenhagen Economics \(2017\)](#)

Oslo Economics (2018) gjør en kvalitativ vurdering av den nasjonale nytten av ulike alternativer og omfang av innføring av 15 minutters avregning. For å kunne realisere den fulle nytten av en slik overgang, fastslår de at samtlige aktører ville måtte måles og gis prissignaler per 15 minutter. Likevel vurderer de merverdien av en slik løsning, sammenlignet med løsningen som er valgt i dette forslaget, til å være begrenset, gitt dagens situasjon. En stor del av den totale nytten vurderes til å kunne oppnås ved å begrense antall målepunkter til de som er omfattet av den foreslåtte løsningen. I fremtiden er det likevel mulig at mernytten av å utvide omfanget av målingen per 15 minutter, vil kunne øke ettersom ny teknologi og nye løsninger blir tilgjengelig.

4.1.2 Nyttevirkninger ved ulike tidspunkt for innføring

E-Bridge og Copenhagen Economics (2017) argumenterer for at nytten sammenlignet med de totale kostnadene av å innføre 15 minutters tidsoppløsning, vil avhenge av tidspunkt for innføring. Ved en tidlig innføring av finere tidsoppløsning vil man dra nytte av fordelene for kraftsystemet på et tidligere tidspunkt. På den annen side vil en tidlig innføring innebære at investeringer må gjøres på et tidligere tidspunkt, med økt risiko for ekstra kostnader knyttet til umodne eller utilgjengelige teknologier. Tilsvarende vil en utsettelse av innføring av finere tidsoppløsning innebære en senere realisering av nytten, men også redusert risiko for ekstra kostnader knyttet til umodne teknologier.

Konsekvensene av ulike tidspunkt for innføring vurderes også av Oslo Economics (2018). Etter deres vurdering vil den foreslåtte modellen tidligst kunne innføres 1,5 år etter at kravene blir vedtatt. De peker imidlertid på at dersom nettselskapene skal gis mulighet til å ta i bruk nyutviklede målere og innsamlingssystemer, så bør fristen tidligst settes til fjerde kvartal 2021. Disse vurderingene tok imidlertid utgangspunkt i at kravene ble vedtatt i løpet av første kvartal 2019.

Som tidligere nevnt, publiserte Statnett og de andre nordiske TSOene et oppdatert veikart for innføring av «*Nordic Balancing Model*» (NBM) den 14. november 2019. Dette veikartet foreslår en innføring av flere elementer av NBM, inkludert 15 minutters balanseavregning, innen andre kvartal 2023. Statnett har bedt om innspill fra norske markedsaktører på konsekvensene av en slik tidsplan.²⁷ Samlet sett vurderer RME det som sannsynlig at en 15 minutters tidsoppløsning i balanseavregningen, inkludert tilhørende endringer slik som skifte av elektrisitetsmålere, tilpasninger i innsamlingssystemer, avregningssystemer og markedssystemer, vil kunne innføres på en hensiktsmessig måte innen andre kvartal 2023. Som følge av dette mener RME det er hensiktsmessig at kravene vi foreslår for AMS under del B, skal gjelde fra 1. juli 2022. Les mer om ikrafttredelse i kapittel 6 under del B.

4.2 Kostnader og nødvendige tilpasninger for innføring av 15 minutters balanseavregning

For å kunne gjennomføre overgangen til 15 minutters balanseavregning vil det være behov for en rekke tekniske tilpasninger for berørte aktører. Det vil være nødvendig med omstilling og tilpasninger for elektrisitetsmålere og måleverdikjede hos både systemansvarlig og nettselskapene. De tre viktigste kostnadskategoriene på nordisk nivå identifiseres til å være kostnader knyttet til investeringskostnader for utskiftning av elektrisitetsmålere, konvertering av

²⁷ [Høring på Statnetts hjemmesider 31. mars 2020](#) (med frist 16. april).

IT- og datasystemer og kostnader knyttet til avregningsansvarliges håndtering av 15 minutters oppløsning i balanseavregningen.

4.2.1 Skifte og omstilling av elektrisitmålere

Skifte eller omstilling av elektrisitmålere til å registrere 15 minutters verdier estimeres til å være den nest største kostnadskategorien. Alle anlegg omfattet av den foreslåtte modellen må ha elektrisitmålere som har funksjonalitet til å registrere og oversende innmating eller uttak per 15 minutter. Dette gjelder hovedsakelig elektrisitmålere til måling av uttak av kraft i høyspenningsanlegg, utveksling av kraft mellom nettområder, og innmating. Oslo Economics, som etter oppdrag fra RME har vurdert alternativer for innføring av 15-minutters avregning, omtaler elektrisitmålere i slike målepunkt som presisjonsmålere.²⁸ Vi bruker derfor dette begrepet når vi omtaler relevante resultater fra Oslo Economics. Basert på en spørreundersøkelse for nettselskaper gjennomført av oss i 2018, samt informasjon fra Statnett, estimerer Oslo Economics det samlede antallet berørte presisjonsmålere til å være rundt 6000.

Oslo Economics estimerer videre at omkring 4700 (78 %) av presisjonsmålere allerede kan stilles om til å måle per 15 minutter, eller det foreligger planer om å bytte ut målerne. RME foreslår å tillate en registreringsfrekvens på mindre enn 15 minutter, så lenge måleverdiene kan summeres til 15 minutter. Dette innebærer at presisjonsmålere som registrerer på en finere tidsoppløsning, for eksempel per 5 minutter, må kunne oversende måleverdier til avregningsansvarlig aggregert til 15 minutter.

Berørte presisjonsmålere som i dag måler per 60 minutter, og som ikke har funksjonalitet til å stilles om til 15 minutter, må skiftes ut. Oslo Economics estimerer dette til å gjelde omkring 350 presisjonsmålere eid av Statnett, og 950 presisjonsmålere eid av øvrige nettselskap. Statnett har allerede planer om å skifte ut sine presisjonsmålere.

Fordelt på 122 nettselskaper²⁹, ekskludert Statnett, innebærer dette at hvert nettselskap i gjennomsnitt må bytte ut om lag åtte presisjonsmålere hver. Fordelingen er imidlertid ikke jevnt fordelt mellom nettselskapene. Enkelte nettselskap må derfor skifte ut flere presisjonsmålere, mens andre nettselskap trolig allerede har presisjonsmålere med den nødvendige funksjonaliteten.

Kostnader knyttet til skifte av presisjonsmålere kan deles inn i investeringskostnader, arbeidskostnader og eventuelle kostnader knyttet til avbrutt strømleveranse. Investerings- og arbeidskostnader vil påløpe ved alle målerskifter, mens avbrutt strømleveranse vil kun oppstå i sjeldne tilfeller. Kostnadene knyttet til skifte av presisjonsmålere estimeres av Oslo Economics til å være mellom 30 000 og 50 000 kroner per presisjonsmåler. Dette fører til en total kostnad for nettselskapene på mellom 28 og 48 millioner kroner.

Deler av kostnadene knyttet til utskiftning av presisjonsmålere kan anses som en kostnad knyttet til modernisering av målerparken, da deler av målerparken antakelig uansett må skiftes ut i relativt nær framtid grunnet høy alder. Kostnader knyttet til utskiftning av presisjonsmålere som direkte følger av innføringen av 15 minutters balanseavregning kan derfor være noe lavere enn

²⁸ Oslo Economics definisjon av «*presisjonsmålere*» avviker til viss grad fra definisjonen RME bruker når det omtales «*elektrisitmålere*» i resten av dokumentet: Presisjonsforbruksmålere er definert som målere direkte koblet til høyspenningsanlegg ($\geq 1000V$), utvekslingsmålere til måling av utveksling av kraft mellom nettavregningsområder og produksjonsmålere til måling av innmating av kraft på nettet.

²⁹ Tall per 31.12.2018.

estimatet over. Videre ligger det en usikkerhet i om flere presisjonsmålere enn de estimerte 1300 målerne vil byttes ut. Noen nettselskap har parallelle innsamlingssystemer for ulike typer målere, og det kan ikke utelukkes at noen av disse selskapene vil benytte muligheten til å flytte alle presisjonsmålere over på ett og samme innsamlingssystem, og/eller over på samme innsamlingssystem som AMS-målerne for sluttbrukere i lavspenningsanlegg. I så fall vil totalt antall presisjonsmålere som må byttes ut være høyere enn estimatet over.

4.2.2 IT- og datakostnader

IT- og datakostnader estimeres til å være den største kostnadsfaktoren ved en innføring av 15 minutters tidsoppløsning. Disse kostnadene inkluderer blant annet utvikling av ny programvare og økt datalagringskapasitet for å håndtere data med finere oppløsning. I tillegg må TSOenes IT-systemer tilpasses til å kunne håndtere 15 minutters data for blant annet balanseavregningen og grensekryssende krafthandel. Kostnadene vil fordele seg over TSOene, nettselskapene, balanseansvarlige, produsenter og andre markedsaktører i Norden. Selv om kostnadene i all hovedsak vil være begrenset for hver enkelt aktør, vil summen av kostnader på aggregert nivå være betydelig, grunnet det store antallet berørte aktører.

I tillegg til å omstille og skifte ut presisjonsmålere til å kunne registrere 15 minutters verdier, må nettselskapene oppgradere resten av måleverdikjeden til å kunne sende måleverdier per 15 minutter, altså fire måleverdier per time. Dette innebærer å kommunisere skifte av måleperiode, å utvide kommunikasjonskapasiteten, å utvide lagrings- og databehandlingskapasiteten for alle presisjonsmålerne, samt å omstille nettselskapenes systemer til å kunne håndtere 15 minutters verdier. RMEs forslag, der det i hovedsak er elektrisitetsmålere tilknyttet høyspenningsanlegg som skal oversende verdier per 15 minutter, bidrar til å holde kostnadene lavere enn hva som ville vært tilfelle dersom man valgte en modell som omfattet et høyere antall elektrisitetsmålere.

Ifølge Oslo Economics kan de fleste av presisjonsmålerne som må stilles om, fjernprogrammeres til å registrere 15 minutters verdier. Dersom nettselskapet ikke får kontakt med noen av presisjonsmålerne må de imidlertid iverksette tiltak for å forsterke kommunikasjonen, eller stille om presisjonsmålerne manuelt. I dag er kommunikasjonssystemene til mange presisjonsmålere optimert for å håndtere én verdi i timen. Ved en overgang til å måle fire ganger i timen kan det være behov for at nettselskapene må øke kommunikasjonskapasiteten og kapasiteten til lagring og behandling av måledata.

Nettselskapene må også stille om sine innsamlingssystemer, måleverdisystemer og kundeinformasjonssystemer (KIS) til å kunne håndtere måleverdier på både 60 og 15 minutter. Mange nettselskaper har i dag egne innsamlingssystemer for presisjonsmålere, slik at det kun vil være nødvendig å gjøre tilpasninger for dette. Noen nettselskaper kan ønske å erstatte flere innsamlingssystemer med ett felles system som kan håndtere måleverdier på både 60 og 15 minutter. De fleste måleverdisystemer har ifølge Oslo Economics allerede funksjonalitet til å håndtere både 60 og 15 minutters verdier, men en innføring av 15 minutters måling for deler av målerstanden vil gi behov for en testperiode for å håndtere denne overgangen.

For kundeinformasjonssystemene kan en overgang til 15 minutters avregningsperiode medføre behov for å gjøre endringer i hvordan fakturaunderlaget beregnes og presenteres for nettkundene. Siden dette kun vil gjelde få berørte kunder vil det trolig være mulig å lage forenklede, tilpassede KIS-løsninger for disse.

4.2.3 Tilpasninger av avregningssystemet og -prosesser

Ved en overgang til 15 minutters avregningsperiode vil de balanseansvarlige stå finansielt ansvarlig for ubalanser med en registeringsfrekvens per 15 minutter. Dette innebærer at markeds- og avregningssystemer må tilpasses til å håndtere mottak, oversendelse og behandling av verdier med en tidsopløsning også på 15 minutter.

E-Bridge og Copenhagen Economics (2017) estimerer at disse kostnadene er betydelig lavere enn investeringskostnadene for utskiftning av elektrisitetsmålere og konverteringen av IT- og datasystemer. Kostnadene blir også i mindre omfang påvirket av tidspunktet for innføring.

4.3 Øvrige kostnader og tilpasninger for innføring av 15 minutters balanseavregning

Videre forventer RME at det vil være behov for ytterligere tilpasninger, for eksempel i Elhub og hos systemansvarlig. Rapportene fra Oslo Economics (2018) og E-Bridge og Copenhagen Economics (2017) omfatter ikke en vurdering av disse konsekvensene, og eventuelle kostnader ved slike tilpasninger. Det kan derfor bli behov for en nærmere undersøkelse av disse effektene på et senere tidspunkt.

I de neste avsnittene oppsummeres konsekvensene som RME har identifisert for ulike aktører, og kostnadskategorier ved innføring av 15 minutters balanseavregning.

4.3.1 Tilpasninger av Elhub

Elhub er i dag dimensjonert for å håndtere måleverdier på 60 minutter, og må derfor tilpasses til å kunne håndtere både 60 og 15 minutters verdier parallelt. I tillegg vil lagrings- og databehandlingsbehovet øke til fire ganger så mye som i dag for målepunktene som skal registreres per 15 minutter. Da den foreslåtte modellen kun gjelder for et begrenset antall målepunkter, vil det være begrensede kostnader knyttet til økt behov for lagring og databehandling.

En overgang til 15 minutters balanseavregning innebærer at samtlige målepunkter skal avregnes per kvarter. Målepunkter som skal fortsette å sende inn måleverdier på 60 minutter må derfor avregnes basert på en profilering av 60 minutters verdier til 15 minutters verdier. Denne profileringen skal gjøres i Elhub, som må utvikle en funksjon for denne profileringen.

4.3.2 Sluttbrukere

For de fleste sluttbrukere med uttak i anlegg på lavere spenningsnivåer, vil den foreslåtte konseptmodellen ikke innebære direkte endringer, som følge av at nettselskapet fortsatt skal innhente og oversende måleverdier per 60 minutter for disse målepunktene.

Vi foreslår å gi nettselskapene frihet til å velge om det også skal oversendes måleverdier per 15 minutter for anlegg på lavere spenningsnivåer, dersom anleggene tilhører sluttbrukere som er næringskunder. Fra 2019 skal sluttbrukere på lavere spenningsnivåer, foruten målepunkt som har fått unntak fra AMS, ha AMS-målere med funksjonalitet som muliggjør omstilling til registrering av verdier per 15 minutter. Dersom nettselskapet velger å oversende 15 minutters verdier for anlegg tilhørende næringskunder, vil det kun kreve en omstilling av eksisterende målere.

4.3.3 Øvrige markedsaktører

Før en avregningsperiode på 15 minutter kan innføres, vil samtlige aktører i måleverdikjeden tilpasse sine systemer til å håndtere 15 minutters tidsoppløsning. Statnett som systemansvarlig og avregningsansvarlig, må tilpasse sine drifts- og avregningssystemer til en situasjon der tidsoppløsningen i både avregning, drift- og planfase har en tidsoppløsning på 15 minutter. Videre må markedsplasskonsesjonærer kunne tilpasse sine markedsløsninger når intradagmarkedet endres til en tidsoppløsning per 15 minutter. Dette innebærer en rekke endringer, som blant annet å motta, prosessere og oversende relevante data per 15 minutter.

Konseptmodellen som høres i dette dokumentet omfatter ikke markedsplasser, og vi redegjør derfor ikke nærmere for konsekvensene for disse aktørene. Endringene som vil gjelde for disse aktørene skal gjøres separat på et senere tidspunkt, som for eksempel ved endringer i Statnetts retningslinjer for utøvelse av systemansvaret i henhold til forskrift om systemansvaret i kraftsystemet.

DEL B: Forslag til endring av forskrift om måling, avregning, fakturering av netjtjenester og elektrisk energi, nettselskapets nøytralitet mv.

5 Funksjons- og sikkerhetskrav for AMS

5.1 Bakgrunn for de foreslåtte endringene

Dette høringsdokumentet omfatter forslag til endringer av funksjonskrav ved innføring av en modell for 15 minutters tidsoppløsning i balanseavregningen. Forslaget er ment å klargjøre hvilke funksjonskrav som skal gjelde for AMS i øvrige målepunkt enn de tilknyttet sluttbrukere i lavspenningsanlegg.

Samtidig foreslår vi tydeligere sikkerhetskrav for AMS. Kravene er oppdatert i samsvar med utviklingen innen sikkerhetsteknologi, nettselskapenes tjenesteutsetting og annet regelverk. Ved å fastsette disse kravene nå, vil nettselskapene ha mulighet til å ta hensyn til sikkerhetskravene ved eventuelle tilpasninger eller nyinvesteringer som følger av nye funksjonskrav.

Forslaget som høres innebærer ingen endringer i kravet til å installere AMS i målepunkt tilknyttet sluttbrukere i lavspenningsanlegg.

I 2018 sendte vi et forslag om forskriftsendringer for sikkerhetskrav for AMS på høring.³⁰ Her foreslo vi en definisjon av AMS som omfattet målepunkt i både lav- og høyspenningsanlegg. RME har tidligere kun fulgt opp utrulling av AMS for sluttbrukere i lavspenningsanlegg. I høringsdokumentet ble det presisert at definisjonen av AMS ikke skulle innebære nye krav til utrulling av AMS i høyspenningsanlegg med gjeldende funksjonskrav etter avregningsforskriften § 4-2.

Flere hørings svar vi mottok kan tyde på at dette ikke kom tydelig nok frem. Blant annet ble det påpekt at funksjonskravene i avregningsforskriften § 4-2 ikke passet for elektrisitetsmålere i høyspenningsanlegg. De foreslåtte forskriftsendringene i høringsdokumentet fra 2018 har ikke blitt vedtatt. Etersom forrige høring var i 2018, har RME valgt å høre flere av de foreslåtte forskriftsendringene på nytt. Ved utforming av forslagene i dette høringsdokumentet, har vi forsøkt å ta hensyn til kommentarene fra høringen i 2018.

³⁰ [NVE Høringsdokument nr. 1:2018: Forslag til endring i forskrift om måling, avregning, fakturering av netjtjenester og elektrisk energi, nettselskapets nøytralitet mv. Endringer om sikkerhet for avanserte måle- og styringssystem \(AMS\).](#)

Forskriftsendringer vi foreslår kan deles opp i tre grupper:

1. Forslag identisk med høringsdokumentet fra 2018
 - Ny definisjon av avanserte måle- og styringssystem (AMS). Dette betyr at AMS skal installeres i alle målepunkt, jf. avregningsforskriften § 4-1 første ledd.
 - Ileggelse av overtredelsesgebyr ved brudd på den nye sikkerhetsbestemmelsen.
2. Forslag endret fra det opprinnelige forslaget i høringsdokumentet fra 2018
 - Oppdaterte sikkerhetskrav for AMS. Kravene skal gjelde for AMS i alle målepunkt benyttet for avregning i både lav- og høyspenningsanlegg.
3. Forslag som ikke var del av høringsdokumentet fra 2018
 - Nye funksjonskrav som skal gjelde for AMS i alle målepunkt, med unntak av målepunkt for sluttbrukere i lavspenningsanlegg. Dette inkluderer et krav til at AMS i slike målepunkt skal lagre måleverdier med en registreringsfrekvens på maksimalt 15 minutter.
 - Avregningsforskriften § 4-4 omfatter et krav til at kraftleverandør skal kunne sende prisinformasjon til et display tilknyttet AMS-måleren. En slik løsning er ikke i bruk i dag og vil trolig ikke tas i bruk i fremtiden. Vi foreslår derfor å fjerne bestemmelsen.
 - Øvrige tilpasninger i avregningsforskriften kapittel 3 og 4 som følge av endringene nevnt over.
 - Overgangsbestemmelse. Vi foreslår at forskriftsendringene trer i kraft 1. januar 2021. For AMS i andre målepunkt enn de knyttet til sluttbrukere i lavspenningsanlegg, skal reglene ikke gjelde før 1. juli 2022.

I dette kapittelet redegjøres det først nærmere for bakgrunnen for de foreslåtte forskriftsendringene. Deretter gjennomgås de konkrete forslagene til forskriftsendringer.

5.2 Funksjonskrav for AMS

5.2.1 Bakgrunn for at RME foreslår nye funksjonskrav for AMS

Avregningsforskriften stiller funksjonskrav for AMS. Etter avregningsforskriften § 4-2 første ledd bokstav a, skal AMS lagre måleverdier med en registreringsfrekvens på maksimalt 60 minutter, og kunne stilles om til en registreringsfrekvens på minimum 15 minutter. Videre følger det av avregningsforskriften § 4-1 at nettselskap er pliktig til å installere AMS i hvert enkelt målepunkt, med mindre forbruket i målepunktet er lavt og forutsigbart, eller installasjonen er til vesentlig og dokumenterbar ulempe for sluttbruker.

Selv om avregningsforskriften § 4-1 stiller krav om at AMS skal installeres i hvert enkelt målepunkt, har RMEs oppfølging av kravet hittil vært rettet mot målepunkt for sluttbrukere i lavspenningsanlegg. Vår oppfølging av bestemmelsene har med andre ord ikke omfattet AMS i målepunkt for uttak i høyspenningsanlegg, utveksling mellom nettområder og innmating. For slike målepunkt, foreslår RME at AMS-målere skal oppfylle et utvalg grunnleggende funksjonskrav.

5.2.2 Bransjen har utarbeidet funksjonskrav for AMS i høyspenningsanlegg

Bransjen følger funksjonskrav de selv har utarbeidet for AMS i høyspenningsanlegg.

For det første er retningslinjen «*Krav til måling av sentralnettutveksling*» (KtM)³¹ utarbeidet av Statnett for å «*sikre gode måletekniske løsninger og sikker innsamling av måleverdier som benyttes til avregningsformål*». ³² KtM oppgir funksjonskrav som at

- registreringsfrekvens skal kunne stilles mellom 5-60 minutter og
- alle elektrisitetsmålere installert hos sluttbrukere i transmisjonsnettene innen 1. januar 2019 skal kunne registrere aktiv og reaktiv energi i begge retninger.

For det andre stiller Rasjonell Elektrisk Nettvirksomhet blad nr. 4011 v. 2.0 (REN 4011)³³ krav til målepunkt, utstyr, plassering og utførelse i høyspenningsanlegg. Dokumentet er utarbeidet av REN i samarbeid med norske nettselskap, Statnett og Statkraft, og kan ansees som en bransjestandard. REN 4011 er ment å skulle gjelde for all energimåling av høyspenningsanlegg i Norge der måleverdiene enten benyttes til avregning eller kontrollmåling av avregningsmålere. Dokumentet er underordnet KtM og beskriver beste praksis slik at bransjen kan stille felles krav i anskaffelser av måleutstyr og tjenester. REN 4011 stiller en rekke tekniske krav på detaljert nivå, inkludert

- avlesningsfrekvens på 5-60 minutter og
- å kunne måle aktiv og reaktiv energi i begge retninger.

Funksjonskravene i KtM og REN 4011 dekker i stor grad kravene vi i dette dokumentet foreslår for AMS i øvrige målepunkt enn de knyttet til sluttbrukere i lavspenningsanlegg. Vi ønsker likevel å innføre funksjonskrav for disse målepunktene fordi

- Det er viktig å ha en samlet oppfølging av installering av nye AMS-målere med funksjonskrav som sikrer innføring av 15 minutters tidsopløsning i balanseavregningen. Regler i forskrift kan følges opp av RME.
- Målepunkter som skal omfattes av de nye funksjonskravene er flere enn de som dekkes av bransjestandardene.
- Vårt forslag inneholder et funksjonskrav som ikke følger av bransjestandardene. Dette funksjonskravet er at AMS i målepunkt for sluttbrukere i høyspenningsanlegg skal ha et grensesnitt for kommunikasjon med eksternt utstyr.

5.3 Sikkerhetskrav for AMS

5.3.1 Bakgrunn for at RME foreslår nye sikkerhetskrav for AMS

AMS er et informasjonssystem som, i likhet med andre informasjonssystemer, må sikres mot uønskede hendelser. Informasjonssikkerhet handler om konfidensialitet³⁴, integritet³⁵ og tilgjengelighet³⁶. Formålet med å sikre AMS i avregningsforskriften er å få en helhetlig beskyttelse av måleverdikjeden. Måleverdikjeden omfatter hele den måletekniske installasjonen, og all videre registrering, håndtering og oversendelse av måleverdier til avregningsansvarlig.³⁷

³¹ [Statnett - Krav til måling av sentralnettsutveksling](#)

³² [Statnett - Krav til måling](#)

³³ [REN 4011](#)

³⁴ Konfidensialitet handler om å beskytte informasjon mot at uønskede får tilgang til den.

³⁵ Integritet handler om hvorvidt en kan stole på at informasjon er korrekt (at den ikke uønsket har blitt endret).

³⁶ Tilgjengelighet handler om i hvilken grad informasjon er tilgjengelig for rettmessige brukere når de trenger det.

³⁷ Avregningsforskriften § 3-10.

Sikring av konfidensialitet, integritet og tilgjengelighet for måleverdier, har vært utgangspunktet ved utforming av sikkerhetskravene til AMS. Det er nødvendig å beskytte AMS for å utnytte potensialet for effektiv drift av nettet og riktig avregning og fakturering, fullt ut.

Vi foreslo nye sikkerhetskrav for AMS i 2018. Vi la da vekt på at AMS bør ha et høyere sikkerhetsnivå enn de generelle og grunnleggende kravene til sikring av informasjonssystemer gitt i kraftberedskapsforskriften.³⁸ At AMS bør ha et høyt sikkerhetsnivå skyldes at måleverdiene som kommuniseres i AMS representerer betydelige økonomiske verdier. I forbindelse med at vi nå foreslår endringer og oppdateringer av funksjonskrav for AMS, velger vi å inkludere sikkerhetskrav. Sikkerhetsbestemmelsen vi foreslår er noe endret fra vårt forslag i 2018 på bakgrunn av erfaringer og tilbakemeldinger vi mottok i forrige høringsrunde.

AMS er en kritisk del av måleverdikjeden, uavhengig av hvilket spenningsnivå eller type målepunkt AMS-måleren befinner seg i. AMS i høyspenningsanlegg kan også benytte samme kommunikasjonsinfrastruktur som AMS i lavspenningsanlegg. Vi mener derfor det er fornuftig med et harmonisert sikkerhetsnivå for AMS, uavhengig av type målepunkt og spenningsnivå. Vi presiserer derfor at sikkerhetsbestemmelsen skal gjelde for AMS i målepunkt i både lav- og høyspenningsanlegg.

5.3.2 Bransjen har utarbeidet sikkerhetskrav for AMS i høyspenningsanlegg

Bransjen har utarbeidet regler for å ivareta sikkerheten for målesystemer tilknyttet høyspenningsanlegg. I KtM³⁹ stilles det krav om at

- kommunikasjonen fra og med elektrisitetsmåleren til nettselskapets sentralsystem, enten krypteres eller foregår i et lukket nett som er stengt for uvedkommende
- nettselskapet bruker autentisering mellom elektrisitetsmåler og nettselskapets sentralsystem⁴⁰ og
- det skal være mulig å legge inn passord som beskytter mot konfigurering av elektrisitetsmåleren via kommunikasjonskanalen mellom elektrisitetsmåleren og sentralsystemet.

REN 4010⁴¹ er et annet REN-blad i 4000-serien som omhandler måling og tilknytningspunkt. REN 4010 beskriver administrative bestemmelser ved elektrisitetsmåling i høyspenningsanlegg. Det følger av REN 4010 at KtM gjelder for transmisijsnett, og i mange tilfeller regionalnett.

Også REN 4011⁴² inneholder enkelte krav til datasikkerhet for elektrisitetsmålere i høyspenningsanlegg. I REN 4011 stilles det krav om at

- Elektrisitetsmåler og all dens kommunikasjon skal være «*godt sikret mot uautorisert tilgang.*»⁴³

³⁸ [Forskrift om sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen \(kraftberedskapsforskriften\) av 7. desember 2012 nr. 1157](#)

³⁹ Krav til måling av sentralnettutveksling.

⁴⁰ Noen ganger kan det i tillegg være en konsentrator mellom elektrisitetsmåler og nettselskapets sentralsystem som samler data og sender de videre.

⁴¹ <https://www.ren.no/liste-over-alle-renblad>

⁴² REN 4011 stiller krav til målepunkt, utstyr, plassering og utførelse i høyspenningsanlegg.

⁴³ [REN blad 4011 HS Nett – Måling. Krav til målepunkt, utstyr, plassering og utførelse i høyspenningsanlegg.](#) Side 7.

- Autentisering og kryptering som benyttes i systemet, skal bygge på anerkjente og standardiserte sikkerhetsmekanismer.
- Det bør benyttes ende-til-ende kryptering av informasjon som kommuniseres.
- Leverandør skal dokumentere sikkerheten i elektrisitetmåler, kommunikasjonssystem og nettselskapets innsamlingssystem.
- Elektrisitetmåleren skal ha mulighet for passord som beskytter mot konfigurering av elektrisitetmåleren via kommunikasjonssystemet.
- Enhver endring av elektrisitetmålerens konfigurasjon skal være sporbar.

I tillegg til dette stilles det i REN 4010 krav om at

- Nettselskap skal ved enhver endring i måleinstallasjon i høyspenningsanlegg, sørge for at sikkerheten og kvaliteten i anlegget, eller i andre anlegg, ikke svekkes.

Sikkerhetskravene i KtM, REN 4010 og REN 4011 overlapper mye med sikkerhetskravene vi foreslår for AMS i høyspenningsanlegg. Vi ønsker likevel å innføre sikkerhetskravene for å sikre et harmonisk sikkerhetsnivå for AMS i både lav- og høyspenningsanlegg, som samsvarer med reguleringen av sikkerhet i resten av måleverdikjeden, inkludert for Elhub.

6 Forslag til forskriftsendringer

I dette kapittelet presenteres de konkrete forslagene til endringer i avregningsforskriften med tilhørende kommentarer til endringene.

6.1 Ny definisjon av AMS

6.1.1 Forslag til endring i § 1-3

Ny definisjon i § 1-3 skal lyde:

Avanserte måle- og styringssystem (AMS): Toveis informasjons- og kommunikasjonssystem fra og med elektrisitetmålere benyttet til avregning for de enkelte målepunkt, til og med sentralsystemet hos nettselskap eller nettselskapets leverandør.

6.1.2 RMEs merknader

I høringen fra 2018 om sikkerhet i AMS, foreslo vi en ny definisjon av AMS. RME har ikke vedtatt denne definisjonen. Ettersom forrige høring var i 2018, velger vi å høre definisjonen på nytt. Vi gjør oppmerksom på at definisjonen ikke er endret fra høringen i 2018.

RME har valgt å definere AMS ut fra en teknisk innfallsvinkel.⁴⁴ Vi mener dette vil gi en mest mulig anvendelig definisjon. AMS består av kommuniserende elektrisitetmålere, nettselskapets sentralsystem som blant annet innhenter måleverdier, og et toveis kommunikasjonssystem mellom disse enhetene. Elektrisitetmåler er definert i forskrift om krav til elektrisitetmålere⁴⁵

⁴⁴ Alternativet hadde vært en formålsrettet definisjon som forklarer hva AMS brukes til.

Europaparlaments- og rådsdirektiv (EU) 2019/944 av 5. juni 2019 om felles regler for det indre marked for elektrisitet og endring av direktiv 2012/27/EU (heretter forkortet elektrisitetsdirektivet) har i artikkel 2 nr. 23 valgt en slik formålsrettet definisjon. RME vurderer at en slik definisjon i praksis vil være vanskeligere å etterleve, og å føre tilsyn med.

⁴⁵ Forskrift om krav til elektrisitetmålere av 28. desember 2007 nr. 1753 § 2 første ledd bokstav a definerer elektrisitetmåler til «[e]n innretning som måler aktiv elektrisk energi som forbrukes i en krets,

§ 2 første ledd bokstav a. Den foreslåtte definisjonen av AMS betyr at elektrisitetsmålere uten kommunikasjonsegenskaper, eller elektrisitetsmålere som kun kan kommunisere én vei, vil falle utenom definisjonen.

Et system som oppfyller kravene i definisjonen, vil være å anse som AMS, uavhengig av hvor elektrisitetsmåleren er plassert. En AMS-måler kan være plassert hjemme hos en forbruker, hos en næringskunde, hos en strømprodusent eller i tilknytning til avregning mellom to nettområder. Målepunktet kan også befinne seg i enten lav- eller høyspenningsanlegg. Derimot vil elektrisitetsmålere som ikke benyttes til avregningsformål, for eksempel elektrisitetsmålere på nettstasjoner som utelukkende benyttes med det formål å overvåke status i nettet, ikke omfattes av definisjonen av AMS. Med elektrisitetsmålere som benyttes til avregningsformål, mener vi elektrisitetsmålere hvor måleverdiene danner grunnlag for avregning.

Avregningsforskriften § 4-1 stiller krav om at AMS skal være installert i alle målepunkt. RME er kjent med at det i mange målepunkt i høyspenningsanlegg som anvendes for avregning, allerede i dag er installert elektrisitetsmålere med toveis kommunikasjon. Likevel kan den nye definisjonen innebære at nettselskap i enkelte målepunkt for avregning vil måtte oppgradere sin måler til en toveis kommuniserende elektrisitetmåler. Fra 1. januar 2019 skal det i målepunkt tilknyttet sluttbrukere i lavspenningsanlegg, være installert AMS med toveis kommunikasjon.

Flere nettselskap kjøper tjenester av leverandører, og hele eller deler av sentralsystemet kan være plassert og driftet hos en leverandør, eller hos en av leverandørens underleverandører. Uavhengig av hvor sentralsystemet er plassert og driftet, er nettselskapets sentralsystem del av AMS, og skal sikres på samme nivå som resten av systemet.

6.2 Melding med timeverdier til avregningsansvarlig

6.2.1 Forslag til endring i § 3-8

I avregningsforskriften § 3-8 første ledd gjøres følgende endringer:

§ 3-8. Melding med timeverdier til avregningsansvarlig

Nettselskapet skal innen kl. 07.00 første kalenderdag etter driftsdøgnet sende melding til avregningsansvarlig som inneholder innmatingen og uttaket i kWh per time for hvert enkelt titemålte målepunkt i henhold til § 3-3 syvende ledd og § 4-15.

6.2.2 RMEs merknader

Som følge av at avregningsforskriften § 4-1 trådte i kraft 1. januar 2019, er også plikten til å installere AMS hjemlet i denne bestemmelsen. Vi foreslår derfor å slette avregningsforskriften § 4-5 fordi den er overflødig. Se vår vurdering under kapittel 6.8.2.

Som en konsekvens av at avregningsforskriften § 4-5 slettes, foreslår RME å endre henvisningen i avregningsforskriften § 3-8 første ledd fra § 4-5 til § 4-1.

herunder måler som i tillegg måler reaktiv elektrisk energi. Målere som bare måler reaktiv energi omfattes ikke av definisjonen i denne forskriften.»

6.3 Melding om etablering av målepunkt og skifte av måler

6.3.1 Forslag til endring i § 3-9

I avregningsforskriften § 3-9 fjerde ledd gjøres følgende endringer:

§ 3-9. Melding om etablering av målepunkt og skifte av måler

Ved installasjon av AMS etter § 4-15 kan nettselskapet opprettholde profilavregning for målepunktet i inntil 30 virkedager. Etter dette tidspunktet skal det benyttes timeavregning.

6.3.2 RMEs merknader

Som følge av at avregningsforskriften § 4-1 trådte i kraft 1. januar 2019, er også plikten til å installere AMS hjemlet i denne bestemmelsen. Vi foreslår derfor å slette avregningsforskriften § 4-5 fordi den er overflødig. Se vår vurdering under kapittel 6.8.2.

Som en konsekvens av at avregningsforskriften § 4-5 slettes, foreslår RME å endre henvisningen i avregningsforskriften § 3-9 fjerde ledd fra § 4-5 til § 4-1.

6.4 Krav til installering av AMS

6.4.1 Forslag til endring i § 4-1

I avregningsforskriften § 4-1 gjøres følgende endringer:

§ 4-1. Plikt til å installere AMS

Nettselskapene skal *sørge for at AMS er installert* i hvert enkelt målepunkt ~~installere AMS~~.

Nettselskapene har ikke plikt til å installere AMS i målepunkt for sluttbrukere i lavspenningsanlegg dersom:

- a) forbruket i målepunktet er lavt og forutsigbart,
- b) installasjonen er til vesentlig og dokumenterbar ulempe for sluttbruker.

Dersom nettselskap og sluttbruker er uenig om installasjon av AMS, kan saken fremlegges for Reguleringsmyndigheten for energi til avgjørelse.

~~Reguleringsmyndigheten for energi kan dispensere fra nettselskapenes plikt til å installere AMS i særlige tilfeller.~~

6.4.2 RMEs merknader

I bestemmelsens første ledd foreslår vi å presisere at nettselskapene plikter å sørge for at AMS er installert i alle sine målepunkt når endringen trer i kraft. For målepunkt knyttet til sluttbrukere i lavspenningsanlegg trådte nettselskapets plikt til å sørge for at AMS er installert i hvert enkelt målepunkt, i kraft 1. januar 2019. RME presiserer at nettselskapene har en plikt til å sørge for at AMS er installert i alle målepunkt tilknyttet sluttbrukere i lavspenningsanlegg innen denne datoen. Forslaget til forskriftsendring får ingen materielle konsekvenser for vår oppfølging av målepunkt knyttet til sluttbrukere i lavspenningsanlegg.

Med den nye definisjonen av AMS foreslått i § 1-3, kommer det klart frem at også målepunkt knyttet til uttak i høyspenningsanlegg, utveksling mellom nettområder og innmating omfattes av installasjonsplikten. For disse målepunktene foreslår vi at plikten skal gjelde fra 1. juli 2022. Les mer om ikrafttredelse og overgangsbestemmelsen under kapittel 6.11.

RME har frem til nå kun fulgt opp gjennomføring av avregningsforskriften § 4-1 for målepunkt tilknyttet sluttbrukere i lavspenningsanlegg. Når bestemmelsen nå også vil gjelde for AMS i andre målepunkt enn de knyttet til sluttbrukere i lavspenningsanlegg, foreslår vi å presisere at unntaket fra installasjonsplikten kun gjelder målepunkt for sluttbrukere i lavspenningsanlegg.

Til slutt foreslår RME å fjerne den generelle dispensasjonsadgangen i bestemmelsens fjerde ledd. Grunnen er at den er overflødig når RME har en generell dispensasjonsadgang i avregningsforskriften § 9-2 annet ledd. Forslaget endrer ikke RME sin myndighet til å innvilge dispensasjon fra installering av AMS i særlige tilfeller. En eventuell dispensasjon vil da vurderes etter avregningsforskriften § 9-2 annet ledd, som stiller samme vilkår for dispensasjon som avregningsforskriften § 4-1 fjerde ledd. Forslaget får ikke innvirkning på gyldigheten av dispensasjoner som allerede er innvilget etter avregningsforskriften § 4-1 fjerde ledd.

6.5 Funksjonskrav for AMS

6.5.1 Forslag til endring i § 4-2

I avregningsforskriften § 4-2 gjøres følgende endringer:

§ 4-2. Funksjonskrav for AMS i målepunkt for sluttbrukere i lavspenningsanlegg

I målepunkt for sluttbrukere i lavspenningsanlegg skal AMS

- a) lagre måleverdier med en registreringsfrekvens på maksimalt 60 minutter, og kunne stilles om til en registreringsfrekvens på minimum 15 minutter;
- b) ha et standardisert grensesnitt som legger til rette for kommunikasjon med eksternt utstyr basert på åpne standarder;
- c) kunne tilknyttes og kommunisere med andre typer målere;
- ~~d) sikre at lagrede data ikke går tapt ved spenningsavbrudd;~~
- d) e) kunne bryte og begrense effektuttaket i det enkelte målepunkt, unntatt trafomålte anlegg;
- e) f) kunne sende og motta informasjon om kraftpriser og tariffer samt kunne overføre styrings- og jordfeilsignal; og
- ~~g) gi sikkerhet mot misbruk av data og uønsket tilgang til styrefunksjoner og~~
- f) h) registrere flyt av aktiv og reaktiv effekt i begge retninger.

~~Reguleringsmyndigheten for energi kan etter søknad i særlige tilfeller gi dispensasjon fra enkelte funksjonskrav.~~

6.5.2 RMEs merknader

For å tydeliggjøre hvilke funksjonskrav som gjelder for AMS i målepunkt for sluttbrukere i lavspenningsanlegg, foreslår RME å presisere at avregningsforskriften § 4-2 kun får anvendelse for slike målepunkt.

Vi foreslår å slette sikkerhetskravene i § 4-2 bokstav d og g. Bokstav d handler om å sikre at lagrede data ikke går tapt ved spenningsavbrudd. Vi mener at dette for det første dekkes

gjennom kravet om tilgjengelighet som del av grunnsikring etter kraftberedskapsforskriften, jf. dette forslaget § 4-6 annet ledd. For det andre følger det av gjeldende § 4-3⁴⁶ i avregningsforskriften at «[m]åleverdiene skal registreres og lagres i måleren inntil måleverdiene er overført til nettselskapet [...]». Dette betyr at AMS-måleren må lagre måleverdier frem til det er sikkert at måleverdiene er kommet frem til nettselskapets sentralsystem. Dette er viktig for å hindre at måleverdier går tapt ved spenningsavbrudd. Vi mener derfor at kravet i bokstav d er dekket gjennom andre bestemmelser.

I tillegg foreslår vi å slette kravet i avregningsforskriften § 4-2 bokstav g fordi vi foreslår mer detaljerte og presise sikkerhetskrav for AMS i avregningsforskriften § 4-6.

Vi har vært usikre på om det fortsatt bør være et funksjonskrav for AMS å kunne sende og motta informasjon om kraftpriser og tariffer. Det har siden kravet ble stilt vært en teknologisk utvikling som eksempelvis har ført til stadig raskere og billigere mobilt bredbånd. Trolig vil internett være et bedre alternativ for overføring av pris- og tariffinformasjon, enn overføring via AMS. Det er ikke utviklet datasystemer per i dag for å la AMS utføre denne type tjenester, men dagens AMS-målere for sluttbrukere i lavspenningsanlegg kan oppgraderes til å levere slik funksjonalitet. Vi foreslår å beholde bestemmelsen frem til vi har fått et mer fullstendig bilde av fordeler og ulemper med å overføre prisinformasjon ved hjelp av AMS, sammenlignet med internett.

Til slutt foreslår RME å fjerne dispensasjonsadgangen i bestemmelsens annet ledd. Grunnen er at den er overflødig når RME har en generell dispensasjonsadgang i avregningsforskriften § 9-2 annet ledd. RME presiserer også at endringen ikke får innvirkning på gyldigheten av dispensasjoner som allerede er innvilget etter avregningsforskriften § 4-2 annet ledd.

Forslaget får heller ikke konsekvenser for RME sin adgang til å innvilge dispensasjoner fra enkelte funksjonskrav fremover. Likevel minner vi om at mange dispensasjoner fra funksjonskrav har blitt innvilget til nettselskap som startet utrulling av AMS før kravene i avregningsforskriften § 4-2 var på plass. Av hensyn til at det ikke ville være samfunnsøkonomisk lønnsomt å måtte bytte ut nye AMS-målere for tidlig, innvilget vi dispensasjoner fra enkelte funksjonskrav for en tidsbegrenset periode. Når slike målere på sikt må skiftes ut, vil terskelen for å innvilge dispensasjon trolig være høyere. Denne vurderingen ville uansett være lik uavhengig av om dispensasjon gis etter avregningsforskriften § 4-2 annet ledd eller § 9-2 annet ledd.

6.6 Funksjonskrav for AMS i øvrige målepunkt

6.6.1 Forslag til endring i § 4-3

Nåværende § 4-3 flyttes til § 4-5. I avregningsforskriften § 4-3 gjøres følgende endringer:

§ 4-3. Måleverdier *Funksjonskrav for AMS i øvrige målepunkt enn sluttbrukere i lavspenningsanlegg*

~~Måleverdiene skal registreres og lagres i måleren inntil måleverdiene er overført til nettselskapet og minst frem til forfallsdato for inneværende fakturaperiode. For andre målepunkt enn de knyttet til sluttbrukere i lavspenningsanlegg, skal AMS skal:~~

- a) lagre måleverdier med en registreringsfrekvens på maksimalt 15 minutter og

⁴⁶ Foreslått flyttet til avregningsforskriften § 4-5. Se vurderingen under kapittel 6.6.

b) *registrere flyt av aktiv og reaktiv effekt i begge retninger.*

~~Måleverdiene skal overføres til avregningsansvarlig innen kl. 07.00 etter at driftsdøgnet er avsluttet, jf. § 3-8. I målepunkt for sluttbrukere i høyspenningsanlegg, skal AMS ha et grensesnitt som legger til rette for kommunikasjon med eksternt utstyr basert på åpne standarder.~~

Dersom AMS lagrer måleverdier med en finere tidsoppløsning enn 15 minutter, skal måleverdiene kunne summeres opp til 15 minutter.

6.6.2 RMEs merknader

I forbindelse med vår høring av sikkerhetskrav for AMS i 2018, fikk vi tilbakemeldinger på at funksjonskravene ville få et for bredt virkeområde dersom vi innførte en definisjon av AMS som omfattet elektrisitetsmålere i både lav- og høyspenningsanlegg. For å løse dette, foreslår vi å separere funksjonskrav for AMS i målepunkt for sluttbrukere i lavspenningsanlegg fra de som skal gjelde for AMS i øvrige målepunkt. RME minner om at anvendelsen av funksjonskravene i § 4-3 forutsetter at elektrisitetsmåleren og målesystemet faller inn under definisjonen av AMS etter § 1-3.

Innholdet i gjeldende § 4-3 om måleverdier blir flyttet til avregningsforskriften § 4-5. Grunnen er at innholdet i gjeldende § 4-5 slettes. Les mer om begrunnelsen for dette under kapittel 6.8.2. For å gjøre plass til nye funksjonskrav for AMS i øvrige målepunkt enn de omfattet av avregningsforskriften § 4-2, flyttes innholdet i gjeldende § 4-3 til § 4-5. Forskriftsendringen får ingen materielle konsekvenser.

Vi skriver i § 4-3 første ledd, at funksjonskravene vil gjelde for AMS i øvrige målepunkt enn de tilknyttet sluttbrukere i lavspenningsanlegg. Dette er for å fange opp alle øvrige elektrisitetsmålere benyttet for avregningsformål enn de tilknyttet sluttbrukere. Med «*øvrige elektrisitetsmålere*» mener vi likevel hovedsakelig AMS i målepunkt for uttak i høyspenningsanlegg, utveksling mellom nettområder og innmating. Det kan imidlertid være målepunkt for uttak i lavspenningsanlegg hvor en aktør også selger energi, men ikke faller inn under definisjonen av plusskunde, for eksempel meget små pumpekraftanlegg eller noen former for batterianlegg. Vi har brukt formuleringen «*øvrige målepunkt enn sluttbrukere i lavspenningsanlegg*» for å også fange opp slike tilfeller.

Kravene foreslått i avregningsforskriften § 4-3 beskriver funksjonalitet AMS *skal* ha, men er ikke ment som en uttømmende liste over funksjonalitet AMS-målere *kan* ha. Dette betyr at nettselskapet kan benytte AMS-målere med annen funksjonalitet i tillegg. Nettselskap vil kunne identifisere og etterspørre ytterligere funksjonalitet fra sine AMS-leverandører dersom de ønsker det. Vi gjør her oppmerksom på det nye sikkerhetskravet vi foreslår i avregningsforskriften § 4-6 tredje ledd bokstav f, om at funksjonalitet som ikke benyttes skal være deaktivert.

For å tilrettelegge for innføring av 15 minutters balanseavregning, i tråd med den foreslåtte modellen presentert under del A, foreslår RME å innføre et funksjonskrav om at AMS skal lagre måleverdier med en registreringsfrekvens på maksimalt 15 minutter. Ordlyden er brukt for å i størst mulig grad tilsvare ordlyden i avregningsforskriften § 4-2. Ordlyden åpner opp for at nettselskapet kan velge å innhente måleverdier med en finere tidsoppløsning enn per 15 minutter. Dersom nettselskapet velger å måle strømforbruket med en finere tidsoppløsning enn

15 minutter, må måleverdiene kunne legges sammen for å utgjøre 15 minutters verdier. Dette kommer frem av forslaget tredje ledd.

Vi har valgt å bruke begrepet «lagring» om prosessen hvor AMS-måleren innhenter og oversender måleverdier til nettselskapet. Dette er i samsvar med ordlyden i § 4-2 første ledd bokstav a, som fremdeles skal gjelde for AMS i målepunkt for sluttbrukere i lavspenningsanlegg. Med lagring menes her at AMS-måleren registrerer måleverdier med en tidsoppløsning på 15 minutter, og at disse måleverdiene oversendes til nettselskapet.

Vi har videre tatt utgangspunkt i de gjeldende funksjonskravene for AMS i avregningsforskriftens § 4-2, og vurdert hvilke av disse som er relevante for AMS i målepunkt i både lav- og høyspenningsanlegg. Det andre funksjonskravet vi foreslår er hentet fra avregningsforskriften § 4-2 første ledd bokstav h, som i dag stiller krav om at AMS skal kunne registrere flyt av aktiv og reaktiv effekt i begge retninger. Dette kravet har hittil kun blitt fulgt opp for målepunkt for sluttbrukere i lavspenningsanlegg. Tilsvarende krav kan imidlertid gjenfinnes i kravene bransjen har utarbeidet for elektrisitetsmålere i høyspenningsanlegg i KtM og REN 4011. Vi foreslår i § 4-3 at kravet om at AMS skal registrere flyt av aktiv og reaktiv effekt i begge retninger også skal gjelde for AMS i øvrige målepunkt enn de knyttet til sluttbrukere i lavspenningsanlegg.

Etter forslaget annet ledd, skal AMS-målere for sluttbrukere i høyspenningsanlegg ha et grensesnitt som legger til rette for kommunikasjon med eksternt utstyr basert på åpne standarder. For sluttbrukere i lavspenningsanlegg løses dette med et standardisert grensesnitt omtalt som HAN-porten. Etersom det ikke er utviklet en egen standard for grensesnittet for oversendelse av måledata fra AMS-målere i høyspenningsanlegg til sluttbrukere, anser RME at bruk av både HAN-port og andre etablerte standarder slik som S0-utgang⁴⁷ vil oppfylle kravet.

Det vil i særlige tilfeller kunne være aktuelt å innvilge dispensasjon etter søknad fra enkelte funksjonskrav etter avregningsforskriften § 9-2 annet ledd. Slik dispensasjon vil bare kunne gis for en tidsbegrenset periode. RME presiserer at terskelen for å innvilge dispensasjon er høy.

6.7 Tilrettelegging for sluttbrukere som ønsker tilgang på måleverdier lokalt

6.7.1 Forslag til endringer i § 4-4

Nåværende § 4-6 flyttes til § 4-4. I avregningsforskriften § 4-4 gjøres følgende endringer:

§ 4-4. ~~Display~~ *Tilgang til måleverdier lokalt*

Nettselskap skal legge til rette for at sluttbrukere kan koble utstyr til AMS for å lese av måleverdier lokalt.

~~Nettselskapet skal legge til rette for at de sluttbrukerne som ønsker dette skal kunne tilknytte et display, jf. § 4-2 b).~~

~~Kraftleverandør skal kunne sende prisinformasjon til displayet. Nettselskapet skal kunne sende tariffinformasjon til displayet, jf. § 4-2 f).~~

⁴⁷ En S0-utgang overfører energipulser som kunden kan avlede tilnærmet momentan effekt, energi per time og total energi over tid fra.

6.7.2 RMEs merknader

Nytt krav i avregningsforskriften § 4-4, er basert på gjeldende § 4-4 første ledd og overgangsbestemmelsen i § 4-6.

Vi foreslår å endre kravet i gjeldende § 4-4 første ledd. I stedet for at nettselskapet skal legge til rette for tilknytning av display, foreslår vi at nettselskap skal legge til rette for at sluttbrukere skal kunne koble utstyr til AMS-måleren. Vi foreslår å endre ordlyden fra «display» til «utstyr», fordi vi mener det er mer sannsynlig at sluttbrukere vil ønske å koble en mobiltelefon, nettbrett eller laptop til AMS-måleren, enn et display. På denne måten vil sluttbrukere kunne styre sitt strømforbruk også gjennom andre virkemidler enn display.

Vi foreslår en presisering av at slikt utstyr skal kunne brukes til å lese av måleverdier lokalt. Med dette mener vi at sluttbrukere skal ha tilgang til informasjon om sitt strømforbruk direkte fra AMS-måleren. Presiseringen er flyttet fra den tidligere overgangsbestemmelsen i avregningsforskriften § 4-6 som gir sluttbrukere rett til tilgang på måleverdier lokalt.

Avregningsforskriften § 4-4 vil gjelde for sluttbrukere i både lav- og høyspenningsanlegg. Gjeldende § 4-4 første ledd og § 4-6, har tidligere kun blitt fulgt opp for sluttbrukere i lavspenningsanlegg som kan få slik informasjon gjennom HAN-porten. Norsk Elektroteknisk Komite (NEK) har sammen med bransjen spesifisert format og måleverdier som skal kommuniseres via HAN-porten.⁴⁸

Også sluttbrukere i høyspenningsanlegg skal etter det nye forslaget i § 4-4 ha tilgang til måleverdier fra AMS lokalt. I kapittel 6.6. foreslår vi et funksjonskrav hvor sluttbrukere i høyspenningsanlegg har rett til AMS med et grensesnitt som kan kommunisere med eksternt utstyr. I kapittel 6.6 omtaler vi også typer grensesnitt vi mener kan benyttes for å gi sluttbrukere i høyspenningsanlegg tilgang til måleverdier lokalt. For sluttbrukere i høyspenningsanlegg vil imidlertid bestemmelsen gjelde fra samme tidspunkt som funksjonskravene foreslått i § 4-3 første ledd. Les mer om ikrafttredelse og overgangsbestemmelsen i kapittel 6.11.

Vi foreslår å fjerne kravet i § 4-4 annet ledd første punktum, som gir kraftleverandører rett til å sende prisinformasjon gjennom AMS til et display. Siden kravet ble stilt i 2011, har den teknologiske utviklingen ført til at internett trolig vil være et bedre alternativ for overføring av pris- og tariffinformasjon enn overføring via AMS. Vi kjenner ikke til at noen kraftleverandører benytter seg av AMS for overføring av prisinformasjon. Dersom en kraftleverandør krever å overføre prisinformasjon via AMS, må nettselskap oppdatere sine datasystemer for dette formål. Det vil innebære en betydelig kostnad for nettselskapene. Se også vurderingen i kapittel 6.5.2, hvor vi vurderer relevansen av kravet til at AMS skal kunne sende og motta informasjon om kraftpriser og tariffer.

Frem til vi har vurdert alternative kommunikasjonsløsninger for oversending av pris- og tariffinformasjon, foreslår vi å fjerne bestemmelsen om kraftleverandørers rett til å sende prisinformasjon til displayet og nettselskapets rett til å sende tariffinformasjon via AMS i avregningsforskriften § 4-4 annet ledd annet punktum. Annet ledd i bestemmelsen er overflødig, ettersom nettselskap står fritt til å benytte sine AMS-løsninger for å sende sine kunder tariffinformasjon dersom de ønsker.

⁴⁸ [Norsk Elektroteknisk Komité – Informasjon til utviklere](#)

Gjeldende § 4-6 inneholder en presisering om at nettselskap kun har en plikt til å gi sluttbruker tilgang til måleverdier lokalt, fra det tidspunkt AMS er installert. Denne presiseringen vurderer vi som unødvendig å videreføre. Vi minner om at nettselskapets plikt til å legge til rette for tilkobling av utstyr, kun gjelder for sluttbrukere som har AMS-måler.

6.8 Måleverdier

6.8.1 Forslag til endringer i § 4-5

Nåværende § 4-3 flyttes til § 4-5. I avregningsforskriften § 4-5 gjøres følgende endringer:

§ 4-5. ~~Krav til installering og rapportering~~ Måleverdier

~~Nettselskapet skal innen 1. januar 2019 ha installert AMS i alle målepunkt i sitt konsesjonsområde. Måleverdiene skal registreres og lagres i måleren inntil måleverdiene er overført til nettselskapet og minst frem til forfallsdato for inneværende fakturaperiode.~~

~~Nettselskapet skal etter 1. januar 2015 rapportere periodisk om fremdrift til Reguleringsmyndigheten for energi frem til 2019. Måleverdiene skal overføres til avregningsansvarlig innen kl. 07.00 etter at driftsdøgnet er avsluttet, jf. § 3-8.~~

~~Reguleringsmyndigheten for energi kan i særlige tilfeller dispensere fra nettselskapenes plikt til å installere AMS.~~

6.8.2 RMEs merknader

Avregningsforskriften § 4-5 sier i dag at AMS skal installeres i alle målepunkt innen 1. januar 2019. Formålet med bestemmelsen var å tydeliggjøre for nettselskap at de var forpliktet til å starte utrulling av AMS, før kravet til å ha installert slike målere etter avregningsforskriften § 4-1, trådte i kraft 1. januar 2019.

Den 1. januar 2019 trådte øvrige regler om installering av AMS i kraft. Nå følger det av avregningsforskriften § 4-1 første ledd at AMS skal være installert i alle målepunkt. RME foreslår i kapittel 6.4. å endre ordlyden for å klargjøre at nettselskapene skal ha sørget for at AMS er installert på det tidspunktet bestemmelsen trådte i kraft.

Kravet til å installere AMS i alle målepunkt følger av avregningsforskriften § 4-1, og § 4-5 første ledd er nå overflødig. Vi foreslår derfor å slette bestemmelsen. Å slette avregningsforskriften § 4-5 får ikke konsekvenser for kravet til å installere AMS.

I forbindelse med utrulling, skulle nettselskap også rapportere om fremdriften til RME frem til 1. januar 2019, jf. avregningsforskriften § 4-5 annet ledd. Rapporteringsplikten etter bestemmelsen gjelder ikke lenger. Vi foreslår derfor å slette dette kravet. RME gjør oppmerksom på at vi foreslår at nettselskap skal ha en rapporteringsplikt for utrulling av AMS i øvrige målepunkt enn de knyttet til sluttbrukere i lavspenningsanlegg. Denne plikten følger av overgangsbestemmelsen foreslått i kapittel 6.11.

Til slutt foreslår vi å slette dispensasjonsretten etter § 4-5 tredje ledd. En dispensasjonsadgang følger allerede av avregningsforskriften § 9-2 annet ledd.

Siden innholdet i avregningsforskriften § 4-5 slettes, foreslår RME å flytte krav til måleverdier i gjeldende § 4-3 til § 4-5. Dette medfører ingen materielle endringer.

6.9 Nye sikkerhetskrav for AMS

6.9.1 Forslag til endringer i § 4-6

Nåværende § 4-6 flyttes til § 4-4. I avregningsforskriften § 4-6 gjøres følgende endringer:

§ 4-6. ~~Overgangsbestemmelser~~ Krav til sikkerhet for AMS

~~Når nettselskapet har installert AMS i henhold til § 4-5, skal sluttbruker ha tilgang til måleverdiene lokalt.~~ Nettselskapet er ansvarlig for å sikre AMS. Nettselskapet er ansvarlig for at sikkerhet vurderes ved oppstart og gjennomføring av endringsprosesser tilknyttet AMS. Nettselskapet skal velge løsninger som gir høyest sikkerhetsnivå i AMS så lenge kostnaden er forsvarlig etter en kost/nytte-vurdering.

Sikkerhetsløsninger i AMS skal oppfylle kravene til digitale informasjonssystemer i kraftberedskapsforskriften.

I tillegg skal følgende krav være oppfylt:

- a) *Enheter og brukere som skal kommunisere til eller i AMS, må godkjennes i AMS av nettselskapet eller nettselskapets leverandør før de får tilgang.*
- b) *Enhver endring av programvare og konfigurasjon av dataprogram i AMS skal kunne spores tilbake til bruker, tidspunkt og endringen som ble gjort.*
- c) *Kommunikasjon i nettverket mellom AMS-måler og sentralsystem skal være beskyttet med ende-til-ende-kryptering. Ved bruk av et eget datanettverk, stengt for uvedkommende, kan kravet om ende-til-ende-kryptering fravikes.*
- d) *Programvare i AMS skal være oppdatert. Før ny programvare installeres i AMS, skal nettselskapet eller nettselskapets leverandør kontrollere at programvaren er autentisk.*
- e) *Hendelser som kompromitterer sikkerheten i en AMS-måler, eller dens kommunikasjon med sentralsystemet, skal ikke kompromittere sikkerheten i andre AMS-målere, deres kommunikasjon med sentralsystemet, eller sentralsystemet i seg selv.*
- f) *AMS skal til enhver tid kunne utføre de oppgaver systemet er designet for. Nettselskapet eller nettselskapets leverandør skal deaktivere funksjonalitet i AMS som ikke skal benyttes.*
- g) *I målepunkt for sluttbrukere i lavspenningsanlegg skal tilgang til AMS-målerens grensesnitt begrenses for andre enn sluttbruker, nettselskap og andre aktører med legitimt behov. I øvrige målepunkt skal kun nettselskap og andre aktører med legitimt behov ha tilgang til AMS-måleren.*

Dersom nettselskapet eller nettselskapets leverandør kobler andre enheter eller systemer til AMS, skal sikkerhetsnivået i AMS opprettholdes eller forbedres. Tilsvarende gjelder dersom sluttbruker eller tredjepart kobler seg til AMS.

Nettselskapene skal dokumentere oppfyllelse av krav i første til fjerde ledd i et internkontrollsystem.

6.9.2 RMEs merknader

Overgangsbestemmelsen i § 4-6 skal sikre sluttbrukere i lavspenningsanlegg tilgang til nær sanntids måleverdier fra HAN-porten. Kravet er med noen mindre endringer, foreslått videreført i § 4-4 første ledd.

Vi foreslår nye sikkerhetskrav for AMS i avregningsforskriften § 4-6. Sikkerhetskravene vi foreslår er basert på, og samsvarer i stor grad med, vårt forslag i høringen fra 2018. Vi presiserer at reglene er ment å gjelde for AMS i målepunkt i både lav- og høyspenningsanlegg.

6.9.2.1 § 4-6 første ledd

Forslagets første ledd slår fast at nettselskapet er pliktsubjekt for sikring av AMS, selv om de skulle sette ut visse oppgaver til leverandører. I avregningsforskriften § 1-3 er nettselskap definert som «... omsetningskonsesjonær som eier overføringsnett eller har ansvar for netttjenester». En aktør som leverer elektrisk energi og står i en eller annen form for monopolsituasjon, skal ha omsetningskonsesjon.⁴⁹ Statnett SF og nettselskap med områdekonsesjon som eier og drifter overføringsnett for elektrisk energi er åpenbart pliktsubjekt etter forslaget første ledd.

Også aktører som ikke nødvendigvis har nettdrift som hovedaktivitet vil kunne være omfattet. Dette kan eksempelvis være kraftprodusenter som eier eget overføringsnett, inkludert installert elektrisitetsmåler. Et annet eksempel er store sluttbrukere som eier sitt eget overføringsnett frem til tilknytning mot områdekonsesjonær eller regionalnettselskap. Slike aktører kan ha krav om omsetningskonsesjon og falle inn under definisjonen av nettselskap i avregningsforskriften § 1-3. Dette vil også være tilfelle dersom aktøren har omsetningskonsesjon for nett på forenklete vilkår.

Vi har forstått at ansvars- og eierforhold for målerinfrastruktur og andre nettkomponenter kan være komplisert i skjæringspunktet mellom nettselskap, kraftprodusenter og større sluttbrukere. Vår intensjon er at sikkerheten i AMS blir ivaretatt ved at aktører som omfattes av definisjonen av nettselskap i avregningsforskriften § 1-3, er pliktsubjekt for alle AMS-målere montert på alle nettnivåer.

RME ønsker derfor tilbakemelding på om det kan være aktører som ikke omfattes av definisjonen av nettselskap, men som likevel eier elektrisitetsmålere hvor måleverdiene benyttes til avregningsformål.

Etter annet punktum skal nettselskap vurdere sikkerhet ved oppstart og gjennomføring av endringsprosesser. Kravet skal forstås i tråd med prinsippet om innebygd sikkerhet (security by design). Nettselskapet må kunne dokumentere at sikkerhetsrisikoen har vært vurdert under livssyklusen til alle prosjekter, tjenester og produkter, fra oppstart til avvikling. Kravet skal bidra til bevisstgjøring rundt sikkerhet i AMS, og er viktig for å oppnå et så kostnadseffektivt sikkerhetsnivå som mulig.

Etter tredje punktum skal nettselskapet foreta en avveining mellom ulike løsninger som kan ha eller få betydning for sikkerhet i AMS. Kravet skal forstås i tråd med prinsippet om sikkerhet som førstevalg (security by default). Løsninger kan eksempelvis bestå av maskinvare, programvare, prosedyrer eller tiltak. Eksempler på maskinvare er en AMS-måler eller en fysisk

⁴⁹ Jf. forskrift om nettregulering og energimarkedet (NEM) av 24. oktober 2019 nr. 1413 § 4-2 første og annet ledd.

datamaskin. Programvare kan være installert i for eksempel en AMS-måler, eller være programvaren til nettselskapets sentralsystem. Prosedyrer gir rammer for hvordan prosesser av betydning for sikkerhet skal utføres riktig, og tiltak kan for eksempel være fysisk skjerming. Nettselskapet skal velge løsninger som gir høyest sikkerhetsnivå, med mindre løsningen vil medføre en urimelig ulempe, sett i sammenheng med kostnadsnivå og risikoen den forebygger. Dette betyr at det er rom for at nettselskapet foretar en bedriftsøkonomisk vurdering ved valg mellom ulike løsninger med betydning for sikkerhet.

Avveining mellom ulike løsninger med betydning for sikkerhet, kan utføres som en del av vurderingen av sikkerhet etter andre punktum. RME presiserer likevel at sikkerhet som førstevalg også er et selvstendig krav, som skal utføres ved valg mellom ulike løsninger, uavhengig av eventuelle endringsprosesser. Dette betyr at avveining mellom ulike løsninger med betydning for sikkerhet, kan være nødvendig også utenom konkrete endringsprosesser hos nettselskapet, for eksempel ved justering av innstillinger i et dataprogram som behandler AMS-data.

6.9.2.2 § 4-6 annet ledd

Krav til grunnsikring reguleres i kraftberedskapsforskriften § 6-9. Bestemmelsen inkluderer både tekniske og organisatoriske sikkerhetskrav. Det følger av bestemmelsens første ledd at grunnsikring skal sikre at digitale informasjonssystemer beskyttes, slik at konfidensialitet, integritet og tilgjengelighet ivaretas. AMS er å regne som et digitalt informasjonssystem og må derfor oppfylle kravene. For å minne nettselskap om at AMS må sikres i tråd med grunnleggende sikkerhetskrav i kraftberedskapsforskriften § 6-9, foreslår RME å vise til krav til grunnsikring i § 4-6 annet ledd. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) har ansvar for å påse at kravene i kraftberedskapsforskriften følges.⁵⁰

6.9.2.3 § 4-6 tredje ledd

For å gi AMS et høyere sikkerhetsnivå enn grunnsikringsnivået, foreslår RME syv tilleggskrav i bokstav a til g. RME vil ha ansvar for å påse at kravene i bokstav a til g, i tillegg til § 4-6 første og fjerde til femte ledd, følges.

Bokstav a

Nettselskapet, eller nettselskapets leverandør, skal godkjenne enheter og brukere i AMS før de får mulighet til å kommunisere med eller i AMS. Dette er for å hindre at enheter og brukere som ikke har legitim tilgang får slik tilgang.

Med enheter menes eksempelvis AMS-målere, konsentratorer, dataservere og håndholdte enheter. Med brukere menes både fysiske personer og tjenestekontoer. Tjenestekontoer er løsninger som utfører automatiserte oppgaver som trenger tilgang i AMS, for eksempel et dataprogram som automatisk logger seg inn og henter ut måledata fra sentralsystemet på daglig basis.

Godkjenning av enheter i AMS kan eksempelvis gjennomføres ved at AMS-målere og sentralsystem utveksler meldinger kryptert med unike forhåndsdelte krypteringsnøkler, hvor bare enheten som er opphavet til nøkkelen kan dekryptere og bekrefte meldingen (også kalt PKI⁵¹). Slike krypteringsnøkler kan legges inn i AMS-målerne tidlig i produksjonsprosessen, men det vil være nettselskapet, eller nettselskapets leverandør, som gjennomfører eller følger

⁵⁰ Se kraftberedskapsforskriften §§ 8-1, 8-2, 8-4 og 8-5.

⁵¹ Public Key Infrastructure.

opp selve godkjenningen ved innkobling av nye enheter i AMS. PKI er også en av flere ulike metoder som kan benyttes for å godkjenne brukere.

RME vil understreke at utveksling av krypterte meldinger er et eksempel på hvordan en slik godkjenningsprosess kan utføres. Nettselskapet står fritt til å benytte andre fremgangsmåter, men er selv ansvarlig for at fremgangsmåten opprettholder tilstrekkelig vern mot falske enheter og brukere i AMS.

Godkjenning av brukere bør som regel benytte prosesser som inkluderer kontroll av at brukeren finnes, at den er den den utgir seg for å være og at det er riktig at brukeren skal ha denne type tilgang. Nettselskapet er ansvarlig for at det benyttes tilstrekkelige prosesser for godkjenning uavhengig av om nettselskapet har satt ut godkjenningsprosesser til sin leverandør.

Kravet om godkjenning av enheter og brukere gjelder kun enheter og brukere som kommuniserer med eller i AMS. Dette kan være fastmonterte enheter slik som andre elektrisitetsmålere eller vannmålere, og håndholdte enheter benyttet av servicepersonell for tidsbegrenset tilkobling til AMS-måleren lokalt. RME presiserer her at enheter, for eksempel en vannmåler, som er fysisk koblet til en port lokalisert på en AMS-måler, men som kommuniserer ved hjelp av et nettverk fysisk adskilt fra nettverket benyttet til AMS-kommunikasjon, ikke må godkjennes i systemet. Dette er fordi enhetene da hverken er del av AMS, eller koblet til AMS etter dette forslaget fjerde ledd. Det betyr at i tilfeller hvor en enhet er tilkoblet en AMS-måler, og dens kommunikasjonsløsning kun er logisk adskilt fra AMS, må enheten godkjennes.

Godkjenning av enheter og brukere kan gjennomføres i AMS eller i tilkoblede systemer gjennom AMS. Dersom det er krav om godkjenning og nettselskapet ikke ønsker at enheten eller brukeren skal godkjennes i selve AMS-løsningen, kan tredjepart og nettselskapet i stedet avtale særskilt at enheten eller brukeren godkjennes i en logisk adskilt del av systemet under kontroll av nettselskapet eller nettselskapets leverandør.

Bokstav b

For å oppfylle kravet om sporbarhet for endringer i programvare og konfigurasjon av dataprogram i AMS, må det være etablert prosesser for å loggføre slike endringer.

Med endringer i konfigurasjon av dataprogram menes at en bruker endrer innstillinger eller digitalt oppsett for AMS. Det kan for eksempel være en endring av innstillinger i sentralsystemet knyttet til innsamlingsfrekvens for måledata. Endring av programvare kan eksempelvis være installasjon av en programvareoppdatering i sentralsystemet. Et annet eksempel på en slik endring kan være oppgradering av programvaren til en ny versjon i en AMS-måler.

Endringer skal være sporbare. I slike tilfeller skal nettselskapet eller nettselskapets leverandør lagre informasjon som kan brukes til å beskrive endringen som ble gjort, identifisere brukeren som utførte endringen og tidspunktet for endringen.

RME ønsker å stille krav om at endringer i programvare og konfigurasjon av dataprogram skal være sporbare for å sikre at feil eller uønskede handlinger kan følges opp i ettertid. Slik oppfølging kan være akutt håndtering av en uønsket hendelse eller som del av etterforskning av en uønsket hendelse. Denne type informasjon kan lagres i AMS, eller overføres til et annet system for lagring og eventuelt analyse foretatt av nettselskapet eller nettselskapets leverandør.

Bokstav c

For å ivareta integritet, tilgjengelighet og konfidensialitet må kommunikasjonen i AMS sikres. Kommunikasjon inkluderer alt fra måleverdier til krypteringsnøkler og programvareoppdateringer. For å oppnå god sikkerhet mot uønsket tilgang til informasjon som kommuniseres i AMS, skal nettselskapet benytte ende-til-ende-kryptering. Med ende-til-ende-kryptering menes at krypteringen skal opprettholdes i alle ledd i kommunikasjonsflyten i AMS, hele veien mellom AMS-målerens dataprogram og tilsvarende dataprogram benyttet i sentralsystemet (applikasjonsnivå⁵²).

I tilfeller hvor kommunikasjonen i AMS foregår i et eget nett stengt for uvedkommende kan kravet om ende-til-ende-kryptering fravikes. Med eget nett stengt for uvedkommende menes for eksempel Ethernet (LAN) eid av nettselskapet hvor kommunikasjonsutstyr, inkludert kabling, er lagt på en måte som hindrer offentlig tilgjengelige tilkoblingspunkter. Tilsvarende skal det ved bruk av radiokommunikasjon være hinder som sørger for at uvedkommende ikke får tilgang.

Bokstav d

Det er alltid en risiko for at programvare har feil eller svakheter (sikkerhetshull), som kan gjøre det digitale systemet sårbart. Når produsenter oppdager slike sikkerhetshull, gjør de vanligvis tilgjengelig programvareoppdateringer for å lukke sikkerhetshullet. Det er derfor viktig at programvare i AMS er oppdatert, for å motvirke at AMS-målere og andre enheter i AMS forblir sårbare dersom sikkerhetshull oppdages. Dette krever nødvendigvis at programvare i AMS-målere og andre viktige enheter i AMS må kunne oppdateres.

Programvare som skal installeres i forbindelse med oppgradering eller oppdatering av AMS, kommer som regel fra en produsent av AMS-løsninger. For å forebygge digitale angrep gjennom leverandørkjeden, skal nettselskapet, eller nettselskapets leverandør, kontrollere at programvaren er autentisk. Med dette menes at den kommer fra riktig kilde, og at den ikke er blitt endret i løpet av oversendelsesprosessen. En måte å kontrollere dette på, er å teste at et sammendrag av programvaren (en såkalt hash verdi) stemmer med et tilsvarende sammendrag som har blitt oversendt fra produsenten gjennom en annen kommunikasjonskanal.

Bokstav e

Et sikkerhetsbrudd i AMS, som skjer andre steder enn i nettselskapets sentralsystem, skal ikke kunne få betydning for andre deler av, eller hele, AMS. Dersom for eksempel krypteringsnøkler for en AMS-måler kommer på avveie, skal ikke dette medføre tilgang til andre AMS-målere, til kommunikasjonsinfrastruktur, eller til sentralsystemet.

Bokstav f

AMS skal for det første installeres med tilstrekkelig evne eller kapasitet for å til enhver tid kunne utføre de oppgaver systemet er designet for. Eksempelvis skal kommunikasjonsinfrastrukturen mellom AMS-måler og sentralsystem være dimensjonert så det er mulig å fjernopdatere programvare. Et annet eksempel er at oversendelse av nettnyttedata ikke skal blokkere oversendelse av måleverdier fra AMS-måler til nettselskapets sentralsystem.

For det andre skal enheter i AMS ikke ha aktivert funksjonalitet ut over det som er nødvendig for deres bruksoppgaver. Sikkerhetsrisikoen vil øke dersom AMS leveres med mye aktivert

⁵² Applikasjonsnivået: Abstraksjonsnivået nærmest brukeren i OSI-referansemodellen for datakommunikasjon.

funksjonalitet som ikke benyttes. Når sikkerhetsrisikoen øker samtidig som funksjonaliteten ikke gir noen nytteverdi, er det bedre om funksjonaliteten ikke er aktivert.

Bokstav g

Offentlig tilgang til AMS-måleren øker faren for hærverk eller forsøk på datainnbrudd. I vår høring i 2018 foreslo vi derfor en bestemmelse tilsvarende denne høringens § 4-6 tredje ledd bokstav g første setning. Bestemmelsen pålegger nettselskap å innføre tiltak for å begrense tilgang til AMS-målerens grensesnitt i målepunkt for sluttbrukere i lavspenningsanlegg.

Vi mottok flere høringssvar på dette forslaget. Mange tilbakemeldinger gikk ut på at nettselskapenes ansvar er begrenset til å eie AMS-måleren. AMS-målerens omgivelser, som eksempelvis skapet den står i, faller utenfor dette ansvarsområdet. Siden et eventuelt skap vil være kundens eiendom, mener flere nettselskap at de ikke vil ha mulighet å sikre AMS-målerens grensesnitt ved å installere lås. Som et alternativ foreslo flere at nettselskapene kan be om bekreftelse fra sluttbruker om at AMS-måleren er tilstrekkelig fysisk sikret, før AMS-målerens HAN-port åpnes for å kommunisere ut måleverdier lokalt.

RME presiserer at nettselskapene er nærmest til å vurdere hvilken løsning som er mest hensiktsmessig å sikre AMS-målerne på, basert på risiko og bedriftsøkonomiske vurderinger. Vi mener likevel AMS-måleren må kunne motstå en viss fysisk påvirkning. At én eller flere offentlig tilgjengelig AMS-målere beskyttes av et låst skap, er kun en av flere mulige måter å begrense tilgangen til AMS-målerens grensesnitt på. Andre mulige løsninger er at AMS-målerens ulike grensesnitt er avslått, passordbeskyttet, kryptert, blokkert eller at kommunikasjonskabelens kontakt låses fast i AMS-målerens kommunikasjonsport. Hvilken løsning som kan benyttes vil avhenge av hvilket grensesnitt som skal beskyttes og om annet regelverk legger føringer på hvilken beskyttelsesløsning som kan brukes.

Ordlyden i kravet om beskyttelse av grensesnittene til AMS-målere i målepunkt for sluttbrukere, er noe ulik kravet for øvrige målepunkt. Grunnen er at AMS-målere i målepunkt for sluttbrukere i lavspenningsanlegg, gjerne står samlet i felles avlesningsskap og det vil dermed ikke nødvendigvis være kostnadseffektivt å sikre disse individuelt. RME erfarer at AMS-målere i øvrige målepunkt, da særlig de for uttak i høyspenningsanlegg, utveksling mellom nettområder og innmating, plasseres individuelt. Dermed kan disse sikres fullstendig mot tilgang for personer uten legitimt behov.

RME oppfatter at flere AMS-målere i høyspenningsanlegg står montert i bygg eller anlegg som allerede er gjenstand for krav om fysisk sikring og adgangskontroll. For eksempel stiller kraftberedskapsforskriften krav til sikring av anlegg som er, eller kan bli, av vesentlig betydning for virksomhetens ledelse, drift eller gjenoppretting i ekstraordinære situasjoner.⁵³ RME legger til grunn at nettselskap med AMS-måler som står i bygg eller anlegg som oppfyller kravene i kraftberedskapsforskriften, også oppfyller kravene i foreslått § 4-6 tredje ledd bokstav g. Som for AMS-målere i målepunkt for sluttbrukere i lavspenningsanlegg, kan nettselskapene selv vurdere hvilken løsning som er mest hensiktsmessig for å sikre AMS-målerne mot uønsket tilgang, basert på risiko og bedriftsøkonomiske vurderinger.

6.9.2.4 § 4-6 fjerde ledd

Etter forslagetets fjerde ledd skal nettselskapet sørge for at sikkerhetsnivået i AMS ikke reduseres som følge av at nettselskapet, eller nettselskapets leverandør, ønsker å koble enheter eller

⁵³ Jf. kraftberedskapsforskriften § 5-1 om sikringsplikt.

systemer til AMS. Nettselskapet kan eksempelvis ønske at et kundesystem i administrasjonsnettverket har tilgang til noen typer funksjonalitet i AMS. Da må nettselskapet iverksette sikkerhetstiltak som sikrer at det helhetlige sikkerhetsnivået i AMS fortsatt tilsvare kravene i avregningsforskriften § 4-6.

6.9.2.5 § 4-6 femte ledd

Etter femte ledd skal nettselskapet dokumentere oppfyllelse av sikkerhetskravene i et internkontrollsystem for informasjonssikkerhet. Formålet er å systematisere og dokumentere oppfølging av krav. Det stilles allerede krav til at nettselskap skal ha internkontrollsystem på ulike områder, eksempelvis for HMS i virksomheter etter forskrift om systematisk helse-, miljø- og sikkerhetsarbeid i virksomheter (internkontrollforskriften) av 6. desember 1996 nr. 1127. I tillegg pålegges nettselskapene internkontroll eller systematisk oppfølging i kraftberedskapsforskriften.

Internkontroll⁵⁴ er sentralt innenfor sikkerhetsstyring⁵⁵ og er omtalt av blant annet Direktoratet for forvaltning og IKT (Difi) og NSM. Internkontroll er et verktøy for å sikre at virksomheten oppfyller lovpålagte og selvpålagte sikkerhetskrav. Det er også et verktøy for å sikre kontinuerlig forbedring av sikkerhetsoppfølgingen i virksomheten, ved at nettselskapene skaffer seg oversikt over informasjon og informasjonssystemer de eier eller er ansvarlige for, samt risiko relatert til disse. Internkontroll for ulike områder, inkludert AMS, kan samkjøres for helhetlig internkontroll og kvalitetsstyring i virksomheten.

6.10 Overtredelsesgebyr for brudd på sikkerhetskrav

6.10.1 Forslag til endringer i § 9-1c

I avregningsforskriften § 9-1c gjøres følgende endringer:

§ 9-1c. Overtredelsesgebyr

Ved overtredelse av bestemmelsene i § 2-1a, § 2-2, § 3-3, § 3-7, § 3-8, § 3-10, § 4-6 første og tredje til femte ledd, § 6-12, § 8-1, § 8-1a, § 8-3 og § 8-5 kan det ilegges overtredelsesgebyr.

6.10.2 RMEs merknader

RME skal føre tilsyn med om nettselskapene følger kravene til sikkerhet stilt i ny § 4-6 første og tredje til femte ledd. NVE har myndighet til å påse at kravene i kraftberedskapsforskriften er overholdt, inkludert å ilegge overtredelsesgebyr.⁵⁶

Dersom RME avdekker brudd vil vi kunne gi pålegg om endring, jf. avregningsforskriften § 9-1, og pålegge tvangsmulkt til endringen er gjennomført etter NEM-forskriften⁵⁷ §§ 8-2 jf. 4-8 første ledd.

Brudd på sikkerhetsbestemmelsene kan få store konsekvenser for hele måleverdikjeden. Sikring av AMS er essensielt av flere årsaker. Tilgang til riktige måleverdier er viktig for at nettselskapene skal kunne forvalte nettet effektivt og for at avregningsansvarlig skal få et

⁵⁴ [Difi Internkontroll i praksis – informasjonssikkerhet](#)

⁵⁵ [Nasjonal sikkerhetsmyndighet - Veileder Sikkerhetsstyring 10/03/2015](#)

⁵⁶ Se kraftberedskapsforskriften §§ 8-1, 8-2, 8-4 og 8-5.

⁵⁷ [Forskrift om netregulering og energimarkedet \(NEM-forskriften\) av 24. oktober 2019 nr. 1413.](#)

korrekt beregningsgrunnlag. Det er også viktig for at kraftleverandørene skal kunne melde inn et riktig estimat til kraftbørsen over hvor mye strøm deres kunder vil bruke det neste døgnet. Gode estimat vil igjen redusere ubalanser i kraftsystemet. Samtidig skal kunder kunne stole på at de blir fakturert for sitt faktiske forbruk. AMS har flere funksjoner, og den helhetlige sikkerheten i AMS kan være avgjørende for både sikring av kraftforsyningen og ivaretagelse av personvern. Ved brudd på kravene i ny § 4-6 kan eksempelvis datainnbrudd eller kommunikasjonssvikt allerede ha skjedd på det tidspunktet sikkerhetsbruddet avdekkes. Det er derfor behov for å forebygge eventuelle brudd på § 4-6.

Sikkerhet er ikke alltid et økonomisk lønnsomt valg, og det er derfor behov for andre virkemidler for å sikre overholdelse av bestemmelsen. I tillegg er brudd på sikkerhetsbestemmelsene en alvorlig overtredelse i seg selv. En overtredelse vil ikke nødvendigvis kun ha betydning for AMS hos nettselskapet, men kan også ramme andre tilkoblede enheter og tilsvarende systemer. Dette betyr at nettselskap som oppfyller kravene har interesse av at også andre nettselskap sikrer sine AMS-løsninger i samsvar med regelverket.

RME foreslår derfor at brudd på § 4-6 første og tredje til femte ledd, skal kunne sanksjoneres med overtredelsesgebyr. Forslaget innebærer en utvidelse av hvilke pliktbestemmelser det gis hjemmel for å ilegge overtredelsesgebyr for. Den foreslåtte endringen vil senere bli samordnet med et pågående arbeid med endringer i reaksjons- og sanksjonsbestemmelser innenfor energi- og vassdragsområdet, i den grad dette er nødvendig.

Vi vurderer ikke personlig straffansvar som aktuelt etter NEM-forskriften §§ 8-4 jf. 4-8 første ledd.

6.11 Ikrafttredelse og overgangsbestemmelse

6.11.1 Forslag til overgangsregler

Ny overgangsbestemmelse for avregningsforskriften § 4-1 første ledd, § 4-3, § 4-4 og § 4-6 skal lyde:

1. *For AMS i andre målepunkt enn de knyttet til sluttbrukere i lavspenningsanlegg, skal § 4-1 første ledd gjelde fra 1. juli 2022.*

Nettselskapet skal rapportere periodisk om fremdrift til Reguleringsmyndigheten for energi frem til 1. juli 2022. Gjennom rapporteringen skal nettselskapet vise en fremdrift som sannsynliggjør at de vil oppfylle kravet til installering av AMS i alle målepunkt innen 1. juli 2022.

2. *Funksjonskrav for AMS i endret § 4-3 skal gjelde fra 1. juli 2022.*
3. *I målepunkt for sluttbrukere i høyspenningsanlegg skal § 4-4 gjelde fra 1. juli 2022.*
4. *For AMS i andre målepunkt enn de knyttet til sluttbrukere i lavspenningsanlegg, skal § 4-6 gjelde fra 1. juli 2022.*

6.11.2 RMEs merknader

RME foreslår at de nye forskriftsendringene trer i kraft 1. januar 2021.

Vi forslår at de nye sikkerhetskravene i avregningsforskriften § 4-6 for AMS-målere i målepunkt tilknyttet sluttbrukere i lavspenningsanlegg, skal gjelde fra ikrafttredelsestidspunktet

1. januar 2021. Dette vil gi nettselskapene noe tid til å tilpasse seg sikkerhetskravene. Vi vurderer at forslaget til nye sikkerhetsbestemmelser først og fremst er en presisering av gjeldende funksjonskrav om at AMS skal «*gi sikkerhet mot misbruk av data og uønsket tilgang til styrefunksjoner [...]*».⁵⁸ RME mener derfor at den foreslåtte ikrafttredelsesdatoen gir nettselskapet tilstrekkelig tid til å gjennomføre eventuelle endringer som følge av de foreslåtte kravene til sikkerhet.

Det er nytt at RME skal følge opp og stille krav til utrulling av AMS-målere i øvrige målepunkt enn de tilknyttet sluttbrukere i lavspenningsanlegg. Nettselskapene vil trenge tid til å tilpasse seg kravene til utrulling, funksjonalitet og sikkerhet for slike målepunkt. RME foreslår derfor en overgangsbestemmelse. Nye funksjonskrav i § 4-3 skal ikke gjelde før 1. juli 2022, og tilsvarende får § 4-4 ikke anvendelse for sluttbrukere i høyspenningsanlegg før denne datoen. Til slutt sier overgangsbestemmelsen at avregningsforskriften §§ 4-1 første ledd og 4-6 ikke skal gjelde før 1. juli 2022 for målepunkt tilknyttet uttak i høyspenningsanlegg, utveksling mellom nettområder og innmating. Forslaget er i samsvar med tidspunkt for innføring av 15 minutters tidsopløsning i balanseavregningen. Vi viser her til vurderingen i kapittel 3.1. og 3.3 under Del A.

Ved å stille krav til periodisk rapportering ved utrulling etter § 4-1, ønsker RME å rette fokus på nettselskapenes plikt til å sørge for en godt planlagt og hensiktsmessig utrulling. Dersom mange nettselskap venter med å igangsette installasjon frem til fristen for installasjon nærmer seg, kan det oppstå betydelige forsinkelser fordi de aktuelle leverandørene kan ha begrenset kapasitet til å levere til mange nettselskap samtidig. For å sikre at RME får tilgang på informasjon om fremgangen med installasjon av AMS-målere, foreslår vi samtidig et krav om rapportering av fremdrift frem til tidsfristen for installasjon.

7 Økonomiske og administrative konsekvenser av forskriftsendringene

7.1 Økonomiske og administrative konsekvenser av foreslåtte funksjonskrav for AMS

RME foreslår to funksjonskrav som skal gjelde for AMS i øvrige målepunkt enn de tilknyttet sluttbrukere i lavspenningsanlegg. Dette vil vanligvis være målepunkt for uttak i høyspenningsanlegg, utveksling mellom nettområder og innmating. I tillegg foreslår vi at AMS-målere i målepunkt tilknyttet sluttbrukere i høyspenningsanlegg, skal ha et grensesnitt som gir sluttbruker tilgang på måleverdier lokalt. En HAN-port eller en S0-utgang for energipuls vil dekke dette kravet. Vårt inntrykk er at de fleste elektrisitetsmålere i målepunkt for sluttbrukere i høyspenningsanlegg, om ikke alle, allerede har et slikt grensesnitt.

Statnetts KtM og REN blad 4011, omtalt under kapittel 5.2, stiller krav til at elektrisitetsmålere i høyspenningsanlegg skal kunne registrere måleverdier med en oppløsning på mellom 5 og 60 minutter, og kunne måle aktiv og reaktiv energi i begge retninger. For de tilfeller der disse

⁵⁸ Avregningsforskriften § 4-2 første ledd bokstav g.

retningslinjene følges i dag, vil de foreslåtte funksjonskravene ikke medføre utskiftninger av elektrisitetsmålere.

Oslo Economics estimerer at omkring 950 presisjonsmålere⁵⁹ eid av nettselskap, og 350 presisjonsmålere eid av Statnett, må skiftes ut fordi de ikke kan registrere måleverdier per 15 minutter. Nettselskapenes kostnader ved å bytte ut disse elektrisitetsmålerne anslås å være mellom 28 og 48 millioner kroner. Statnett, som ikke er inkludert i denne utregningen av kostnader, har allerede planer om å bytte ut sine elektrisitetsmålere.

RME foreslår en rapporteringsplikt for nettselskap frem til 1. juli 2022, om fremdrift ved installasjon av AMS. Dette vil medføre noe administrasjon for nettselskap og for RME, som vil ta imot og sammenstille de periodiske rapporteringene.

Vi viser til kapittel 4 under del A for en nærmere vurdering av økonomiske og administrative konsekvenser som følge av innføring av 15 minutters balanseavregning.

7.2 Økonomiske og administrative konsekvenser av forslag om sikkerhetskrav for AMS

RME vurderer at kravene som stilles til sikkerhet for AMS i målepunkt for sluttbrukere i lavspenningsanlegg, stort sett samsvarer med krav som tidligere har vært hjemlet i avregningsforskriften § 4-2 bokstav g, og som er nærmere presisert i vår veileder til sikkerhet i AMS.⁶⁰ Nettselskap som har gjennomført tiltak etter gjeldende regelverk, vil derfor allerede ha implementert flere av kravene vi foreslår.

Kravet til å begrense tilgangen til AMS-målerens grensesnitt etter § 4-6 tredje ledd bokstav g første punktum, kan imidlertid medføre en kostnad for nettselskapene for målepunkt tilknyttet sluttbrukere i lavspenningsanlegg. Kostnadsstørrelsen vil avhenge av hvordan nettselskapene velger å sikre sine AMS-målere som står offentlig tilgjengelig. Etter RME sin erfaring, er praksis i dag at nettselskapene ber sluttbrukere i lavspenningsanlegg bekrefte at AMS-måleren er lokalisert i et område med tilstrekkelig fysisk beskyttelse.

NEK 399:2018 er en standard for tilknytningspunkt for elanlegg og ekomnett. Standarden stiller krav om at elektrisitetsmålere skal plasseres i låst skap som begrenser tilgangen for andre enn boligeier, bygningseier, elnetteier og ekomnetteier. Det er bygningseier som etter standarden er ansvarlig for nødvendig låssystem. Tilsvarende krav fantes også i NEK 399-1 fra 2014. NEK 399:2018 er imidlertid kun en standard og hverken nettselskap eller sluttbruker er pliktig å følge den.

Kravet til at tilgang skal begrenses etter avregningsforskriften § 4-6 vil være oppfylt dersom nettselskapet oppfyller kravene i NEK 399:2018. Samtidig finnes det eksempler på at skap montert før 2014 ikke har lås. RME har fått tilbakemeldinger som tilsier at det kun er et fåtall AMS-målere som ikke har beskyttelse i dag, enten gjennom å være montert i et låst skap, inne i bolig eller tilsvarende. Vi legger derfor til grunn at kravet i avregningsforskriften § 4-6 tredje

⁵⁹ Oslo Economics definisjon av «*presisjonsmålere*» avviker til viss grad fra definisjonen RME bruker når det omtales «*elektrisitetsmålere*» i resten av dokumentet: Presisjonsforbruksmålere er definert som målere direkte koblet til høyspenningsanlegg ($\geq 1000V$), utvekslingsmålere til måling av utveksling av kraft mellom nettavregningsområder og produksjonsmålere til måling av innmating av kraft på nettet

⁶⁰ [Veileder nr. 7-2012, Veileder til sikkerhet i avanserte måle- og styringssystem](#)

ledd bokstav g første punktum, kun vil medføre mindre økonomiske eller administrative konsekvenser for nettselskapene.

Vi foreslår nye sikkerhetskrav for AMS samtidig med nye funksjonskrav som skal forberede innføring av 15 minutters tidsoppløsning i balanseavregningen. Slik ønsker vi å legge til rette for at hensynet til sikkerhet blir ivaretatt ved utskifting av elektrisitetsmålere til AMS-målere som oppfyller de foreslåtte funksjonskravene i avregningsforskriften § 4-3. Om vi hadde foreslått nye sikkerhetskrav på et senere tidspunkt, hadde det vært en risiko for at enkelte AMS-målere måtte skiftes ut på nytt.

Kravet om registrering av måleverdier med 15 minutters oppløsning i målepunkt for uttak i høyspenningsanlegg, utveksling mellom nettområder og innmating er hoveddrivkraften for å bytte ut elektrisitetsmålere. I tillegg har bransjen gjennom Statnett⁶¹ og REN⁶² selv utarbeidet krav til sikkerhet for elektrisitetsmålere i høyspenningsanlegg som har betydelig overlapp med kravene vi foreslår i ny § 4-6. RME legger derfor til grunn at kun et fåtall elektrisitetsmålere, om noen, må skiftes ut som følge av nye sikkerhetskrav for AMS.

I denne omgang foreslår vi ikke et absolutt krav om ende-til-ende-kryptering i AMS. Dette gir nettselskapene mulighet til å videreføre mange av dagens systemer uten større kostnader, hvor sikkerheten ligger i bruk av egne datanettverk som er stengt for uvedkommende. Nettselskapene vil dermed ha mulighet til å gå over til mer moderne sikkerhetsløsninger på et senere tidspunkt, når det kan være mer kostnadseffektivt å få flere elektrisitetsmålere inn i samme sikkerhetsløsning. Vi legger derfor til grunn at vårt forslag til nye sikkerhetskrav i seg selv får begrensede økonomiske virkninger.

⁶¹ [Statnett – Krav til måling](#)

⁶² [REN 4010 og 4011](#)

8 Forslag til forskriftstekst

Forskrift om endring i forskrift om måling, avregning, fakturering av netjtjenester og elektrisk energi, nettselskapets nøytralitet mv.

Fastsatt av Olje- og energidepartementet XX.XX.2020 med hjemmel i lov 29. juni 1990 nr. 50 om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven) §§ 4-3 og 10-6.

I

I forskrift av 11. mars 1999 nr. 301 om måling, avregning, fakturering av netjtjenester og elektrisk energi, nettselskapets nøytralitet mv. gjøres følgende endringer:

Ny definisjon i § 1-3. skal lyde:

Avanserte måle- og styringssystem (AMS): Toveis informasjons- og kommunikasjonssystem fra og med elektrisitetsmålere benyttet til avregning for de enkelte målepunkt, til og med sentralsystemet hos nettselskap eller nettselskapets leverandør.

§ 3-8. første ledd skal lyde:

Nettselskapet skal innen kl. 07.00 første kalenderdag etter driftsdøgnet sende melding til avregningsansvarlig som inneholder innmatingen og uttaket i kWh per time for hvert enkelt titemålte målepunkt i henhold til § 3-3 syvende ledd og § 4-1.

§ 3-9. fjerde ledd skal lyde:

Ved installasjon av AMS etter § 4-1 kan nettselskapet opprettholde profilavregning for målepunktet i inntil 30 virkedager. Etter dette tidspunktet skal det benyttes timeavregning.

§ 4-1. skal lyde:

Nettselskapene skal sørge for at AMS er installert i hvert enkelt målepunkt.

Nettselskapene har ikke plikt til å installere AMS i målepunkt for sluttbrukere i lavspenningsanlegg dersom

- a) forbruket i målepunktet er lavt og forutsigbart
- b) installasjonen er til vesentlig og dokumenterbar ulempe for sluttbruker.

Dersom nettselskap og sluttbruker er uenig om installasjon av AMS, kan saken fremlegges for Reguleringsmyndigheten for energi til avgjørelse.

§ 4-2. skal hete: Funksjonskrav for AMS i målepunkt for sluttbrukere i lavspenningsanlegg

§ 4-2. skal lyde:

I målepunkt for sluttbrukere i lavspenningsanlegg skal AMS

- a) lagre måleverdier med en registreringsfrekvens på maksimalt 60 minutter, og kunne stilles om til en registreringsfrekvens på minimum 15 minutter
- b) ha et standardisert grensesnitt som legger til rette for kommunikasjon med eksternt utstyr basert på åpne standarder
- c) kunne tilknyttes og kommunisere med andre typer målere
- d) kunne bryte og begrense effektuttaket i det enkelte målepunkt, unntatt trafomålte anlegg
- d) kunne sende og motta informasjon om kraftpriser og tariffer samt kunne overføre styrings- og jordfeilsignal og
- e) registrere flyt av aktiv og reaktiv effekt i begge retninger.

Ny § 4-3. skal hete: *Funksjonskrav for AMS i øvrige målepunkt enn sluttbrukere i lavspenningsanlegg*

Ny § 4-3. skal lyde:

For andre målepunkt enn de knyttet til sluttbrukere i lavspenningsanlegg, skal AMS

- a) lagre måleverdier med en registreringsfrekvens på maksimalt 15 minutter og
- b) registrere flyt av aktiv og reaktiv effekt i begge retninger.

I målepunkt for sluttbrukere i høyspenningsanlegg, skal AMS ha et grensesnitt som legger til rette for kommunikasjon med eksternt utstyr basert på åpne standarder.

Dersom AMS lagrer måleverdier med en finere tidsoppløsning enn 15 minutter, skal måleverdiene kunne summeres opp til 15 minutter.

§ 4-4. skal hete: *Tilgang til måleverdier lokalt*

§ 4-4. skal lyde:

Nettselskap skal legge til rette for at sluttbrukere kan koble utstyr til AMS for å lese av måleverdier lokalt.

§ 4-5. skal hete: *Måleverdier*

§ 4-5. skal lyde:

Måleverdiene skal registreres og lagres i måleren inntil måleverdiene er overført til nettselskapet og minst frem til forfallsdato for inneværende fakturaperiode.

Måleverdiene skal overføres til avregningsansvarlig innen kl. 07.00 etter at driftsdøgnet er avsluttet, jf. § 3-8.

§ 4-6. skal hete: *Krav til sikkerhet for AMS*

§ 4-6. skal lyde:

DEL B: Forslag til endring av forskrift om måling, avregning, fakturering av netjtjenester og elektrisk energi, nettselskapets nøytralitet mv.

Nettselskapet er ansvarlig for å sikre AMS. Nettselskapet er ansvarlig for at sikkerhet vurderes ved oppstart og gjennomføring av endringsprosesser tilknyttet AMS. Nettselskapet skal velge løsninger som gir høyest sikkerhetsnivå i AMS så lenge kostnaden er forsvarlig etter en kost/nytte-vurdering.

Sikkerhetsløsninger i AMS skal oppfylle kravene til digitale informasjonssystemer i kraftberedskapsforskriften.

I tillegg skal følgende krav være oppfylt:

- a) Enheter og brukere som skal kommunisere til eller i AMS må godkjennes i AMS av nettselskapet eller nettselskapets leverandør før de får tilgang.*
- b) Enhver endring av programvare og konfigurasjon av dataprogram i AMS skal kunne spores tilbake til bruker, tidspunkt og endringen som ble gjort.*
- c) Kommunikasjon i nettverket mellom AMS-måler og sentralsystem skal være beskyttet med ende-til-ende-kryptering. Ved bruk av et eget datanettverk, stengt for uvedkommende, kan kravet om ende-til-ende-kryptering fravikes.*
- d) Programvare i AMS skal være oppdatert. Før ny programvare installeres i AMS, skal nettselskapet eller nettselskapets leverandør kontrollere at programvaren er autentisk.*
- e) Hendelser som kompromitterer sikkerheten i en AMS-måler, eller dens kommunikasjon med sentralsystemet, skal ikke kompromittere sikkerheten i andre AMS-målere, deres kommunikasjon med sentralsystemet, eller sentralsystemet i seg selv.*
- f) AMS skal til enhver tid kunne utføre de oppgaver systemet er designet for. Nettselskapet eller nettselskapets leverandør skal deaktivere funksjonalitet i AMS som ikke skal benyttes.*
- g) I målepunkt for sluttbrukere i lavspenningsanlegg skal tilgang til AMS-målerens grensesnitt begrenses for andre enn sluttbruker, nettselskap og andre aktører med legitimt behov. I øvrige målepunkt skal kun nettselskap og andre aktører med legitimt behov ha tilgang til AMS-måleren.*

Dersom nettselskapet eller nettselskapets leverandør kobler andre enheter eller systemer til AMS, skal sikkerhetsnivået i AMS opprettholdes eller forbedres. Tilsvarende gjelder dersom sluttbruker eller tredjepart kobler seg til AMS.

Nettselskapene skal dokumentere oppfyllelse av krav i første til fjerde ledd i et internkontrollsystem.

§ 9-1c. skal lyde:

Ved overtredelse av bestemmelsene i § 2-1a, § 2-2, § 3-3, § 3-7, § 3-8, § 3-10, § 4-6 første og tredje til femte ledd, § 6-12, § 8-1, § 8-1a, § 8-3 og § 8-5 kan det ilegges overtredelsesgebyr.

II

Ikrafttredelse

Forskriften trer i kraft 1. januar 2021.

Overgangsregler

1. *For AMS i andre målepunkt enn de knyttet til sluttbrukere i lavspenningsanlegg, skal § 4-1 første ledd gjelde fra 1. juli 2022.*

Nettselskapet skal rapportere periodisk om fremdrift til Reguleringsmyndigheten for energi frem til 1. juli 2022. Gjennom rapporteringen skal nettselskapet vise en fremdrift som sannsynliggjør at de vil oppfylle kravet til installering av AMS i alle målepunkt innen 1. juli 2022.

2. *Funksjonskrav for AMS i endret § 4-3 skal gjelde fra 1. juli 2022.*
3. *I målepunkt for sluttbrukere i høyspenningsanlegg skal § 4-4 gjelde fra 1. juli 2022.*
4. *For AMS i andre målepunkt enn de knyttet til sluttbrukere i lavspenningsanlegg, skal § 4-6 gjelde fra 1. juli 2022.*



NVE

Reguleringsmyndigheten
for energi – RME

Reguleringsmyndigheten for energi

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

www.reguleringsmyndigheten.no