



NVE

Reguleringsmyndigheten
för energi – RME

EKSTERN RAPPORT

NR. 1 / 2025

RME

Utredning av 15 minutters måling i lavspenningsanlegg

SKREVET AV Thema Consulting Group

RME Ekstern rapport nr. 1/2025

Utredning av 15 minutters måling i lavspenningsanlegg

Utgitt av: Reguleringsmyndigheten for energi
Forfatter: Thema Consulting Group
Omslagsbilde: Stig Storheil/NVE

ISBN: 978-82-410-2440-5
ISSN: 2535-8243
Saksnummer: 202500579

Sammendrag: Denne rapporten presenterer Thema Consulting Group sin vurdering av kostnader og nyttevirksomheter ved fire alternative løsninger for innføring av 15 minutters måling i lavspenningsanlegg.

Emneord: Måling, avregning, lavspenningsanlegg, sluttbrukermarked, fleksibilitet, 15 minutters tidsoppløsning

Reguleringsmyndigheten for energi
Middelthuns gate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

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

Januar 2025

Forord

I løpet av 2025 er det planlagt at alle energimarkedene skal gå over fra 60 til 15 minutters tidsoppløsning. Det vil si at kraftprisen fastsettes for hvert kvarter neste døgn og balanseavregningen skjer per kvarter. Overgangen fra 60 minutter til 15 minutters tidsoppløsning i markedene og balanseavregningen er et virkemiddel for å ivareta driftssikkerheten på en mer effektiv måte, i møte med en stadig større andel fornybar energi i kraftsystemet, økt kraftutveksling mellom geografiske områder og et mer variabelt kraftforbruk. Endringen vil gi markedsaktørene insentiver til å planlegge produksjon og forbruk i balanse per kvarter. Det vil kunne redusere kraftsystemets samlede ubalanser.

Siden målepunkter i lavspenningsanlegg per i dag ikke omfattes av krav om en registreringsfrekvens per 15 minutter, vil det ved en overgang til 15 minutters tidsoppløsning i energimarkedene være ulik tidsoppløsning i energimarkedene og i registreringsfrekvensen til måleren for disse anleggene.

På oppdrag fra Reguleringsmyndigheten for energi i NVE (RME) har Thema Consulting Group, i samarbeid med System AS og Magnus Energy BV, utredet alternativer for hvilke lavspenningsanlegg som kan måles per 15 minutter. Alternativene sammenlignes med et nullalternativ hvor innføring av 15 minutters måling i lavspenningsanlegg utsettes.

Alle vurderinger og konklusjoner i rapporten er konsulentenes egne.

RME ber om innspill til innholdet i denne rapporten. RME vil ta innspillene som kommer i betraktning i den videre vurderingen av 15 minutters måling i lavspenningsanlegg.

Frist for innspill er 28. februar 2025.

Innspill sendes til rme@nve.no og merkes med referansenummer 202500579.

Oslo, januar 2025

Tore Langset
direktør
Reguleringsmyndigheten for energi

Tiril Henriksen Norvoll
seksjonssjef
Seksjon for marked og systemdrift

Dokumentet sendes uten underskrift. Det er godkjent i henhold til interne rutiner.

Utredning av 15 minutters måling i lavspenningsanlegg

På oppdrag for Reguleringsmyndigheten for energi (RME)



THEMA
CONSULTING GROUP

Dato

29.11.2024

Om prosjektet

Prosjektnummer: RME-24-01

Prosjektnavn: Utredning av 15 minutters måling i lavspenningsanlegg

Oppdragsgiver: Reguleringsmyndigheten for energi (RME)

Om rapporten

Rapportnavn: Utredning av 15 minutters måling i lavspenningsanlegg

Rapportnummer: 2024-14

ISBN-nummer: 978-82-8368-154-3

Tilgjengelighet: Offentlig

Prosjektbeskrivelse

Kraftmarkedet sørger for at ressursene utnyttes effektivt, at forsyningssikkerheten ivaretas og bidrar til at kraften ikke blir dyrere enn nødvendig. Elektrisk strøm skiller seg fra andre varer ved at den egner seg dårlig til lagring. Det må til enhver tid være eksakt balanse mellom produksjon og forbruk. Aktører kan handle seg i balanse gjennom døgnmarkedet og intradagmarkedet, mens systemansvarlig bruker reservemarkedene til å sørge for balanse innad i en time. For å redusere strukturelle ubalanser innad i hver enkelt time skal tidsoppløsningen i markedene endres fra én time til 15 minutter. Produsenter og stort forbruk (knyttet til høyspentnettet) måles og avregnes per kvarter, mens lavspenningskunder, herunder husholdninger, fritidsboliger og tjenesteytende næring, fortsatt vil måles per time og bli avregnet/fakturert i henhold til en profilert timespris, som beregnes på grunnlag av kvartersprisene i døgnmarkedet. Med dette som utgangspunkt har Reguleringsmyndigheten for energi (RME) engasjert THEMA til å utrede alternativer til måling og avregning av lavspenningsanlegg og hva de vil gi av nytte- og kostnadsvirkninger.

Prosjektteam**Kontaktperson og prosjektleder**

Malin Wikum
Malin.wikum@thema.no
+47 988 07 875

Bidragstere (alfabetisk)

Gerard Doorman (Magnus Energy)

Iris Carrascal Simonsen (THEMA)

Morten Punnerud (Systek AS)

Roald Glad Lien (THEMA)

Robert Seguin (THEMA)

Svend Boye, ansvarlig partner og

Viktor Moulin (THEMA)

kvalitetssikrer (THEMA)

Om THEMA Consulting Group

Postadresse: Øvre vollgate 6
Besøksadresse: Nedre vollgate 9
0158 Oslo, Norway

Foretaksnummer: NO 895 144 932
www.thema.no

THEMA Consulting Group tilbyr rådgivning og analyser for omstillingen av energisystemet basert på dybdekunnskap om energimarkedene, bred samfunnsforståelse, lang rådgivningserfaring og solid faglig kompetanse.

INNHold

1	Om oppdraget	10
2	Nullalternativ, mål- og problemanalyse	13
2.1	Nullalternativ	13
2.2	Målanalyse.....	13
2.3	Problemanalyse	13
3	Alternativer for 15 minutters måling i lavspenningsanlegg.....	15
3.1	Mulighetsstudie.....	15
3.2	Forutsetninger for de aktuelle alternativene	15
3.3	Andre forutsetninger for analysen	16
4	Identifiserte virkninger av 15 minutters måling av lavspenningsanlegg	18
4.1	Berørte grupper.....	18
4.2	Identifiserte virkninger	18
4.3	Identifiserte kostnadsvirkninger	18
4.4	Identifiserte nyttevirksomheter	18
4.5	Mulige andre virkninger.....	19
5	Kostnadsvirkninger	21
5.1	Identifiserte kostnadsvirkninger	21
5.2	Prissatte kostnadsvirkninger	25
6	Nyttevirksomheter.....	41
6.1	Identifiserte nyttevirksomheter.....	41
6.2	Riktige prissignaler innad i timen (prissatt nyttevirksomhet)	42
6.3	Reduserte strukturelle ubalanser hos plusskunder (prissatt nyttevirksomhet)	47
6.4	Riktig avregning ved deltagelse i aktiveringsmarkedene	48
6.5	Redusert prisrisiko for kraftleverandørene	50
6.6	Sammenstilling av nyttevirksomheter.....	51
7	Personvern hensyn	53
8	Sammenstilling av nytte- og kostnadsvirkninger	55
9	Vedlegg	57
10	Referanseliste	61

Sammendrag

Bakgrunn

Kraftsystemet sørger for samsvar mellom forbruk og produksjon. Dette gjøres gjennom døgnetmarkedet, intradagmarkedet og reservemarkedene. Aktører kan handle seg i balanse gjennom døgnetmarkedet og intradagmarkedet, mens systemansvarlig bruker reservemarkedet til å sørge for balanse innad i en time. For å redusere strukturelle ubalanser innad i hver enkelt time endres tidsoppløsningen i markedet fra én time til 15 minutter. Dette skjer ved at produsenter og stort forbruk (knyttet til høyspentnettet) måles og avregnes per kvarter. Lavspenningskunder, herunder husholdninger, fritidsboliger og tjenesteytende næring, vil måles per time og bli avregnet i henhold til en profilert timespris, som beregnes på grunnlag av kvartersprisene i døgnetmarkedet.

Alternativer

I samråd med RME har vi utviklet følgende alternativ for fremtidig måling og avregning av lavspenningskunder:

- Nullalternativ – Fortsatt timesmåling av sluttbrukere i lavspenningsnettet/ utsette beslutning om ev. kvartersmåling
- Alternativ 1 – Måle alle lavspenningskunder per kvarter
- Alternativ 2 – Fortsette med timesmåling for alle, men gi mulighet for at de som vil blir målt per kvarter (frivillig innmelding)
- Alternativ 3 – Innføre kvartersmåling for alle, men gi mulighet til å fortsatt ha timesmåling (frivillig utmelding)
- Alternativ 4 – Innføre kvartersmåling for næringskunder, men ikke for husholdningskunder eller fritidsboliger

Kostnadsvirkninger: Nåverdien av kostnadene vil være mellom 500 og 2 100 millioner kroner

Nødvendige investeringer og økte driftskostnader knyttet til innføring av kvartersmåling i lavspenningsnettet varierer mellom aktørene avhengig av hvilke systemer de har. De viktigste kostnadselementene knytter seg til endringer av kommunikasjonssystem, utvidelse av datahåndterings- og datalagringskapasitet, systemendringer (herunder endringer i KIS/AFI) og eventuelt kostnader for inn- og utmelding, som vil oppstå ved alternativ 2 og 3 (frivillig innmelding og utmelding). Våre estimat på nåverdien av investerings- og driftskostnader av alternativene, sammenlignet med nullalternativet er som følger:

- Alternativ 1 – Innføring for alle: 787 – 1 796 millioner kroner
- Alternativ 2 – Frivillig innmelding: 773 – 871 millioner kroner
- Alternativ 3 – Frivillig utmelding: 1 365 – 2 058 millioner kroner
- Alternativ 4 – Innføring for næringskunder: 466 – 628 millioner kroner

Nyttevirkninger: Nyten av å gi riktige prissignaler er usikker. Tilgjengelige datakilder tyder på nytte fra 100 til 1000 mill. kr.

Kvartersmåling av lavspenningskunder gir nytte gjennom ulike mekanismer. Den viktigste nyttemekanismen oppstår ved at kvartersmåling gir forbrukskunder i lavspenningsnettet riktige prissignaler innad i timen. I nullalternativet vil forbrukskunder i lavspenningsnettet eksponeres for gjennomsnittlige timespriser, som i dag, men ikke for prisforskjeller innad i timen. Med kvartersmåling får husholdninger og tjenesteytende sektor riktigere incentiver til å tilpasse seg til svingninger i kraftprisen i timen. Dette bidrar til et mer effektivt kraftmarked, der lavspenningskunder i større grad bruker strøm når nytten overstiger kostnaden. I

praksis vil denne nytten kunne utløses av smart styring/ smarte apparater, som elbilladere, varmtvannsberedere og styring av oppvarmingssystemer, som kan forflytte strømbruk fra for eksempel klokken 9:00 til 9:15, eller 9:30, når det lønner seg for kunden.

Den samfunnsøkonomiske verdien av å gi lavspenningskundene riktige prissignaler innad i timen avhenger av kraftvolumet lavspenningskunder kan og vil flytte innad i timen som følge av prissignaler (deres priselastisitet) og fremtidige prisforskjeller innad i timen i norske budområder. Vi har gjennomgått litteraturen og en rekke studier av *priselastisitet*. Det finnes oss bekjent ingen estimer av fremtidig priselastisitet per kvarter for alminnelig forsyning i Norge de neste femten årene. I mangel av dette har vi tatt utgangspunkt i det vi anser for å være det nærmeste vi kommer, som er en nyere dansk studie av priselastisiteten per time for husholdninger og servicenæringen. Denne studien anslår priselastisiteten for timespriser til rundt 10 prosent, noe som betyr at alminnelig forbruk i snitt reduseres med 0,1 prosent ved en prisøkning på 1 prosent.

Fremover forventer vi at andelen smart styring av apparater som elbiler, varmtvannstanker og oppvarming vil øke. Dette forventes igjen å bidra til høyere priselastisitet enn i dag. Spørsmålet, som vi ikke har et definitivt svar på, er hvor høy priselastisiteten vil bli i analyseperioden på 15 år. For å illustrere at vi forventer en høyere priselastisitet med økt smart styring, legger vi i våre estimer en mulig fremtidig priselastisitet på 20 prosent, det vil si dobbelt så høyt som priselastisiteten i den mest relevante empiriske studien vi har funnet. Vi anser dette for å være høyt scenario, særlig når en tar inn over seg at en vesentlig del av alminnelig forsyning også de neste 15 årene forventes ikke å tilpasse seg til forskjeller i pris innad i timen. En gjennomsnittlig priselastisitet på 20 prosent tilsier dermed at en vesentlig del av forbruket har en priselastisitet som er langt høyere.

I tillegg til priselastisiteten avhenger verdien av kvartersmåling av prisforskjellene innad i timen. Per i dag er de norske budområdene kjennetegnet av mindre prissvingninger mellom timer, sammenlignet med de fleste budområdene i Europa, noe som blant annet kan forklares med vår store andel regulérbare vannkraft. Vi vil om kort tid få kvarterspriser i Norge, noe som vil gi oss vesentlig bedre grunnlag for å beregne nytten av å måle lavspenningskunder per kvarter. I mellomtiden må vi basere estimatene våre av prisforskjeller på framskrivninger i kraftmarkedsmodellen til THEMA, samt observasjoner av prisforskjeller innad i timen fra andre markeder. Som et lavt scenario på fremtidige prisforskjeller innad i timen interpolerer vi lineært kvarterspriser fra timeprisene i THEMAs kraftmarkedsmodell i analyseperioden. Selv om innføring av kvartersmåling for produksjon og stort forbruk trolig vil jevne ut prisforskjellene innad i timen, sammenlignet med i dag, forventer vi at denne metoden undervurderer volatiliteten innad i timen fremover. I vår beregning av et høyt scenario har vi sett hen til det eneste prisområdet vi har data per kvarter på, som er et prisområde i Australia. Det australske prisområdet har langt mindre regulérbar produksjon enn de norske prisområdene. Vi har derfor beregnet et høyt scenario på grunnlag av volatiliteten til de 90 prosent av kvarterene med minst volatilitet.

Bruken av disse kildene gir følgende estimat på nytten av de ulike alternativene, sammenlignet med nullalternativet:

- Alternativ 1 – Innføring for alle: 210 – 1 130 millioner kroner
- Alternativ 2 – Frivillig innmelding: 70 – 380 millioner kroner
- Alternativ 3 – Frivillig utmelding: 190 – 1 020 millioner kroner
- Alternativ 4 – Innføring for næringskunder: 80 – 440 millioner kroner

Strømstøtteordningen beskytter norske husholdninger mot høye kraftpriser og demper prissignalet til husholdninger ved høye kraftpriser. Når husholdninger ikke har insentiv til å reagere på kraftpriser, reduseres også nytten av å måle disse kundene kraftpriser hvert kvarter. Med en fortsatt strømstøtteordning vil nytten av å måle og avregne alle lavspenningskunder per kvarter (alternativ 1) reduseres med rundt femti prosent.

I tillegg til nytten av riktigere prissignaler for lavspenningskunder innad i timene, som er oppsummert over, kommer nytten av redusert ubalanse hos plusskunder (20-80 millioner kroner i nåverdi), samt nytten av redusert prisrisiko for kraftleverandørene (ikke prissatt) og riktig avregning ved deltakelse i aktiveringsmarkedene (ikke prissatt).

Mulige, andre virkninger

Innføring av 15 minutters måling av husholdninger vil skape mer persondata, herunder data om hva folk gjør i hjemmene sine, sammenlignet med i nullalternativet (og fortsatt timesmåling).

Man kan se for seg at innføring av 15 minutters måling vil kunne komme til nytte for nettselskapenes drift av nettet, for eksempel om det brukes til å gi nettkunder sterkere insentiver til å redusere effekttoppene. Vi har i vår analyse foreløpig ikke lagt til grunn at 15-minutters måling vil gi riktigere nettutnyttelse i analyseperioden på 15 år. Grunnen er at det ikke foreligger planer om en ny nettleiestruktur og at nettselskapene vi har intervjuet oppgir at de ikke har behov for å innføre nettleiestruktur som benytter kvartersoppløsning på kort til mellomlang sikt.

Fremtiden vil gi mer informasjon om nytte og kanskje også muligheter for lavere kostnader/ kostnadssynergier

De nærmeste årene vil norske lavspenningskunder fortsatt måles per time og bli avregnet/fakturert i henhold til en profilert timespris, samtidig som produksjon og forbruk knyttet til høyspentnettet vil bli målt og avregnet per kvarter. I denne perioden vil vi få økt kunnskap om de faktiske prisforskjellene per kvarter i norske budområder og om fremtiden til strømstøtteordningen. Dette vil redusere usikkerheten knyttet til nytten av kvartersmåling av lavspenningsanlegg vesentlig, ettersom vi vil gå fra å kunne beregne nytten basert på interpolering og andre markeder, til å beregne nytten basert på faktiske prisforskjeller mellom kvarter. Med tanke på priselastisiteten vil usikkerheten også reduseres når vi får bedre oversikt over bruken av smart utstyr knyttet til blant annet elbillading, varmtvannstanker og oppvarming.

Videre planlegger nettselskapene innføring av neste generasjons automatiske målere (AMS 2.0). Dette prosjektet, med fornyelse av strømmålere og tilhørende kommunikasjons- og lagringssystemer, kan innebære arbeid som gjør at marginalkostnaden av innføringen av kvartersmåling for lavspenkunder blir lavere i fremtiden enn om innføring besluttes i dag. En mulighet for RME kan derfor være å utsette beslutningen om kvartersmåling av lavspenningskunder til vi har mer informasjon om nytten og til vi får muligheten til å oppnå kostnadssynergier med AMS 2.0.

Summary

Background

The power market makes sure that supply equals demand. This is ensured through the day ahead market, intraday market, and reserve markets. Balancing responsible parties are active in the day ahead and intraday markets, while the system operator trade through the reserve markets to keep the balance within an hour. To reduce structural imbalances within the hours, the power market is transitioning from 60-minute to 15-minute market time units. In Norway, production, large consumption (industry) and interchange connected to the high-voltage network would be metered and settled per 15 minutes. Low-voltage customers, including households, recreational properties, and service industries will still be metered per hour and settled/invoiced according to a profiled, hourly price.

Alternatives

In consultation with The Norwegian Energy Regulator (RME), we have developed the following alternatives for future metering and settlement of low-voltage customers:

- Baseline – Continued hourly metering of low-voltage customers/ postponing the decision
- Alternative 1 – 15-minute metering of all low-voltage customers
- Alternative 2 – Voluntary opt-in: Allow those who want to be metered per 15-minutes
- Alternative 3 – Voluntary opt-out: Introduce 15-minute metering for all, but let customers opt to continue with hourly metering
- Alternative 4 – Introduce 15-minute metering for commercial customers, but not for households/ recreational properties

Costs: The present value of costs is estimated to be between 500 and 2 100 million NOK (MNOK)

The introduction of 15-minute metering of low-voltage customers will generate both investment costs and increased operating costs for the grid companies. Operating costs will be driven by the collection and processing of four times the amount of the metering data compared to today. Investment costs are driven by the need for grid companies to reinvest in their internal systems, as well as reinforcing the communication infrastructure, responsible for sending the metering data, to handle the increased data flow. In alternative 2 and 3 additional costs to administer the opt-in and opt-out options will arise. Our estimates of the present value of the investment and operating costs of the alternatives, compared with the baseline, are as follows:

- Alternative 1 – 15-minute metering of all low-voltage customers: 787 – 1 796 MNOK
- Alternative 2 – Voluntary opt-in: 773 – 871 MNOK
- Alternative 3 – Voluntary opt-out: 1 365 – 2 058 MNOK
- Alternative 4 – 15-minute metering only for commercial customers: 466 – 628 MNOK

Benefits: The value of giving correct price signals is uncertain. Available sources suggest benefit of 100 to 1 000 MNOK

15-minute metering of low-voltage customers gives benefit through several mechanisms. The main benefit of 15-minute metering arises from the fact that low-voltage customers will be exposed to the right price signals within the hour. In the baseline, customers connected to the low-voltage grid will be exposed to average hourly prices, but not the price differences within the hour. In practice,

this benefit will be realized by smart appliances, such as electric car charges, smart water heaters and heating system controls, which can shift electricity consumption from for example 9:00 to 9:15 or 9:30 when it is profitable for the customer.

The socio-economic value of giving low-voltage customers the right price signals within the hour depends on the volume of power low-voltage customers can and will move within the hour as a result of price signals (their price elasticity) and future price differences within the hour in Norwegian bidding zones. As part of this project, we have reviewed the literature and a number of studies of price elasticity. To our knowledge, there are no estimates of future price elasticity per 15-minute for residential and commercial supply (non-industry) supply in Norway over the next fifteen years. In the absence of this, we have considered the most relevant study we have found, which is a recent Danish study of price elasticity per hour for households and the service industry. This study estimates the price elasticity for hourly prices at around 10 per cent. An elasticity of 10 percent implies that general consumption is on average reduced by 0.1 per cent for a price increase of 1 per cent.

We expect an increase in the share of smart appliances, such as electric cars, smart water heaters and heating system controls going forward. This is expected to contribute to higher price elasticity than today. An important question, to which we do not have a definitive answer, is how high the price elasticity will be during the 15-year analysis period. To illustrate that we expect a higher price elasticity with increased smart control of electricity consumption, we estimate a possible future price elasticity of 20 per cent, i.e. twice as high as the price elasticity in the most relevant empirical study we have found. We consider this to be a high scenario, especially as a significant proportion of small-scale consumption is not expected to adapt to differences in prices within the hour. An average price elasticity of 20 per cent indicates that a significant proportion of consumption has a price elasticity that is far higher than 20 per cent.

In addition to price elasticity, the value of 15-minute metering depends on the price differences within the hour. At present, the Norwegian bidding zones are characterised by smaller price fluctuations between hours, compared with most bidding zones in Europe, which can be explained, among other things, by the large share of storage hydropower. 15-minute prices are expected to be introduced in Norway by the first half of 2025, which will give a much better foundation for calculating the benefits of measuring low-voltage customers per 15-minutes. In the meantime, we base our estimates of price differences on projections in our power market model, as well as observations of price differences within the hour from other markets. As a low scenario for future intra-hour price differences, we linearly interpolate 15-minute prices from the hourly prices in THEMA's power market model during the analysis period. Even though the introduction of 15-minute metering for production and large consumption is likely to even out price differences within the hour compared with today, we expect this method to underestimate volatility within the hour going forward. In our calculation of a high scenario, we have looked at the only price area for which we have data per 15-minute, which is a price area in Australia. The Australian price area has far less flexible production than the Norwegian price areas. We have therefore calculated a high scenario based on the volatility of the 90 per cent of the 15 minutes with the least volatility.

Using these sources result in the following estimate of the benefits of the different options, compared to the baseline:

- Alternative 1 – 15-minute metering of all low-voltage customers: 210 – 1 130 MNOK
- Alternative 2 – Voluntary opt-in: 70 – 380 MNOK
- Alternative 3 – Voluntary opt-out: 190 – 1 020 MNOK
- Alternative 4 – 15-minute metering only for commercial customers: 80 – 440 MNOK

The electricity subsidy scheme protects Norwegian households from high electricity prices and dampens the price signal to households in the event of high electricity prices. When households have no incentive to react to power prices, the value of measuring these customers' power prices every 15 minutes is also reduced. With a continued electricity support scheme, the value of measuring and settling all low-voltage customers per 15-minute (Alternative 1) will be reduced by around fifty per cent.

In addition to the benefits of more accurate price signals for low-voltage customers within the hours, which are summarised above, there are the benefits of reduced imbalance among prosumers (NOK 20-80 million in present value), as well as the benefits of reduced price risk for power suppliers (not priced) and correct settlement of participation in the activation markets (not priced).

Possible other effects

Introduction of 15-minute measurement of households will create more personal data, including data about what people do in their homes, compared to the baseline (and continued hourly measurement).

The introduction of 15-minute metering may in the future give benefits the grid companies' operation of the grid, for example if it is used to give grid customers stronger incentives to reduce consumption peaks. In our analysis, we have not yet assumed that 15-minute measurement will provide more accurate network utilization in the analysis period of 15 years. The reason is that there are no plans for a new grid tariff structure and that the grid companies we have interviewed state that they do not need such a fine resolution from low voltage customers in the short to medium term.

The future will provide more information about benefits and perhaps also opportunities for lower costs/cost synergies

Over the next few years, Norwegian low-voltage customers will continue to be metered by the hour and settled/invoiced according to a profiled hourly price, while production and consumption connected to the high-voltage grid will be metered and settled by the 15-minute period. During this period, we will gain increased knowledge about the actual price differences per 15-minute in Norwegian bidding zones and about the future of the Norwegian electricity support scheme. This will significantly reduce the uncertainty associated with the value of 15-minute metering of low-voltage customers, as we will move from calculating the value based on interpolation and other markets, to calculating the value based on actual price differences within the hour. In terms of price elasticity, the uncertainty will also decrease as we get a better overview of the use of smart appliances related to, among other things, electric car charging, hot water tanks and heating.

Furthermore, the Norwegian grid companies are planning the introduction of the next generation of automatic meters (AMS 2.0). This project, with the renewal of electricity meters and associated communication and storage systems, may involve reduce the marginal cost of introducing 15-minute metering for low-voltage customers. One possibility for RME may therefore be to postpone the decision on 15-minute metering of low-voltage customers until we have more information about the expected value and until possible cost synergies with AMS 2.0 are attainable.

1 Om oppdraget

Bakgrunn

Kraftsystemet sørger for samsvar mellom forbruk og produksjon. Dette gjøres gjennom døgnmarkedet, intradagmarkedet og reservemarkedene. Aktører kan handle seg i balanse gjennom døgnmarkedet og intradagmarkedet, mens systemansvarlig bruker reservemarkedet til å sørge for balanse innad i en time. For å redusere strukturelle ubalanser innad i hver enkelt time endres tidsoppløsningen i markedet fra én time til 15 minutter.

I en større sammenheng kan innføring av 15-minutters måling og avregning anses som én av flere komponenter i det som omtales som et smart nett (smart grid), der samfunnet tar i bruk informasjons- og kommunikasjonsteknologi for å utnytte energiinfrastrukturen bedre. Smarte nett er et sentralt virkemiddel for å muliggjøre en overgang til et kraftsystem som i større grad vil bestå av fornybare, uregulérbare energikilder.

Status for tidsoppløsning for måling og avregning

I 2023 innførte eSett 15 minutters balanseavregning. Elhub fulgte opp denne endringen ved å endre sin tidsoppløsning i balanseavregningen i januar 2024. Som følge av denne overgangen ble det vedtatt, og gjennomført, at produksjon, alt uttak i høyspenningsanlegg og utvikling mellom nettavregningsområdene skal avregnes på 15 minutters tidsoppløsning. Endringen legger til rette for at disse kundene kan tilpasse forbruket sitt basert på prissignaler med en kortere tidsoppløsning. De faktiske insentivene for å tilpasse forbruket vil først komme på plass med en egen ubalansepris per kvarter (ved innføringen av mFRR EAM) og kvartersoppløsning i intradag- og døgnmarkedet.

Også engrosmarkedet og dermed spotprisen skal gå over til 15-minutters tidsoppløsning, med planlagt overgang i første kvartal 2025. Det er først når dette skjer at disse aktørene vil få prisincentiver per kvarter. Innføringen skjer først i reservemarkedet mFRR aktiveringsmarked. Innføring i reservemarkedet aFRR aktiveringsmarked vil skje i 2026 i forbindelse med implementering av PICASSO (innføringen er ikke relevant for kapasitetsmarkedene). Deretter skjer innføring for intradag og til slutt i døgnmarkedet. Tabellen under gir en oversikt over tidspunkt for innføring av kvartersavregning i ulike marked:

Tabell 1: Tidspunkt for innføring i ulike marked

Type	Marked	Tidspunkt
Reserve-marked	mFRR aktiveringsmarked	4. mars 2025 ¹
	aFRR aktiveringsmarked	2026, i forbindelse med implementering av PICASSO
Engros-marked	Intradag	18. mars 2025
	Døgnmarkedet	2025 (planlagt annonsert i desember)

Uavhengig av valgene av alternativene som vi har utredet er vi på vei mot en situasjon i slutten av 2025/ starten av 2026 der produksjon og forbruk knyttet til høyspenningsnettet vil måles og avregnes per kvarter, mens lavspenningsforbruk vil måles per time og avregnes på grunnlag av profilerte timepriser.

¹ Aktiveringsmarkedet for mFRR vil starte opp med en tidsoppløsning på 60 min, men er planlagt til å gå over til 15 minutter kort tid etter 4. mars 2025

Mandat og utredningsgruppe

På bakgrunn av endringene i de ulike markedene og overgangen for produksjon, store industrikunder og utvekslingspunkter har Reguleringsmyndigheten for energi (RME) bestilt en utredning som skal beskrive relevante sider ved ulike alternativer for innføring av 15 minutters registreringsfrekvens i lavspenningsanlegg, med særlig vekt på nytte- og kostnads-virkninger. Rapporten skal inneholde:

1. En kartlegging av mulige alternativer for innføring av 15 minutters måling i lavspenningsanlegg).
2. En nytte-kostnadsanalyse av ulike løsninger
3. En kvalitativ analyse

Arbeidet er blitt utført av THEMA Consulting Group, med bistand fra underleverandørene Systek og Magnus Energy. Arbeidet er gjennomført mellom juni og november 2024.

Metode

Vi har analysert problemstillingene RME ønsket å få belyst ved hjelp av relevante steg i metode for samfunnsøkonomisk analyse (DFØ, 2023).

Tabell 2: Overordnet løsningsforslag

Steg	Innhold i steget
1. Beskrive problemet og formulere mål	• Utarbeide nullalternativet • Beskrive problemet • Formulere mål
2. Identifisere og beskrive tiltak	• Ulike målealternativer • Ulike tidspunkt for innføring
3. Identifisere og beskrive virkninger	• Kartlegge berørte aktører og påvirkning på dem
4. Tallfest, verdsett og vurder virkninger	• Tallfeste virkninger i kroner • Ikke-prissatte virkninger • Usikkerhetsanalyse

Vi har prissatt de virkningene vi har grunnlag for å prise i kroner. For å vurdere den samfunnsøkonomiske verdien av de ikke-prissatte virkningene har vi brukt verdimatrisemetoden, som omtalt i DFØs veileder for samfunnsøkonomisk analyse (2023). Metoden legger opp til at utreder blant annet vurderer:

1. Hvor mange som blir berørt av hver virkning (kvantum)
2. Hvor stor påvirkning tiltaket vil ha på hver enkelt berørt (enhetsverdien)

Til sammen gir disse to forholdene en vurdering av ikke-prissatt konsekvens på en skala fra meget stor negativ konsekvens til meget stor positiv konsekvens, som vist i Tabell 3.

Tabell 3: Verdimatrise (DFØ, 2023)

Kvantum Hvor mange som berøres (områdets betydning)	Liten enhetsverdi (påvirkning per berørte)	Middels enhetsverdi (påvirkning per berørte)	Stor enhetsverdi (påvirkning per berørte)
Stort negativt	Middels negativ	Stor negativ	Meget stor negativ
Middels negativt	Liten negativ	Middels negativ	Stor negativ
Lite negativt	Ubetydelig/ingen	Liten negativ	Middels negativ
Verken positivt eller negativt	Ubetydelig/ingen	Ubetydelig/ingen	Ubetydelig/ingen
Lite positivt	Ubetydelig/ingen	Liten positiv	Middels positiv
Middels positivt	Liten positiv	Middels positiv	Stor positiv
Stort positivt	Middels positiv	Stor positiv	Meget stor positiv

Informasjonskilder

Som informasjonsgrunnlag til den samfunnsøkonomiske analysen har vi brukt følgende kilder:

- Skriftlige kilder, som oppgitt i referanselisten
- Datakilder:
 - THEMA's data på verdier av fleksibilitet i ulike markeder, med scenarier for fremtidige verdier.

- System sin informasjon om kostnader knyttet til måling, overføring og datalagring.
- Data fra markeder med oppløsning per kvarter eller mindre, herunder Australias «National Electricity Market» (AEMO, 2024)
- Data fra SSB om lønnskostnader
- Intervjuer med til sammen 15 relevante aktører:
 - Nettselskap: 4 stykk
 - Kraftleverandører (BRP og BSP): 2
 - Statnett som systemansvarlig
 - Elhub
 - Allianser: 1
 - Måle- og systemleverandører: 2
 - Forbrukerrådet
 - Datatilsynet
 - Energinet (TSO i Danmark)
 - Datahub (Selskap tilsvarende Elhub i Finland)

Arbeidsform og involvering av oppdragsgiver

Arbeidet startet med et oppstartsmøte med RME i august. I første arbeidsfase gjennomførte vi en første informasjonsinnsamling og laget forslag til beskrivelse av nullalternativ og alternative tiltak. Disse forslagene ble presentert til RME i et statusmøte i september. I etterkant av møtet avklarte vi hvilke alternativer som skulle undersøkes som en del av studien. I andre arbeidsfase gjennomførte vi videre undersøkelser og gjorde første analyser av nytte- og kostnadsvirkningene av de ulike alternativene. Funnene fra denne analysen ble presentert for RME som ga muntlige og skriftlige innspill. Videre har vi gjort siste undersøkelser på grunnlag av RMEs innspill og dokumentert våre funn og undersøkelser i denne rapporten.

Rapportstruktur

Denne rapporten er strukturert som følger. I neste kapittel beskriver vi nullalternativet, herunder hvordan lavspenningsanlegg vil måles og avregnes uten ytterligere tiltak, og hvordan kraftsystemet vil fungere i en slik situasjon. Deretter beskriver vi alternativene for måling og avregning av lavspenningsanlegg, som vi har identifisert som en del av dette arbeidet. Videre beskriver vi henholdsvis kostnads- og nyttevirkningene av de ulike alternativene. I siste kapittel gir vi en sammenstilling av funnene. Vi inkluderer også et vedlegg med en beskrivelse av vår kraftmarkedsmodell, samt utdypende datauttrekk.

2 Nullalternativ, mål- og problemanalyse

2.1 Nullalternativ

I nullalternativet vil produsenter og stort forbruk (knyttet til høyspentnettet), samt utvekslingspunkter, måles og avregnes per kvarter. Lavspenningskunder, herunder husholdninger, fritidsboliger og næringskunder, vil fortsatt måles per time og bli avregnet/fakturert i henhold til en profilert, det vil si beregnet, timespris, som beregnes på grunnlag av kvartersprisene i døgnet.

2.2 Målanalyse

Den fremtidige situasjonen (nullalternativet) og alternativer for måling og avregning av lavspenningsanlegg kan vurderes opp mot målene for kraftsektoren i Norge. Energilovens formålsparagraf sier at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte. Her står samfunnsøkonomiske beregninger sterkt, men det skal også legges vekt på andre, ikke-kvantifiserbare hensyn som natur og miljø. I henhold til energiloven bør derfor 15 minutters avregning innføres dersom fordelene overstiger kostnadene som samfunnet som helhet.

2.3 Problemanalyse

I nullalternativet vil vi få ulik tidsoppløsning i energimarkedene og i registreringsfrekvensen til måleren hos lavspentkundene. Denne situasjonen har en viss parallell til situasjonen før innføring av AMS-målere, der produksjon og stort forbruk ble målt per time, mens lavspenningskunder ble målt manuelt med ujevne mellomrom, og profilavregnet mellom disse målingene. Som en del av dette arbeidet har vi identifisert og undersøkt følgende mulige problemer knyttet til nullalternativet:

1. Hvordan vil timeprisen for lavspenningsforbruk profileres/ beregnes?
2. Vil forskjellig tidsoppløsning redusere forbrukernes forståelse for og tillitt til kraftsystemet?
3. Vil forskjellig tidsoppløsning begrense forbrukernes mulighet til å tilby sin fleksibilitet?
4. Hvordan vil balanseoppgjør fungere?
5. Vil forskjellig tidsoppløsning utgjøre et problem for nettleieavregningen?

Hvordan vil timeprisen for lavspenningsforbruk profileres/ beregnes?

Et viktig spørsmål som må håndteres, er hvordan man skal fakturere forbrukskunder når de fortsatt måles på timesbasis. Det pågår et arbeid i bransjen som undersøker hvordan sluttbrukerkunden kan faktureres, og hvordan en eventuell gjennomsnittspris/ profilert pris kan beregnes basert på markedsprisene som kommer i kvartersoppløsning.

Vil forskjellig tidsoppløsning utgjøre et problem for nettleieavregningen?

Nettselskapene har ikke avklart endringer i beregningen av nettleie når energimarkedene går over til 15 minutter. Nettselskapene oppgir at de ikke har behov for å innføre nettleiestruktur som benytter kvartersoppløsning på kort-mellomlang sikt. Vårt inntrykk er at en fremtidig situasjon med kvarterspriser i energimarkedene, og timesmåling i lavspenningsnettet, ikke utgjør en forverring/ et problem, sammenlignet med dagens situasjon.

Vil ulik tidsoppløsning redusere forbrukernes forståelse for og tillitt til kraftsystemet?

Som beskrevet, vil lavspenkundene uten innføring av kvartersmåling bli fakturert i henhold til et gjennomsnittlig eller profilert forbruk innad i timen. Det betyr at det blir et avvik mellom faktisk forbruksprofil innad i timen og forbruksprofilen man faktureres etter. Ved innføring av kvartersmåling for lavspenkundene vil dette gapet fjernes, da man blir fakturert i henhold til faktisk forbruksprofil.

Blant bransjeaktørene vi har intervjuet er det ikke enighet om innføring av kvartersmåling i lavspennettet vil bedre forbrukernes forståelse for kraftprisen og tillitt til kraftmarkedet.

Aktørene som mener at kvartersmåling for lavspenkunder er fordelaktig, herunder Elhub og flere kraftleverandører, vektlegger at innføringen gjør det enklere for forbrukerne å forstå kraftprisen sin. I stedet for å få en faktura basert på et profilert forbruk innad i timen, betaler kundene basert på faktisk forbruk og kraftpris.

Andre aktører vi har snakket med mener at det er andre hensyn som vil påvirke forbrukernes forståelse for kraftprisen. De fremhever at det kan oppleves overveldende å få fire ganger så mange priser å forholde seg til som i dag. I tillegg har flere forbrukere, som ikke bruker «smarte» apparater begrensede muligheter til å tilpasse seg disse prisene.

Vår samlede vurdering er at det er uklart både om det blir enklere for forbrukerne å forstå kraftprisen og om tilliten bedres dersom kvartersmåling innføres i lavspennettet. Vi ser at det kan være utfordrende å forstå profilering av forbruk innad i timen. Samtidig er de fleste lavspenkundene allerede kjent med profilering fra tiden før AMS. Forbrukerne har nokså nylig fått strømpris per time, og nylig fått effektledd i nettleien. I samme periode har forbrukernes tillit til kraftbransjen falt. Vi forventer ikke at innføring av kvartersmåling i lavspennettet vil bedre forbrukernes tillit til kraftbransjen, sammenlignet med fortsatt timesmåling og fakturering basert på profilerte timespriser.

Vil tidsoppløsning begrense mulighet til å tilby fleksibilitet?

Et annet spørsmål vi har undersøkt er i hvilken grad ulik tidsoppløsning i energimarkedene og registreringsfrekvensen i målerne vil påvirke muligheten lavspenningskunder vil ha til å tilby forbrukerfleksibilitet. Oppsummert tyder våre kilder og funn på at lavspenningskundene vil ha samme muligheter til å tilby fleksibilitet i nullalternativet som i dag. De vil ha insentiver til å bruke implisitt fleksibilitet ved å flytte forbruk mellom timer, som i dag, men ikke mellom kvarter (noe de heller ikke har i dag). Når det gjelder eksplisitt fleksibilitet vil ikke muligheten til å delta påvirkes av innføring av 15 minutters måling basert på dagens AMS-målere, ettersom deltakelse i disse markedene krever annen måling og avregning enn det AMS-målere kan gi.

Tabell 4 Krav til registreringsfrekvens i prekvalifisering til reservemarkeder (Statnett, 2024)

Reserveprodukt	Krav til registreringsfrekvens for data
FFR	10 Hz (0,1 sekund)
FCR-N	5 Hz (0,2 sekund)
FCR-D	10 Hz (0.1 sekund)
aFRR	1 sekund (kan få OK til 10 sekunder)
mFRR	For tiden forenklet prekvalifiseringsprosess uten eksplisitt frekvenskrav

Hvordan vil ubalanseoppgjør fungere?

Selv om hver enkelt kunde i lavspenningsnettet måles per time i nullalternativet, vil de bli kvartersmålt samlet per nettavregningsområde. Dette gir en felles forbruksprofil innad i timen per nettområde. Kundenens timespris beregnes basert på denne forbruksprofilen. Videre har lavspenkundenes balanseansvarlige balanseansvar per kvarter samlet for sine kunder per budområde. For hver kunde blir det avvik mellom faktisk forbruk i kvarteret og forbruket de blir avregnet med.

3 Alternativer for 15 minutters måling i lavspenningsanlegg

3.1 Mulighetsstudie

Alternative tiltak knyttet til registreringsfrekvens i lavspenningsanlegg kan defineres etter minst to dimensjoner:

1. Hvilke anlegg som måles
2. Når måling innføres og investeringsbeslutning tas

Med utgangspunkt i utlysningen fra RME, vår kjennskap til forhold i andre land og innspill fra bransjeaktører i intervjuer, har vi identifisert følgende alternativer for hvilke lavspenningsanlegg som måles per kvarter:

- *Nullalternativ*: Ikke vedta innføring av kvartersmåling for lavspenningsanlegg nå (utsette beslutning)
- *Alternativ 1* – Måle alle lavspenningskunder per kvarter
- *Alternativ 2* – Fortsatt timesmåling, med mulighet for at de som vil måles per kvarter (frivillig innmelding)
- *Alternativ 3* – Innføre kvartersmåling for alle, men gi mulighet til å fortsatt ha timesmåling (frivillig utmelding)
- *Alternativ 4* – Innføre kvartersmåling for næringskunder, men ikke for husholdningskunder eller fritidsboliger
- *Alternativ 5* – Kvartersmåling for lavspenningskunder med visse apparater, for eksempel elbiler.

Kriterier for hvilke alternativ som skal analyseres nærmere

I vurderingen av å inkludere ytterligere tiltak har vi brukt følgende kriterier:

1. Tiltaket må være praktisk gjennomførbart
2. Tiltaket må være i henhold til lovverket
3. Tiltaket må ikke åpenbart ha lav nytte sammenlignet med kostnader, og motsatt
4. Tiltaket må være vesentlig forskjellig fra øvrige tiltak

Basert på disse kriteriene har vi valgt å gå videre med analysen av alternativ 1 til 4. Alternativ 5, med krav om kvartersmåling

for lavspenningskunder med visst apparater, vurderes å være mulig diskriminerende, og vanskelig å følge opp i praksis.

3.2 Forutsetninger for de aktuelle alternativene

Alternativ 1 - Måle alle lavspenningskunder per kvarter

Ved å innføre 15-minutters måling for alle lavspenningskunder, legger vi til grunn at alle aktive timesavregnede forbruksmålepunkter omstilles til en kortere registreringsfrekvens. I følge Elhubs markedsoversikt teller dette 3 376 191 målepunkter per september 2024.

Omstillingen vil innebære både en endring av andelen registrerte målepunkter, og faktureringsgrunnlaget til sluttbrukerkunden. I dag opererer nettselskapenes systemer etter 60 minutters perioder, noe som vil endres ved overgangen til 15 minutters registreringsfrekvens.

Ved innføring for alle forventer vi at forbrukerne som i dag ikke har spotpris vil beholde fastpris etter innføring. Denne gruppen utgjør åtte prosent av forbruket.

Andeler som velger frivillig innmelding (alternativ 2) og frivillig utmelding (alternativ 3)

Det er av vesentlig betydning om kvartersmåling innføres med frivillig innmelding (alternativ 3) eller frivillig utmelding (alternativ 2). Forskjellen mellom innmeldingsgrad gitt frivillig inn- eller utmelding skyldes det som omtales som «default i adferdsøkonomien». Det forklarer at individer har en tendens til å velge alternativene som fremstår som standard. Dette til tross for at de står overfor samme valg i begge scenarier. Normalt melder omtrent alle seg inn ved frivillig utmelding og tilnærmet ingen ved frivillig innmelding. Bonander, Ekman & Jakobsson (2023) finner at «default» effekten er størst når

valget ikke fremstår som viktig for individet, noe vi forventer at vil være tilfellet for de fleste kunder i spørsmålet om 15 minutters måling og avregning.

Vi mangler egne studier på hvor stor andel av norske husholdninger og næringskunder som vil gå over til kvartersmåling frivillig. Den mest relevante studien vi har funnet er en studie fra California om hvor mange strømkunder i Sacramento, California som gikk over til spotprisavtaler ved frivillig inn- og utmelding (Fowlie, et al., 2021). Valget er et annet, men vi noterer oss at frivillig utmelding resulterte i at 90 prosent godtok endringen. Ved frivillig innmelding var det kun 20 prosent som gikk over. En svakhet med å bruke tallene fra denne artikkelen er at overgang fra fastpris til spot er en større overgang enn fra time- til kvartersavregning, samt at studien er fra en annen kontekst/ land og tid.

Utover kundenes mulighet til og lønnsomhet ved å tilpasse forbruket priser innad i timen er det spesielt to forhold som anses å påvirke andelen som velger frivillig inn- og utmelding, nemlig valg av modell for samtykke og kraftleverandørenes incentiver til å selge spotpriskontrakter med kvarterspriser.

Dersom kraftleverandørene har incentiver til å selge spotprisavtaler med kvarterspriser forventer vi at dette påvirker andelen som velger frivillig innmelding.

Den andre faktoren handler om hvordan samtykke til inn- og utmelding skjer. Som beskrevet over forventer vi at «default» effekten er størst når valget ikke fremstår som viktig. I tillegg vil hvor mye som kreves for å velge noe annet enn det som er default vil også være av betydning. Vi vil eksempelvis forvente at færre velger frivillig innmelding dersom det krever at man selv må oppsøke og logge seg inn på mine sider hos Elhub med bankID. I vår analyse legger vi til grunn at kundene aktivt må gjøre noe for å bli inn- eller utmeldt. For innmelding innebærer det at kundene må godta en endring av endret tidsoppløsning alene. En innføring i form av å legge inn 15 minutters måling som et av mange reviderte avtalevilkår som sendes ut til kundene anses i denne sammenheng ikke som frivillig innføring, men som en innføring for alle (Alternativ 1) eller som

en ordning med frivillig utmelding (Alternativ 3), dersom de som gjør noe aktivt kan velge å melde seg ut.

I mangel av mer relevante studier tar vi utgangspunkt i studien om frivillig inn- og utmelding fra spotavtaler. Vi legger derfor til grunn at 20 prosent vil velge frivillig innmelding, som tilsvarer 675 238 målepunkter og 20 TWh i gjennomsnittlig forbruk (i perioden 2028 til 2043). Videre forventer vi at 10 prosent velger frivillig utmelding, som medfører at 90 prosent av kundene måles per kvarter, som tilsvarer 3 038 572 målepunkter og 88 TWh i gjennomsnittlig årlig forbruk.

Alternativ 4 – Innføre kvartersmåling for næringskunder, men ikke for husholdningskunder eller fritidsboliger

Alternativ 4 kategoriserer kundegrupper etter såkalt forbrukskode. Dette innebærer at husholdninger og fritidsboliger fortsetter å bli målt på timesverdier. Det er 388 714 målepunkter registrert som næringskunde per september 2024, ifølge Elhub.

Under næringsalternativet legger vi i nytteanalysen til grunn at næringsvirksomhet står for 39 prosent av lavspenforbruket i Norge. Dette er basert på tjenesteytings andel av kraftforbruket i 2023 (SSB, 2024).

3.3 Andre forutsetninger for analysen

Nødvendig tid til gjennomføring

Basert på intervjuer med nettselskapene estimerer vi at bransjen vil trenge minimum ett år fra beslutning til implementering av kvartersmåling for alle kunder i lavspennettet kan innføres. Ifølge nettselskapene vil en innføringsperiode på tre år være mest effektivt, ettersom det muliggjør bedre planlegging og utnyttelse av begrenset kapasitet i leverandørmarkedet og egen organisasjon. Vi har ikke beregnet i kroner hvordan ulike tidspunkt for implementering vil slå ut på kostnader og nyttevirksomheter. I rapporten beskriver vi hvilke relevante forhold som kan påvirke lønnsomheten av innføring av kvartersmåling i lavspennettet.

Eventuelle synergier ved innføring samtidig med AMS 2.0

Dagens smarte strømmålere (AMS) ble rullet ut i perioden 2017-2019 og har en levetid på rundt 15 år. Bransjen har derfor startet et arbeid med å utarbeide kravspesifikasjonen for neste generasjons smarte strømmålere, AMS 2.0. Ifølge aktørene vi har snakket med kan utrulling av AMS 2.0 gi kostnadssynergier med en eventuell innføring av kvartersmåling for lavspenningskunder. Det kan derfor være relevant å se disse tiltakene i sammenheng.

Utsikter til mer informasjon om prisvolatilitet og elastisitet

I løpet av relativt kort tid vil det komme ny relevant informasjon som gir et sikrere beslutningsgrunnlag. I 2025 vil produsenter og store forbrukskunder stilles overfor kvarterspriser. Det betyr at vi får informasjon om hvor mye prisene vil variere innad i timen i Norge.

Vi vil også få informasjon om prisvolatilitet og prissensitivitet fra Finland og Danmark. I Danmark innføres kvartersmåling samtidig med bytte til ny strømmåler, som startet i 2013. Danmark har ingen frist for innføring, men når gamle målere slutter å fungere må de byttes til en måler som kan registrere både 60- og 15 minuttersverdier. Når den nye måleren er installert kan kundene i lavspenningsnettet kan velge selv om de ønsker å bli målt per kvarter eller per time.

De finske reguleringsmyndighetene har satt en frist på innføring av 15 minutters måling av alle kunder til 2028. Fristen er satt slik at det sammenfaller med livssyklusen til dagens målere, som vil måtte byttes ut manuelt. I dag rapporterer omtrent 50 prosent av fire millioner målepunkter på kvartersintervaller.

Levetid og diskonteringsrente

Vi benytter 15 års analyseperiode og diskonteringsrente på 4 prosent. I henhold til DFØs veileder i samfunnsøkonomiske analyser vil analyseperioden for IKT-prosjekter variere mellom 5 og 15 år, hvor man for grunnleggende infrastruktur velger de lengste analyseperiodene. Videre er levetiden til en AMS-måler 15 år. I henhold til (Finansdepartement, 2021) benytter vi en diskonteringsrente på 4 prosent når vi beregner nåverdien av de prissatte nytte- og kostnadsvirkningene over levetiden til tiltaket.²

I beregningen av kostnadsvirkninger legger vi til grunn at en investeringsbeslutning fattes i 2025, og at aktørene deretter får to år til å forberede en mest mulig effektiv gjennomføring, før hoveddelen av investeringene gjøres i 2028, som er året nytten også vil begynne å oppstå. I perioden på 15 år fra 2028 til 2043 vil de påløpe kostnads- og nyttevirkninger. De prissatte virkningene er neddiskontert til 2024-kroner.

² Dette tallet er fastsatt i rundskrivet «Prinsipper og krav ved utarbeidelse av samfunnsøkonomiske analyser» som er fastsatt

av Finansdepartementet for analyse av kostnads- og nyttevirkninger for tiltak med levetid på under 40 år.

4 Identifiserte virkninger av 15 minutters måling av lavspenningsanlegg

4.1 Berørte grupper

Innføring av 15 minutters måling og avregning av lavspenningskunder vil berøre blant annet følgende grupper:

- Strømkunder
- Nettselskap
- Måle- og systemleverandører
- Elhub
- Strømlleverandør (balanseansvarlig)
- Systemansvarlig (Statnett)

Vi har undersøkt hvilke virkninger disse aktørene utsettes for gjennom skriftlige kilder, intervjuer, vår kjennskap til sektoren og måleverdikjeden, samt økonomisk teori.

4.2 Identifiserte virkninger

De ulike alternativene for 15 minutters måling av lavspenningsanlegg skiller seg ved hvilke kunder som måles (den første berørte gruppen). Ellers har alle alternativene til felles at de berører både nettselskap, måle- og systemleverandører, Elhub, strømlleverandører og systemansvarlig. I punktlisten under gjengir vi hvilke typer virkninger innføring av 15 minutters måling og avregning kan medføre:

- Kostnadsvirkninger:
 - Investeringer i system for håndtering av 15-minuttersverdier
 - Driftskostnader til håndtering av større datamengder
- Nyttevirkninger:
 - Riktige prissignaler innad i timen
 - Reduserte strukturelle ubalanser hos plusskunder
 - Riktig avregning ved deltakelse i aktiveringsmarked

- Redusert prisrisiko for kraftleverandører
- Mulige andre virkninger
 - Lagring av flere og mer nøyaktige personopplysninger
 - Utsette nettinvesteringer

4.3 Identifiserte kostnadsvirkninger

Investerings- og driftskostnader

Selv om forbruksmålerne (AMS-målerne) i Norge har funksjonalitet til å bli omstilt til kvartersmåling, vil faktisk kvartersmåling av samtlige målere gi kostnader i måleverdikjeden som helhet. Dette skyldes blant annet:

- *Omstilling av målere:* Selv om målerne kan fjernstyres, vil en måtte regne med manuell omstilling av en del målere som nettselskapene ikke får kontakt med.
- *Kommunikasjons-, databehandlings- og datalagringskapasitet* må oppgraderes for å håndtere en mangedobling av antallet verdier som daglig sendes per måler.
- *Systemer hos nettselskap* (måleverdisystemer og kundeinformasjonssystemer) må oppgraderes for å håndtere mer data.
- *Administrasjonskostnader* for planlegging og administrering av omstillingen, for en eventuell frivillig ordning og for økte kundesvevndelser.

4.4 Identifiserte nyttevirvninger

Som nevnt i problem- og målanalysen vil 15 minutters måling av lavspenningsanlegg i hovedsak gi nytte ved å at lavspentkundene får utløse mer implisitt fleksibilitet fra lav-

spenningskundene, ved å gi dem riktige prissignaler innad i timen. Dette kan bidra til:

- *Riktige prissignaler innad i timen:* Med kvartersmåling for å forbrukskunder i lavspenningsnettet får riktigere insentiver til å tilpasse seg til svingninger i kraftprisen innad i timen. Dette bidrar til et mer effektivt kraftmarked, der lavspenningskunder (husholdninger og tjenesteytende næring) i større grad flytter fleksibelt forbruk som elbillading og varmtvannsbereder innad i timen med neglisjerbart tap av komfort/nytte.
- *Plusskunder avregnes korrekt i innmatingstimer.* Statnett unngår ubalansekostnadene som oppstår ved profilering av plusskunder.
- *Lønnsomheten for å delta i reservemarkedet øker.* Lavspenningskunder som får tilslag i aktiveringsmarkedet vil slippe ubalansekostnadene som kommer av at aktivert volum profileres over timen.
- *Redusert prissisiko for kraftleverandører,* som følge av at risikoen for avvik mellom kostnaden for kjøpt strøm og inntekt fra salg til lavspenkunder reduseres.

4.5 Mulige andre virkninger

Personvern

Innføring av 15 minutters måling av husholdninger vil skape mer persondata, herunder data om hva folk gjør i hjemmene sine, sammenlignet med i nullalternativet (og fortsatt timesmåling). Samtidig kan det være mulig å innføre flere avbøtende tiltak, knyttet til eksempelvis lagringsperiode.

Datatilsynet legger til grunn at uansett hvor mange sikkerhetstiltak man innfører for å beskytte dataen, vil lagret data kunne komme på avveie. Datatilsynets grunnleggende bekymring knyttet til innsamling av forbruksdata, er at det kan gi innsikt i enkeltpersoners livsførsel.

Utsette nettinvesteringer

Man kan se for seg at innføring av 15 minutters avregning for lavspenkunder har nyttevirksomheter også for nettselskapenes drift av nettet eller som lar nettselskapene utnytte eksisterende nett bedre, som kan føre til at nettinvesteringer kan droppes eller utsettes. Det kommer i så fall av at nettselskapene har utfordringer i nettdriften som kan løses eller bedres av at lavspenkundene tilpasser seg kraftprisen per kvarter.

Som beskrevet i kapittel 2.3 uttaler nettselskapene vi har snakket med at de ikke har behov for å innføre nettleiestruktur som benytter kvartersoppløsning på kort til mellomlang sikt. For å løse utfordringer i nettdriften med forbrukerfleksibilitet trengs fleksibilitetsegenskaper med andre egenskaper enn at forbruk tilpasser seg kraftprisen innad i timen. Det er derfor andre virkemidler enn kvartersavregning som er egnet til å skaffe fleksibilitet med de riktige egenskapene, herunder betinget tilknytning, individuelle avtaler og bruk av lokale fleksibilitetsmarkeder. Nettselskapene anser ikke at fortsatt timesmåling hindrer lavspenkundene i å delta i lokale fleksibilitetsmarkeder.

Man kan også tenke seg at innføring av kvartersavregning hindrer lavspenkundenes forbruksprofil fremover gir større utfordringer for nettet enn i dag. Dette var et av argumentene for å innføre ny nettleiestruktur, som gir incentiver til å unngå høyt effektforbruk. Aktørene vi har intervjuet mener det er stor usikkerhet knyttet til hvordan, og om, en overgang til 15-minutters måling vil påvirke topplast. En mindre aktør nevnte at det potensielt kan øke topplasten, siden forbruk som før var spredt over en time skjer innenfor et kortere tidsintervall. Ingen av aktørene vi snakket med mente at kvartersavregning vil ha betydning for dimensjonerende effekt.

Samtidig var det noen av aktørene som trakk frem at det er en mulighet for at vi får en fremtid der 15 minutters avregning gir nytte for nettselskapene som de ikke klarte å forestille seg i dag. Dette vil i så fall avhenge av at nettselskapene kan gi incentiver innad i timen, og at de øvrige

incentivene og rammevilkårene ikke overstyrer disse incentivene. Vi har i vår analyse foreløpig ikke lagt til grunn at 15-minutters måling vil gi riktigere nettutnyttelse i analyseperioden på 15 år. Grunnen er at det ikke foreligger planer om en slik nettleiestruktur og at nettselskapene vi har intervjuet oppgir at de ikke har behov for å innføre nettleiestruktur som benytter kvartersoppløsning på kort til mellomlang sikt.

Andre, mulige virkninger

Selv om vi gjennom dette oppdraget har hatt som mål å identifisere alle vesentlige virkninger av 15 minutters måling av lavspenningsanlegg, er det mulig at et slikt tiltak vil medføre kostnads- eller nyttevirksomheter som vi ikke har forutsett.

5 Kostnadsvirkninger

I dette kapittelet redegjør vi for kostnadsvirkningene ved innføring av 15 minutters måling og avregning for de ulike innføringsalternativene. Først forklarer vi de ulike kostnadselementene som vil utløses av en endring i registreringsfrekvens, etterfulgt av en detaljert utredning om de største usikkerhetselementene som påvirker kostnadsestimatene. Videre går vi nærmere inn på den kvalitative beskrivelsen og tallfestingen av kostnadene for hvert enkelt alternativ. Før vi sammenstiller vi de prissatte kostnadene.

5.1 Identifiserte kostnadsvirkninger

5.1.1 Kostnadselementer

Overordnet sett gir en innføring av 15 minutters måling av lavspenningskunder kostnader knyttet til omstilling og håndtering av en større mengde data enn ved fortsatt timesoppløsning. Hvilke elementer som er kostnadsdrivende, varierer i de ulike innføringsalternativene. Det er også varierende mellom aktørene hvor store kostnader de ulike alternativene representerer for dem.

Basert på tidligere litteratur og intervjuene med de relevante aktørene, som nettselskaper og tjenesteleverandører, har vi identifisert en rekke kostnadselementer som vil utløses i alle eller flere av innføringsalternativene. I vurderingen av kostnader ved hvert alternativ blir følgende kostnadselementer vurdert:

Prosjektkostnader: Avhengig av hvor omfattende omstillingen blir, må nettselskap og/eller deres tjenesteleverandører opprette et prosjekt eller et program med flere prosjekter, hvis omstillingen krever omfattende arbeid i flere systemer og koordinering mellom de ulike prosjektene. Dette medfører kostnader til prosjektledelse og -gjennomføring.

Omstilling av målere: Selve omstillingen av programvaren i AMS-måleren skal i utgangspunktet kunne gjennomføres uten at en ansatt må reise ut til måleren.

Omstillingen av målerne trigges normalt manuelt hos flere av selskapene ved å gjennomføre et utvalg, og sende en oppdatering til alle målerne. Denne oppdateringen kan feile på enkelte målere på grunn av dårlig eller manglende kommunikasjon, hvor man må reise fysisk ut i felt. Det sistnevnte vil drive kostnadene opp.

Kommunikasjonskostnader ved bruk av radio-nettverk: Når flere måleverdier skal sendes, må nettselskapenes kommunikasjonsnettverk forsterkes. Dette inkluderer kostnader til utstyr (f.eks. konsentratorer/ mastere), installasjon og eventuelt SIM-kort.

Kommunikasjonskostnader ved bruk av SIM-kort: For en del nettkunder brukes ikke radionettverk mellom målerne, men i stedet SIM-kort i hver enkelt måler. For de med eget radionettverk kan datatrafikken være samlet på et mindre antall konsentratorer som ofte kan ha SIM-kort. For å håndtere økt mengde data må kapasiteten på SIM-kortene økes.

Systemkostnader: Kostnader forbundet med å tilpasse interne systemet til å håndtere 15 minuttersverdier. Dette inkluderer kundeinformasjonssystemer (KIS), måleverdisystemer (MVS), rapporteringsplattformer avregning, nettsider og apper for nettselskap og strømleverandører. Ulike selskap vil ha varierende behov for både oppgradering og tilpasning av systemene.

- *Innsamlings- og måleverdisystem:* Flere nettselskap har ved innføringen av AMS lagt til rette for at også innsamlings- og måleverdisystemet er klart til å ta imot kvartersmålinger. Det vil fortsatt kreve noen justeringer og oppgraderinger for å faktisk omstille systemet til å endre tidsperiode.
- *Kundeinformasjonssystem (KIS):* Avregning og fakturering av kunder skjer gjennom KIS, som i dag også er tilpasset 60 minutters verdier. Systemet må endres og oppgraderes for å håndtere og operere med 15 minutters verdier.

Nullalternativet vil ikke kreve betraktelige investeringer i KIS, siden fakturering fortsatt vil bruke timesverdier.

- *App/nettsider:* Nettsider og apper der kunder får tilgang til strømpriser og eget forbruk vil måtte oppgradere grensesnitt til å vise 15-minuttersverdier.
- *System for inn- og utmelding av kunder:* Det kan bli behov for å automatisere prosessene for inn- og utmelding av kunder som ønsker å måles på 15 minutters intervaller. Da må systemer utvikles spesifikt for dette.

Lagrings- og databehandlingskostnader: Kostnader forbundet med lagring og prosessering av data.

Kundehenvendelser: Kostnader forbundet med kundehenvendelser i forbindelse med de ulike innføringsalternativene. Påløper både nettselskap og strømsalgselskap, og redegjør for kostnader til kundehenvendelser utover de som oppstår når engrosmarkedene går over til 15 minutter, som vil være kostnader som uansett oppstår i nullalternativet.

Kostnader for manuelle justeringer: Kostnader forbundet med manuell omstilling mellom kvartersverdier og timesverdier. Avhengig av kravene til endring kan selskapene velge helmanuelle eller semimanuelle prosesser i mangel på systemendring. Et eksempel var håndteringen av HAN-porten, som er en innmeldingsløsning. Noen selskaper har reist fysisk ut ved hver endring, andre har hatt skjemaløsninger som kunne resultere i ukentlige oppdateringssykluser av målerne. Ved kundebytter måtte målerne tilbakestilles igjen i påvente av eventuell ny innmelding.

Kostnader for balanseansvarlig/strømsalgselskaper: Kostnader forbundet med at markedene er på ulik registreringsfrekvens enn målingene av lavspenkunder, for eksempel prissikringskostnader.

Kostnader for Elhub: Elhubs systemer er i dag tilpasset 15 minutter måleperioder, og de håndterer både 15 minutters og 60 minutters måleverdier. Ulike innføringsalternativer, som inn/utmelding eller innføring kun for næring, kan medføre noen kostnader for å håndtere ulike måleverdier for ulike kunder.

5.1.2 Kostnadsdrivere

I intervjuer med både nettselskap, måle- og tjenesteleverandører og allianser, kommer det frem at det er stor usikkerhet knyttet til kostnadene ved de ulike innføringsalternativene, både for den enkelte aktør og for den samlede kostnaden. I dette delkapittelet redegjør vi for hvilke elementer som har størst usikkerhet knyttet til størrelsen på kostnaden, og i hvordan usikkerhetene kan påvirke kostnadene.

Kommunikasjonskapasitet

Overgang til 15 minutters måling betyr at målerne går fra å sende én måling per time til fire per time. Selv om selve AMS-måleren er rigget for å registrere 15 minutters måling, forventer de fleste selskaper at de må øke kommunikasjonskapasiteten for sending av måleverdier.

Måleverdier sendes i dag enten gjennom et radiokommunikasjonsnettverk (MESH-nettverk), ved bruk av 4G-nettverk (SIM-kort) eller en kombinasjon av MESH og 4G via konsentratorer/master. Ved bruk av MESH-nettverk, sendes måleverdier fra måleren til kunden, gjennom en master til nettselskapenes måle- og innsamlingssystem. Målerdataen sendes kun videre til nettselskapene via masteren. I tillegg til å sende måleverdier, sender målerne annen data, for eksempel om spenningsnivå, gjennom det samme kommunikasjonsnettverket. Dette inkluderer data som ikke nødvendigvis er forskriftsfestet å rapportere, men som de trenger for å drifte på en mer effektiv måte. En bekymring fra nettselskapenes side er at en for rask innføring av 15 minutters måling kan gå på bekostning av hvordan de utfører daglig drift og oppgaver i selskapet fordi de må kutte innsamlingen av annen data enn måleverdier på grunn av begrenset kapasitet i radionettet. Dette kan også bli en virkning dersom kostnaden for oppgraderingen av kommunikasjonskapasitet blir så høy at nettselskapene ikke kan eller ønsker utvide til optimal kapasitet på kommunikasjonsnettverket fra starten av innføringen.

Ved å øke mengden data som skal sendes gjennom nettverket, oppgir nettselskapene og tjenesteleverandørene derfor at det vil være behov for utbygging av kommunikasjonsnettverket.

Forsterking av MESH-nettverk krever utbygging av flere mastere for høyere kapasitet, som innebærer utgifter for planlegging, innkjøp og installasjon. Spesielt installasjonen vil være kostnadsdrivende. Kostnader vil oppstå både for tette byområder, der masterne må håndtere veldig press på eksisterende kommunikasjonsinfrastruktur, og i mer griskrente strøk der infrastrukturen må sende mer data over lange avstander. I tillegg påpeker nettselskapene at det kan være utfordrende å vite akkurat hvor mastere må installeres for å sikre flyten av måleverdier, og forsterkingen vil medføre kostnader for planlegging, testing og ferdig installasjon. Det gjør det også utfordrende for nettselskapene å anslå hvor mange mastere som må installeres, og investeringskostnadene oppgraderingen av kommunikasjonsinfrastrukturen vil medføre.

4G-nettverket tillater direkte overføring av data fra måler til nettselskapenes innsamlingssystem. Krav om økt datamengde imøtekommes derfor ved å oppgradere kommunikasjonskapasitet i alle målerne, altså økt kapasitet i SIM-kortene plassert i måleren. For nettselskaper som bruker 4G-nettverket til å sende måleverdier vil derfor ikke stå ovenfor store investeringskostnader, men vil få en økning i årlige driftskostnader.

Basert på intervjuene med nettselskapene virker det som at det er radiokommunikasjon som i hovedsak brukes, men at flere nettselskap bruker 4G-nettverket for alle eller deler av målepunktene.

Data- og lagringskapasitet

Å innføre 15 minutters måling av lavspenningskunder vil medføre økte kostnader prosessering, overføring og lagring, og denne kostnaden vil være direkte knyttet andelen målere som sender 15-minuttersverdier.

Lagringskapasitet kjøpes stort sett trinnvis for selskapene som lagrer data selv, og det vil variere hvor mye kapasitet nettselskapene har på «dagens trinn». For selskapene med skyløsninger er det i større grad dynamisk. Det kan være en kombinasjon avhengig av systemparken hos de ulike

selskapene. Hvor mange målere som omstilles og ledig kapasitet i systemene i dag vil påvirke kostnadene for å utvide lagringskapasiteten. Et nettselskap påpeker også at kostnadene ved å hente dataen inn og ut av skyløsningen vil øke med mengden måleverdier.

En annen faktor som påvirker kostnadene for data- og lagringskapasiteten er de interne systemene i nettselskapet, både hvor integrert de er og i hvor mange av systemene den samme dataen ligger lagret. Et eksempel med et illustrativt nettselskap er at målingsverdiene som mottas fra AMS-målerne først lagres lokalt i nettselskapenes innsamlingssystem før de sendes til måleverdisystemet, videre til Elhub. Der forblir dataen lagret i minst tre år etter forskriftskravet, for å ettersende korrekte måleverdier i tilfellet Elhub oppdager i feil i verdiene. Dersom nettselskapet bruker en tjenesteleverandør eller har et samarbeid for innsamling av måleverdier lagres måleverdiene hos denne aktøren, men det kan fortsatt hende at nettselskapene lagrer dataen i egne systemer. Elhub sender tilbake avregningsverdier som brukes til fakturering av sluttbrukerkundene. Disse verdiene lagres ofte også i lang tid hos nettselskapene. Strømleverandørene lagrer også dataen for viderefakturerings. Avhengig av hvor mange steder i nettselskapet og hos andre aktører måleverdiene lagres, vil de totale kostnadene for å øke data- og lagringskapasiteten bli høyere enn dersom måleverdiene ble lagret i færre systemer eller i kortere tid.

Å redusere den lovfestede lagringstiden, eller skille på lovkravet for ulike systemer, vil bidra til å redusere kostnadene for lagringskapasitet.

Systemoppgraderinger

Nettselskapene har en rekke data- og IT-systemer som i dag brukes i innsamlings- og faktureringsprosessen, som KIS og måleverdisystem. Disse systemene er i dag utviklet for å håndtere timesverdier, og er i varierende grad rigget til å håndtere kvartersmålinger. Også systemer med grensesnitt mot kunde, som app og min side er tilpasset 60 minutters priser og måleverdier.

En overgang til 15 minutters måling og avregning vil kreve oppgradering og eventuelt utskiftning av nettselskapenes systemer. Hvor omfattende systemoppgraderingene må være vil avhenge av en rekke faktorer, for eksempel graden av integrasjon mellom systemene og kompleksiteten i systemene. Har et selskap silo-formasjon av sine interne systemer med flere ulike leverandører inne, vil kostnadene kunne øke.

Erfaringer fra tidligere IT-prosjekter hos nettselskapene og generelt tilsier at kostnadene raskt kan vokse etter hvert som behovene og kompleksiteten øker. For eksempel vil et krav om automatisering, koordinering av flere tjenesteaktører og integrasjonsbehov være kostnadsdrivende. Samtidig er det flere aktører som har gått sammen om en felles tjenesteleverandør eller allianse, som vil gi noe kostnadsreducerende effekter. Felles bransjeinitiativ for standardisering av systemene kan også bidra til å redusere kostnadene.

Flere nettselskap påpeker at måleverdi- og innsamlingssystemene deres er noe mer rustet til å håndtere 15 minutters målinger, basert på kravet i avregningsforskriften om at AMS-målerne (og i den forlengelse, som tolket av noen, direkte påvirkede systemer) skal kunne omstilles til å måle på kvarteret i stedet for timen. Kostnadene for å omstille disse systemene vil i så tilfelle være lavere, men det varierer fra selskap til selskap hvor store tilpasninger som må gjøres i måleverdi- og innsamlingssystemene.

Ved løpende ut/inn-melding mellom 15 og 60 minutters måling kan det kreve betydelig manuelt arbeid eller utvikling, som ikke er tatt høyde for i form av integrasjoner og systemstøtte i innsamlingssystemene. KIS blir trukket frem av flere selskaper som en potensiell kostnadsdriver, siden systemet ikke er tilrettelagt for å kunne håndtere 15 minutters verdier.

Overordnet vil behovet for systemoppgraderinger variere fra selskap til selskap, men det trekkes uansett frem som en forventet kostnad for alle selskaper ved en eventuell overgang til 15 minutters måling. Ved innføring av 15 minutters måling for næringskunder vil systemoppgraderingene avhenge av

antallet målere, behov for automatisering og eventuell integrasjon av systemer. Noen nettselskap har påpekt at skille mellom ulike kundegrupper hovedsakelig er registrert i KIS, og at det vil kreve noe systemtilpasning for å identifisere målerne til næringskunder i andre systemer.

System for inn- og utmelding

Ordninger for inn- og utmelding er relevant for både de frivillige løsningene, men også for næringsalternativet da næringsbygg kan bli husholdninger og motsatt. Vi forutsetter i hovedsak, som også Elhub gjør, at det vil være nettselskapene som får ansvaret for å håndtere ordningen.

Kostnader for nettselskapene

Kostnader knyttet til inn- og utmelding vil avhenge av hvordan denne rettigheten lovfestes og hvor mange kunder som velger å ta et aktivt valg om registreringsfrekvens. Dersom det er få kunder som ønsker å ta et aktivt valg om registreringsfrekvens, og den kravpålagte responstiden for nettselskapet å gjennomføre endringen ikke er momentan/innen et døgn, kan en slik ordning håndteres manuelt av nettselskapet. Det vil da ikke medføre store investeringskostnader. Dersom det er mange kunder som ønsker å melde seg inn og ut, men det ikke settes noen begrensninger som gjør at ordningen krever automatisering, vil hovedsakelig kostnadene for å administrere ordningen øke (driftskostnad).

Hvis det derimot er en høy andel kunder som ønsker å skifte registreringsfrekvens, hyppig frekvens i forespørsel eller det kommer krav som gjør at ordningen bør automatiseres, vil nettselskapet måtte utvikle et system som kan automatisere inn- og utmeldingen. I tillegg til justering av systemene for å støtte en slik løpende endring. Automatisering vil medføre en høy kostnad, uavhengig av omfanget av inn- og utmeldinger, fordi det vil uansett kreve et utviklingsarbeid.

Påvirkning på andre aktører

Et spørsmål som må avklares i forbindelse med inn- og utmeldingsordningene er hvem som skal innhente samtykke fra

sluttbrukerkundene ved endring av registreringsfrekvens. En mulighet er at strømleverandørene tilbyr sluttbrukerkundene å endre til 15 minutters måling, for eksempel i forbindelse med salg av en strømvaktale. Et annet alternativ er at kunden må kontakte nettselskapet direkte, eller at kunden logger seg inn i Elhub for å be om endring i måleperiode.

Selv om ansvaret for kundekontakt endres fra nettselskap til strømleverandør eller Elhub, vil nettselskapet fortsatt måtte tilpasse sine systemer for å håndtere at kunder endrer registreringsfrekvens. Siden det er nettselskapene som samler inn måleverdiene, må de få på plass ordninger, enten manuelle eller automatiserte, som endrer den enkelte kundes måleperiode etter ønske. Om det er strømleverandører, Elhub eller nettselskapene som får beskjeden om endringen fra sluttbrukerkunden, vil i hovedsak kun påvirke grensesnittet mellom disse tre aktørene.

5.2 Prissatte kostnadsvirkninger

5.2.1 Alt 1. Innføring for alle lavspenningskunder

I følge Elhub er det i dag 3 376 191 målere som registrerer måleverdier på 60 minutters intervaller. I et alternativ der alle lavspenkunder skal måles og faktureres på 15-minuttersintervaller vil alle disse målerne omstilles, noe de etter forskriftskravet er rigget til. Selve måleren kan derfor omstilles relativt raskt og til marginal kostnad, men nettselskapene påpeker at en kostnadseffektiv innføring vil kreve mer tid. Som tidligere nevnt legger vi til grunn et innføringsløp på tre år for engangskostnadene, der hovedandelen av kostnadene gjennomføres i det siste året (2028, gitt en beslutning om innføring i 2025).

Engangskostnader for nettselskapene

Omstilling av målere

Alle AMS-målere for lavspenkunder skal etter forskriftskravet kunne omstilles til å måle per kvarter. Omstillingen av selve måleren vil derfor i hovedsak være en konfigurasjonsendring av programvaren. Det forventes at noen målere vil måtte omstilles

manuelt dersom det er feil på måleren eller nettselskapet ikke får kontakt med måleren. Ved en konfigurasjonsendring slik som omstillingen vil være, har vi fått oppgitt at 0,1-0,2% defekte målere er et realistisk anslag. Å reise ut og skifte ut defekte målere estimeres til å koste mellom 10 og 27 millioner kroner på landsbasis, basert på kostnadsestimer per måler for utskiftning erfart av nettselskapene.

Prosjektadministrasjon

Som tidligere nevnt vil det variere stort hvor omfattende en innføring av 15-minutters måling for alle lavspenkunder vil være. For flere nettselskap og en av tjenesteleverandørene påpekes det at innføringen vil være såpass omfattende at det vil kreve opprettelsen av et internt prosjekt. Prosjektkostnaden vil inneholde administrering av overgangen, som planlegging av hvor nye mastere skal installeres, koordinering av oppgraderingen av ulike systemer og koordinering opp mot Elhub, RME og interne team. Noen nettselskap og tjenesteleverandører har nylig gjennomført en oppgradering av interne systemer, og det vil dermed være mindre behov for administrasjonsressurser. For andre selskap der flere systemer må oppgraderes, kan det bli behov for relativt store prosjektteam i gjennomføringen. Noen selskap vil tjene på samarbeid og allianser der prosjektkostnaden fordeles.

For et lavkostnadsestimat antar vi, basert på intervjuer med relevante aktører, at det vil kreve ett årsverk hvert år over de tre årene med innføring for halvparten av nettselskapene. Vi antar da at nettselskaper i allianser eller som kjøper tjenester av en tjenesteleverandør ikke vil ha behov for ett helt årsverk for gjennomføringen. I et høykostnadsscenario, der noen nettselskap vil kreve flere ressurser fordi implementeringen blir mer krevende enn forventet, legger vi til grunn et behov for tre årsverk for halvparten av nettselskapene. I realiteten vil det variere både hvor mange nettselskaper som setter av egne ressurser til implementeringen og hvor mange synergier som eksisterer hos allianser og tjenesteleverandører. Basert på informasjonsinnhenting er likevel et estimat på 1-3 årsverk for et flertall av nettselskapene og alliansene en realistisk

antagelse. Ved å ta utgangspunkt i dagens medianlønn i Norge (uten å ta hensyn til lønnsvekst), får vi et kostnadsestimat for prosjektkostnader over de tre årene på mellom 80 og 241 millioner kroner nasjonalt.

Kundehenvendelser

I tillegg til prosjektkostnadene, forventer vi at nettselskapene i en overgangsperiode vil få noe økning i antall kundehenvendelser. Generelt oppgir nettselskapene at antall kundehenvendelser stort sett korrelerer med strømprisen, men at det ved større endringer (som ny nettleiestruktur) oppstår en kortvarig økning i antall henvendelser. Det er derfor grunn til å forvente en lignende situasjon når engrosmarkedene går over til kvarterspriser. Kostnadene til disse kundehenvendelsene er ikke inkludert i våre beregninger, da dette er kostnader ved nullalternativet; uavhengig av valg av alternativer for måling av lavspenningsnettene skal vi uansett gjennom en periode med forskjeller i tidsoppløsning i engrosmarkedet og sluttbrukermarkedet for lavspenningskunder.

Ved innføring av kvartersmåling i lavspenningsnettene forventer vi en ny runde med midlertidig økning i kundehenvendelser. Nettselskapene forventes også å aktivt måtte informere om endringen, tilsvarende endringen i nettleiestruktur. Nettselskapene forventer ikke at økningen i henvendelser vil være drastisk eller spesielt kostnadsdrivende ved innføring for alle, men de forventer noe økt pågang som følge av innføringen. Basert på informasjonen fra intervjuene forventer vi at økningen i kundehendelser ved en innføring av 15-minutters måling og avregning vil være midlertidig, og i utgangspunktet kreve under ett årsverk ekstra arbeid med kundehenvendelser per nettselskap ved innføring for alle lavspenningskunder. Beregningene baserer seg på antall kundehenvendelser nettselskapene i snitt får per kunde i dag, som tilsvarer et anslag

på én henvendelse per fire målere i snitt, og ressursbruk forventet for å dekke en økning i de årlige henvendelsene. På landsbasis vil dette medføre en kostnad på 5 til 21 millioner kroner, gitt norsk medianlønn.

Kommunikasjonsnettverk

Som tidligere nevnt vil det variere om nettselskapene bruker radionettverk eller 4G som kommunikasjonsnettverk, og det vil påvirke om innføringen medfører en høy investeringskostnad eller en økning i årlige driftskostnader. Basert på intervjuer og øvrige kilder forventer vi at flertallet av nettselskapene bruker radionettverk for alle eller en andel av målerne sine³. En konsentrator har en enhetskostnad på mellom fire og fem tusen kroner, men det er installasjonskostnaden som vil være hoveddriveren for denne kostnadsposten. Installasjonen av en konsentrator vil, avhengig av avstander, kunne ta mellom et par timer og en hel arbeidsdag. Vi legger til grunn en gjennomsnittlig installasjonstid på tre timer, og et behov for installasjon av mellom to og åtte tusen konsentratorer. Antagelsene baserer seg på oppgitt behov fra intervjuene, hvor et lavkostnadsscenario legger til grunn at det i all hovedsak er tilstrekkelig kommunikasjonsinfrastruktur (men omstillingen vil gå på bekostning av annen innsamlet data). Vi legger likevel til grunn at det vil være press på kommunikasjonsinfrastrukturen i noen områder. Høyscenarioet er basert på antall konsentratorer nettselskapene selv estimerer at det er behov for å styrke kommunikasjonsinfrastrukturen. Vi tar da utgangspunkt i det oppgitte behovet i forhold til antall målepunkter hos nettselskapet, og skalerer det opp til antall målepunkter nasjonalt. Totale kostnader for både installasjon og innkjøp estimeres til å ligge et intervall på 20 til 88 millioner kroner.

³ I planleggingen av AMS-utrollingen oppga et flertall av selskapene at de ville bruke radionettverk som kommunikasjonsnettverk (kilde: NVE-rapport 77/2015.)

Systemoppgraderinger

Ved innføring av 15-minutters måling for alle lavspenstkunder, er det behov for å oppgradere eksisterende systemer. Som tidligere nevnt har en del selskaper allerede tilpasset måleverdi- og innsamlingssystemene sine, og flere selskaper kjøper tjenestene for innsamlingssystemet av måleleverandøren. Likevel vil en innføring av 15-minutters måling kreve en investering i nettselskapenes systemer, også de som kjøpes av tjenesteleverandører. For å kunne håndtere flere måleverdier, må systemene utvide kapasiteten. I tillegg må systemene endres fra å operere på 60 minutters tidsoppløsning til 15 minutters tidsoppløsning. Grensesnittene mellom systemene må også oppgraderes. Disse forholdene bidrar til et investeringsbehov, også for nettselskaper som har bedre forutsetninger for omstillingen. Vi har ikke en detaljert oversikt over alle nettselskapenes systemer og hvor forberedt systemene er på overgangen. Derfor har vi ikke lagt til grunn et anslag for antall målere som tilhører mer forberedte nettselskaper og ikke, som grunnlag for en vektning i beregningen av total investeringskostnad for bransjen.

For å beregne kostnadene har vi tatt utgangspunkt i oppgitte anslag for kostnader i henhold til investeringsbehovet fra intervjuede aktører, som vi har brukt til å estimere kostnad per måler i de respektive nettselskapene. Disse enhetskostnadene har deretter blitt multiplisert opp for alle målepunkter som skal omstilles. Deretter har vi brukt innsikt fra intervjuene og ekspertressurser i teamet til å hensynta ulike forhold som påvirker totale investeringskostnader, for eksempel allianser og felles innkjøp av tjenester, og brukt denne innsikten til å estimere lav- og høykostnadsanslagene. Basert på nettselskapenes erfaringer fra tidligere utviklingsprosjekter og estimerer på behovet av systemoppgraderinger ved innføring estimerer vi en total kostnad for alle systemoppgraderinger nasjonalt på 160 til 271 millioner kroner.

Usikkerheten og spennet i kostnadsestimatet for systemtjenester følger av at det er utfordrende å si noe konkret om kostnadene før man har begynt planleggingen av systemoppgraderingene og forhørt seg med utviklere om

omfanget og kostnadene for utviklingsbehovene. I tillegg nevner flere nettselskaper at man gjennom utviklerprosessen oppdager feil og mangler, som øker kostnadene og krever ytterligere utvikling av nye funksjoner. Spennet påvirkes også av at flere nettselskaper har inngått allianser eller bransjesamarbeid for noen av systemtjenestene, for eksempel innsamlings- og måleverdisystemene. Dette kan bidra til å redusere kostnadene sammenliknet med en situasjon der hvert enkelt nettselskap tar kostnaden på egenhånd.

Samlede engangskostnader for nettselskaper

Basert på de overordnede kostnadspostene viser våre estimer at de totale investeringskostnadene nasjonalt vil ligge mellom 276 og 648 millioner kroner. Det er et relativt stort spenn i kostnadsestimatet, og det reflekterer den usikkerheten som ligger i kostnadene for innføringen. Investeringskostnadene vil avhenge sterkt av nettselskapenes og tjenesteleverandørenes situasjonsbilde i dag, hvilke behov de har, hvor mye tilgjengelig lagringskapasitet de har i dag og uforutsette kostnader ved implementering.

Driftskostnader for nettselskapene

Et kostnadsdrivende element alle nettselskapene og tjenesteleverandørene trekker frem ved implementering av kvartersmåling er kostnadene for prosessering, overføring og lagring av data. Dette vil bidra til en firedobling av antall måleverdier som i dag registreres, som krever økt lagringskapasitet. I tillegg drives kostnadene under denne posten opp av kostnader for å bruke dataen, som for eksempel kalkulasjoner, og ved å hente ut dataen fra skylagringstjenester. Desto større mengder data, desto mer vil disse kostnadene øke. For nettselskaper som bruker SIM-kort i hver enkelt måler, i stedet for radionettverk, til å sende måleverdier øker driftskostnadene enda mer.

Nettselskapene estimerer at de må bruke rundt fire ganger den kostnaden de i dag bruker på prosessering, overføring og lagring av data ved innføring av kvartersmåling. I tillegg, som vi har påpekt tidligere, vil disse kostnadene økes med antall

systemer dataen lagres og brukes i. Basert på oppgitte tall fra intervjuede aktører, har vi beregnet kostnadstall per måler for økt data-, lagring- og kommunikasjonskapasitet, som tar hensyn til at samme data vil lagres i ulike systemer hos flere nettselskap og at noen nettselskap inkluderer kostnader for kommunikasjonskapasitet i sine kostnadstall. Basert på de oppgitte tallene om dagens kostnader for data-, lagring- og kommunikasjonskapasitet, i tillegg selskapenes vurderinger av fremtidig kostnadsøkning som følge av implementeringen, estimerer vi at totale driftskostnader for nettselskapene vil øke med 52 til 105 millioner kroner nasjonalt.

Samtidig påpeker noen aktører at kostnadene for datalagring kan falle i fremtiden, og at systemoppgraderingene kan medføre mer effektive lagringsløsninger i nettselskapene. Kostnadene for økt data- og lagringskapasitet vil også avhenge av hvor mye ledig kapasitet selskapene har i sine systemer i dag.

Kostnader for øvrige aktører

Strømleverandørene vil ved en overgang til 15-minutters registreringsfrekvens også gjennomføre investeringer i sine systemer. Basert på dialog med strømleverandørene er det hovedsakelig konfigurasjonsendringer og oppgradering av apper og nettsider som vil være kostnadsdrivende i systemene deres. De forventer videre at kostnadene ikke vil være veldig høye. Basert på antall strømleverandører registrert i Norge i dag (72) og utviklerkostnaden for en nettside/app, beregner vi at deres kostnader i forbindelse med systemoppgraderinger vil ligge mellom 3,6 og 6,9 millioner kroner nasjonalt. I tillegg til

utviklerkostnaden, forventer strømsalgsselskapene en økning i antall kundeenvendelser som kan medføre merkostnader for selskapet. Grunnet utilstrekkelig informasjon om denne kostnadsposten har vi ikke estimert kostnaden, men strømleverandørene har påpekt at kostnadene er neglisjerbare i forhold til den potensielle nytten.

Som tidligere nevnt har Elhub i forbindelse med innføringen av 15-minutters måling for produksjon, utveksling og høyspentkunder gjort en rekke investeringer for å oppgradere de interne systemene. Ved innføring av 15-minutters måling av alle kunder, forventer Elhub at det kan være mulig å avskaffe 60/15 profilering og tilknyttede markedsprosesser for utveksling av slik data. Dette vil forenkle Elhubs prosesser og de estimerer en årlig kostnadsbesparelse på to til seks millioner i deres drift (Statnett, 2024).

Totale kostnader for innføring for alle lavspenkunder

Nettselskapene påpeker at det er høy usikkerhet knyttet til kostnadene ved en innføring for alle, spesielt siden de ikke har undersøkt i detalj hvordan innføringen vil påvirke systemene deres, og hva behovet for både systemutvikling, systemoppgradering og forsterking av kommunikasjonsinfrastrukturen vil være. Spesielt uforutsette feil i systemutviklingen og et større behov for oppgradering av kommunikasjonsinfrastrukturen kan drive opp kostnadene. Basert på en nåverdiberegning over 15 år estimerer vi at en innføring av 15 minutters registreringsfrekvens vil koste mellom 787 og 1 796 millioner kroner, inkludert Elhubs årlige kostnadsbesparelser

Tabell 5 - Kostnader ved alternativ 1

Antall målepunkter: 3 376 191	Totalkostnad – lav	Totalkostnad - høy	
Engangskostnader			
Prosjektkostnad nettselskap	80,3	240,8	MNOK
Omstilling av målere	10,1	27,0	MNOK
Innkjøp konsentratorer	8,0	40,0	MNOK
Installasjon av konsentratorer	12,0	48,0	MNOK
Systemoppgraderinger – nettselskap	160,2	271,3	MNOK
Systemoppgraderinger – strømlev.	3,6	7,2	MNOK
Økt mengde kundesvevninger	5,2	20,7	MNOK
Totale engangskostnader	279,4	654,9	MNOK
Årlige kostnader			
Lagring- og databehandlingskostnader	50,6	101,3	MNOK
Kommunikasjonskostnader ved SIM-kort	1,0	3,4	MNOK
Kostnadsbesparelser Elhub	-6,0	-2,0	MNOK
Total økning årlige kostnader	45,7	102,7	MNOK
Nåverdi over 15 år*	787,0	1796,3	MNOK

*Vi legger til grunn at hoveddelen av engangskostnadene gjøres i 2028, og at økningen i årlige kostnader påløper fra 2028 til 2043

5.2.2 Alt. 2 Frivillig innmelding

I alternativet med frivillig innmelding vil registreringsfrekvensen hos lavspenningskunder som standard være 60-minutter, men det åpnes for at kunder som ønsker å måles per kvarter kan ta et aktivt valg om dette. Som tidligere utredet tar vi til grunn at 20 prosent av kundene vil velge å måles etter 15 minutters registreringsfrekvens, som tilsvarer 675 238 målere.

Både investeringskostnadene og driftskostnadene til nettselskapet vil avhenge av rammene som settes for ordningen, hyppigheten på innmeldingene og antall kunder som årlig velger å måles på kvartersvis registreringsfrekvens. Selv om det ikke er avgjort hvem som eventuelt administrerer en innmeldingsordning, peker de fleste aktører på at nettselskapene vil være et naturlig valg. Vi legger derfor til grunn at det er nettselskapene som vil få ansvaret, og derfor kostnadene, ved å administrere en slik ordning.

Dersom kravene for ordningen, antall innmeldinger eller frekvensen på forespørslene gjør at kostnadene ved manuell eller semimanuell håndtering av ordningen overstiger et kritisk

nivå, vil det utløse investeringer hos nettselskapet. Enten fordi det kreves en semimanuell løsning der noe systemtilpasning/konfigurerings av dagens systemer må til, eller at det må utvikles nye systemer eller oppgaver i dagens systemer. Sistnevnte kan medføre kostnader på nivå med innføringsalternativ 1, men sannsynligvis ikke for alle nettselskapene. Dersom ordningen kan håndteres manuelt eller semimanuelt, kan det bidra til å øke de årlige driftskostnadene. Basert på intervjuene med nettselskapene, legger vi til grunn at dersom det krever mer enn ett til to årsverk for å håndtere ordningen manuelt, vil nettselskapene velge å investere i en automatisk ordning for å redusere driftskostnaden av ordningen.

En investering av automatisk håndtering av innmelding vil også kreves dersom rammene for ordningen gjør det vanskelig for nettselskapene å møte kravene i reguleringen. Dette kan for eksempel være at innmelding må skje momentant, eller at korrigering av registreringsfrekvensen ved eierskifte av måleren må skje momentant. Dersom det settes noen begrensninger på antall ganger en husholdning kan endre

registreringsfrekvens vil det redusere behovet for automatisering. Dette kan for eksempel være at det settes et maks antall endringer som er mulig i løpet av et år, som fastlegeordningen, eller det kan være at endringen ikke trenger å tre i kraft før den påfølgende måneden.

Det vil mest sannsynlig variere fra nettselskap til nettselskap om det er behov for å gjennomføre systeminvesteringer eller om de kan håndtere ordningen manuelt. Det er derfor utfordrende å estimere kostnadene for en ordning med frivillig innmelding. Dette henger sammen med at driftskostnadene og investeringskostnadene vil trekke i ulik retning i ulike kostnadsalternativer. Dersom driftskostnadene er høye fordi ordningen håndteres manuelt, vil behovet for investeringer være lavere og derfor vil investeringskostnadene også være lavere. Dersom nettselskapet ser at ordningen passerer et kritisk punkt der manuell håndtering ikke er mest kostnadseffektivt, vil de gjennomføre investeringer i systemet for å automatisere prosessen med innmelding og utmelding. Da vil også kostnadene for å håndtere ordningen manuelt, og følgelig driftskostnadene, falle.

Engangskostnader for nettselskapene

Omstilling av målere

Som tidligere beskrevet, er det å forvente at noen av målerne er defekte og vil kreve manuell omstilling/utskiftning. Kostnaden for dette avhenger direkte av antall målere som forventes å bli omstilt, og estimeres for frivillig innmelding å ligge mellom 2 og 5,5 millioner kroner.

Prosjektadministrasjon

En frivillig innmeldingsordning kan potensielt også medføre et behov for å opprette et prosjekt eller program for nettselskapet, avhengig av hvor omfattende innmeldingsordningen blir. Likevel kan behovet for administrasjon bli lavere enn innføringsalternativ 1. Som i alternativ en baserer beregningene seg på et forutsatt ressursbehov for halvparten av nettselskapene, for å hensynta allianser og felles tjenesteinnkjøp. Vi legger til grunn at en

frivillig innmelding i snitt kan kreve et halvt til et helt årsverk for halvparten av selskapene over en implementeringsperiode på tre år. Prosjektkostnadene vil i dette alternativet ligge på mellom 40 og 80 millioner på landsbasis.

Kundehenvendelser

I tillegg til projektkostnadene, forventer vi at det i en kortere periode kan bli økt antall kundehenvendelser. Som tidligere nevnt henger antall kundehenvendelser gjerne sammen med endringer og eventuelle informasjonskampanjer fra nettselskapene. Ved en innmeldingsløsning forventer vi at behovet for kundeveiledning i kan bli høyere enn for innmelding for alle, siden kundene kan få behov for noe mer veiledning og informasjon om alternativet og fordelene ved det. Vi legger derfor til grunn at kostnadene for økte henvendelser i snitt vil ligge mellom et halvt og to årsverk i en periode etter innføringen. Dette tilsvarer en kostnad på mellom 5 og 41 millioner kroner.

Kommunikasjonsnettverk

I dette alternativet vil også behovet for å forsterke kommunikasjonsnettverket mest sannsynlig være lavere. Likevel vil det mest sannsynlig kreve noe oppgradering, og forsterkningsbehovet vil øke med antallet som velger å melde seg inn. I dette alternativet estimeres kostnadene for både utstyr og installasjon i intervallet 5 til 66 millioner kroner. Spennet er her høyt som følge av at det er stor usikkerhet knyttet til hvor mange mastere som må installeres. Dersom mange kunder ønsker å melde seg inn for kvartersmåling eller de kundene som melder seg inn er lokalisert i områder der kommunikasjonsinfrastrukturen ikke klarer å håndtere 15-minutters registreringsfrekvens, for eksempel på grunn av lange avstander, kan behovet for å forsterke infrastrukturen bli stort. Samtidig, siden det er en frivillig ordning kan det hende at kundene er lokalisert slik at kommunikasjonsnettverket håndterer overgangen for disse kundene. Da vil behovet bli mye lavere, og vi legger derfor til grunn at antall mastere som blir installert kan variere fra 500 i et lavscenario til 6 000 i et høyscenario. Nettselskapene påpeker at det er stor usikkerhet

knyttet til behovet for mastere, og denne usikkerheten forsterkes med en usikkerhet i antall kunder som ønsker å måles på kvarteret.

Systemoppgraderinger

Det er knyttet stor usikkerhet ved kostnadene for systemoppgraderinger eller -utvikling. For kostnadsestimatet der administreringen av den frivillige ordningen kan foregå manuelt eller semimanuelt, vil investeringsbehovet i systemene bli betydelig lavere for nettselskapet. Samtidig kan ordningen kreve utvikling av nytt system i tillegg til å tilpasse dagens systemer til å håndtere både registrering av inn- og utmeldinger og måleverdier på 15-minutter. Spennet øker som følge av at ulike nettselskap mest sannsynlig vil ha ulikt behov for systeminvesteringer, og at utvikling av nye systemer ikke vil være et behov for alle selskaper. Samtidig er utvikling av nye systemer eller systemtjenester gjerne kostnadsdrivende, og kan bli dyrere enn først antatt. Investeringskostnadene, inkludert kostnader for endring av apper og nettsider, estimeres til å ligge mellom 25 og 150 millioner kroner på landsbasis. Spennet påvirkes av antall nettselskaper som ser behov for å oppgradere systemene sine, antall kunder som velger å endre registreringsfrekvens og eventuelle krav fra myndigheter som skaper et behov for automatikk.

Samlede engangskostnader for nettselskap

Basert på de overnevnte kostnadselementene, estimerer vi en total engangskostnad nasjonalt på 82 til 347 millioner kroner for nettselskapene. Innføringsalternativet med frivillig innmelding preges av stor usikkerhet, som påvirker størrelsen på kostnadsspennet. Spennet i engangskostnader påvirkes også i stor grad av antagelsene om behov for investering i nettselskapenes systemer, der det i lavkostnadsscenarioet forutsettes at behovet for investeringer er lavt som følge av manuell håndtering av inn- og utmeldingene.

Driftskostnader for nettselskapene

For frivillig innmelding vil det for nettselskapene oppstå en årlig kostnad ved å administrere ordningen, spesielt dersom

ordningen håndteres manuelt eller semimanuelt. I utgangspunktet vil utviklerkostnadene ved å innføre en automatisk håndtering potensielt kunne bli store, og derfor vil nettselskapene erfaringsmessig forsøke å håndtere ordningen manuelt eller semimanuelt med mindre eksterne faktorer krever det. Samtidig kan årlige driftskostnader bli høye dersom hyppigheten av innmeldingene eller antallet innmeldinger gjør at det kreves mange ressurser for å administrere løsningen. Det vil også variere hvor mange årsverk som kreves for å håndtere en slik ordning.

Vi tar utgangspunkt i at det maksimalt vil brukes ett til to årsverk på manuell håndtering av ordningen, før nettselskapene anser det som mer lønnsomt å utvikle et system for automatisk håndtering av ordningen. Basert på en norsk medianlønn estimeres kostnadene for manuell eller semimanuell håndtering av innmeldingsløsningen til å være mellom 26 og 52 millioner kroner. Som med investeringskostnadene påvirkes spennet av at ulike nettselskap vil ha ulike behov for automatisering og systemutvikling og antallet kunder som velger å endre registreringsfrekvens.

I tillegg til kostnadene for håndtering av ordningen, vil driftskostnadene påvirkes av kostnader for prosessering, overføring og lagring av en økt mengde data. Denne kostnaden avhenger av antall målepunkter, og desto flere som velger å melde seg inn, desto høyere vil kostnadene bli. For nettselskapene som bruker kommunikasjon ved SIM-kort i hver enkelt måler for å samle måleverdier, vil disse kostnadene også øke med antall målere. Dette medfører en total økning i kostnader for prosessering, håndtering, lagring og overføring av data på mellom 10 og 21 millioner kroner.

Den totale økningen i driftskostnader for frivillig innføring estimeres basert på de overnevnte kostnadselementene 47 og til 62 millioner kroner årlig for nettselskapene.

Kostnader for øvrige aktører

Kostnadsbesparelsene for Elhub med en overgang til en registreringsfrekvens på 15-minutter baserer seg på at de kan

avskaffe 60/15-profilering og tilknyttede markedsprosesser for utveksling av slik data. I sin utredning påpeker Elhub at de ikke forventer noen vesentlig endring i sine kostnader. Da legger de til grunn at det vil være relativt få kunder som velger å endre registreringsfrekvens (Statnett, 2024).

For strømleverandørene forventer vi at det vil medføre noen kostnader å oppgradere sine systemer og grensesnitt med kunde også ved frivillig innmelding, men at kostnaden vil være relativt lav. Basert på antall strømleverandører og kostnadene for mindre oppgraderinger i nettside/app, estimerer vi at en innmeldingsløsning vil medføre 2 til 4 millioner kroner på landsbasis. Dersom strømleverandørene får et større ansvar i håndteringen av inn- og utmeldinger, for eksempel tegne avtaler på vegne av kunden, vil deres kostnader også kunne øke noe. Som tidligere beskrevet i kapittel 5.1.2 vil ikke økt ansvar til strømleverandørene redusere nettselskapenes kostnader i en betydelig grad.

Totale kostnader for frivillig innmelding

Som tidligere påpekt er det utfordrende å estimere kostnadene for frivillig innmelding i 15-minutters registreringsfrekvens, fordi det eksisterer et kritisk punkt, enten som følge av ressursbruken til manuell håndtering eller krav fra myndighetene, som gjør at nettselskapet må investere i å

utvikle en ny systemtjeneste som administrerer ordningen. Det ligger også en antakelse i at, gitt et rammeverk som ikke krever automatikk, vil manuell håndtering velges så lenge det er mest kostnadseffektivt. Hva dette kritiske punktet er vil også variere fra nettselskap til nettselskap. For å prøve å fange opp disse variasjonene har vi tatt utgangspunkt i to kostnadsestimer, ett der flertallet av nettselskapene velger å håndtere ordningen manuelt (høy driftskostnad, lav investeringskostnad) og ett der flertallet av nettselskapene velger å eller ser seg nødt til å utvikle en ny systemtjeneste (høy investeringskostnad, lav driftskostnad). Basert på nåverdiberegning over 15 år, estimerer vi at ordningen kan koste mellom 773 og 871 millioner kroner. Her er estimatene henholdsvis nåverdien av kostnadsestimatet med høye driftskostnader og høye investeringskostnader.

Dersom antall kunder som velger å melde seg inn øker, vil de årlige kostnadene øke som følge av lagrings- og databehandlingskostnader. Disse kostnadene vil øke med antall målepunkter som måles på 15 minutter, uavhengig av om ordningen håndteres manuelt eller automatiseres. Som tidligere nevnt kan også kostnadene bli lavere dersom kravene som stilles til ordningen gir nettselskapene mulighet til å administrere arbeidet mer kostnadseffektivt også ved manuell håndtering.

Tabell 6 - Kostnader ved alternativ 2

Antall målepunkter: 675 238	Totalkostnad – lav	Totalkostnad – høy	
Engangskostnader			
Prosjektkostnad nettselskap	40,1	80,3	MNOK
Omstilling av målere	2,0	5,4	MNOK
Innkjøp konsentratorer	2,0	30,0	MNOK
Installasjon av konsentratorer	3,0	36,0	MNOK
Systemoppgraderinger – nettselskap	29,3	154,3	MNOK
Systemoppgraderinger – strømlev.	1,8	3,6	MNOK
Økt mengde kundesvevndelser	5,2	41,3	MNOK
Totale engangskostnader	83,4	350,9	MNOK
Årlige kostnader			
Lagring- og databehandlingskostnader	10,1	20,3	MNOK
Kommunikasjonskostnader ved bruk av SIM-kort	0,2	0,7	MNOK
Kostnader for å håndtere inn- og utmelding	51,7	25,8	MNOK
Kostnadsbesparelser Elhub	0	0	MNOK
Total økning årlige kostnader	62,0	46,8	MNOK
Nåverdi over 15 år*	772, 8	870, 9	MNOK

*Vi legger til grunn at hoveddelen av engangskostnadene gjøres i 2028, og at økningen i årlige kostnader påløper fra 2028 til 2043

5.2.3 Alt. 3 Frivillig utmelding

I alternativet med frivillig utmelding vil standard registreringsfrekvens være 15 minutter, men lavspenningskunder kan ta et aktivt valg om å måles på 60 minutter. I dette vil flere kunder måles per kvarter, samtidig som man har muligheten til å velge bort en kortere registreringsfrekvens. For ordningen med frivillig utmelding forventer vi som tidligere nevnt at kun 10 prosent av kundene velger å melde seg ut, og følgelig at 90 prosent av alle lavspenningskunder omstilles til en 15-minutters registreringsfrekvens. Dette tilsvarer 3 038 572 målepunkter. Nettselskapene vil i dette alternativet måtte rigge seg på tilsvarende måte som alternativ 1, i tillegg til at de må håndtere en utmeldingsordning. Også for dette alternativet, som ved frivillig innmelding, vil rammene som settes for ordningen og antallet kunder som benytter seg av utmeldingsmuligheten påvirke kostnadene. Ved frivillig utmelding kan det påvirke kostnadene hvor i måleverdikjeden det skilles på registreringsfrekvens. Hvis nettselskapene for eksempel kan samle inn verdier fra alle målere på 15 minutters registreringsfrekvens, men kun sender videre aggregerte

timesverdier og fakturerer etter timesverdien kan det redusere noe av kompleksiteten av ordningen.

Engangskostnader for nettselskapene

Omstilling av målere

Tilsvarende som for de øvrige alternativene, vil konfigurasjonsendringen i måleren for å endre registreringsfrekvens feile for noen målere, og det vil derfor være behov for å manuelt skifte ut defekte målere. Denne kostnaden estimeres basert på en feilprosent på 0,1 – 0,2 prosent av målerne, og estimeres i dette alternativet til å være mellom 9 og 24 millioner kroner nasjonalt.

Prosjektadministrasjon

En innføring med frivillig utmelding som alternativ, vil kunne kreve tilsvarende koordinerings- og administrasjonsbehov for en innføring for alle. Vi tar derfor utgangspunkt i at det vil kreve ett til tre årsverk i for håndtering av prosjektet eller programmet som opprettes i forbindelse med overgangen.

Som tidligere tar vi hensyn til allianser og felles tjenesteinnkjøp ved å beregne kostnadene for tilsvarende halvparten av nettselskapene. Dette fanger også opp ulikt behov for ressurser til prosjektadministrasjon fra nettselskap til nettselskap. Gitt en innføringsperiode på tre år vil de estimerte prosjektkostnadene bli mellom 80 og 241 millioner kroner.

Kommunikasjonsnettverk

Tilsvarende som for alternativ 1 vil en frivillig utmeldingsordning kreve en forsterkning av nettselskapenes kommunikasjonsinfrastruktur. Avhengig av hvor kundene som velger å avstå fra 15-minutters avregning kan behovet bli noe lavere enn ved en innføring for alle, samtidig som det er en mulighet for at behovet blir like stort dersom kundene ikke er konsentrert rundt samme master. Også for dette alternativet er det vanskelig for nettselskapet å estimere antall mastere som kreves før det prosjekteres og testes ut. Vi legger til grunn et behov for mellom 1500 og 8000 mastere, som tilsvarer en kostnad for innkjøp og installasjon på mellom 15,0 og 88,0 millioner kroner.

Kundehenvendelser

Ved en innføring av 15 minutters avregning med mulighet til å avstå fra endringen, forventer vi at det i en periode vil øke antall kundehenvendelser til nettselskapet. I likhet med alternativet for frivillig utmelding forventer vi at alternativ 3 kan medføre noe høyere press på kundesenteret, fordi kundene kan ha behov for mer detaljert forklaring i tillegg til at flere kan ha spørsmål om ordningen. Vi forventer at det i snitt vil være behov for mellom et halvt og to årsverk, der det vil variere mellom nettselskap hvor mange årsverk som kreves for å håndtere kundehenvendelsene. Nasjonalt tilsvarer dette estimerte kostnader på mellom 5 og 41 millioner kroner.

Systemoppgraderinger

Ved frivillig utmelding, kan behovet for systemoppgraderinger og utvikling av systemtjenester bli omfattende. Som med innføring for alle, må nettselskapene investere i egne systemer, også de som kjøpes av tjenesteleverandører. Systemene må

utvide kapasiteten for å håndtere flere måleverdier, endres fra å operere på 60-minutters intervaller til 15 minutters intervaller og grensesnittene mellom systemene må også utvikles. Implementering av nye systemer krever også både testing og feilretting, som medfører kostnader. I tillegg må systemene tilpasses til å også kunne motta 60-minutters måleverdier. Videre kan det oppstå behov for å utvikle systemtjenester for å håndtere kundenes endring av registreringsfrekvens. Som for alternativet med frivillig innmelding, vil visse krav for ordningen utløse et behov for automatikk som øker investeringskostnadene. Samtidig kan felles bransjeinitiativ, allianser og felles innkjøp bidra til å redusere de nasjonale kostnadene. Basert på tall fra nettselskapet og det potensielle omfanget av systembehov ved frivillig utmelding estimerer vi at kostnadene vil ligge mellom 160 til 321 millioner kroner. Spennet påvirkes blant annet av antall nettselskap som må innføre automatikk i utmeldingsordningen, nivået av integrasjon i dagens systemer og om nettselskapet nylig har gjort noen investeringer i systemene sine som kan gi kostnadsbesparelser.

Samlede engangskostnader for nettselskaper

Basert på de beskrevne kostnadene, estimerer vi at de totale engangskostnadene for nettselskapene i forbindelse med innføring av 15 minutters avregning med frivillig utmelding kan bli mellom 270 og 716 millioner kroner.

Driftskostnader for nettselskapene

I en ordning med frivillig utmelding, vil driftskostnadene til nettselskapene avhenge av økning i kapasitet for prosessering, overføring og lagring av data, økt behov for telekommunikasjon og håndtering av inn- og utmeldingsordningen. De to første faktorene er som tidligere beskrevet direkte avhengig av antall målepunkter som endrer registreringsfrekvens, og vil øke mer hos nettselskap som bruker SIM-kort i hver enkelt måler som kommunikasjonsløsning. Disse kostnadene estimeres i dette alternativet til å ligge mellom 47 og 94 millioner kroner. Som i alternativet med frivillig innføring, forventer vi at nettselskapene vil bruke manuell håndtering som alternativ til

investeringer i automatikk for inn- og utmelding så lenge det gir lavere kostnader. Som tidligere forventer vi at når ressursbruken nærmer seg 1-2 årsverk i ressursbruk vil nettselskapene vurdere investeringer over manuell håndtering. Vi estimerer at kostnadene for å manuelt eller semimanuelt håndtere ordningen vil ligge mellom 26 og 52 millioner kroner.

Kostnader for øvrige aktører

I sin utredning om innføring av 15 minutters avregning, skriver Elhub at deres kostnader ikke vil påvirkes betydelig av en frivillig utmeldingsordning. Systemene deres vil fortsette å støtte ulike oppløsninger i dataen, og de får derfor ingen kostnadsgevinster.

Som ved alternativet med innføring av 15 minutters avregning for alle, vil strømleverandørene måtte tilpasse sine systemtjenester og grensesnitt mot kunden til 15 minutters måleverdier. Basert på utviklerkostnadene til nettsider og applikasjoner, estimerer vi en kostnad på 4 til 7 millioner kroner nasjonalt for strømleverandørene.

Totale kostnader for frivillig utmelding

En innføring med frivillig utmelding har flere usikre og kostnadsdrivende elementer ved seg. Siden valget i utgangspunktet er å gå over til en kortere registreringsfrekvens, kan det kreve tilsvarende behov for systemoppgraderinger som en innføring for alle. Samtidig må systemene fortsatt kunne støtte 60-minutters måleverdier for de kundene som frastår fra endringen i registreringsfrekvens. I tillegg vil alternativet med frivillig utmelding påføre nettselskapene kostnader i forbindelse med administrasjon av inn- og utmeldinger. Om det vil øke nettselskapenes driftskostnader eller investeringskostnader (mest) vil avhenge av kravene som stilles til nettselskapene om responstid både ved inn- og utmelding.

De totale kostnadene for dette alternativet estimeres over en 15-årsperiode å ha en nåverdi på mellom 1 365 og 2 057 millioner kroner.

Tabell 7 – Kostnader ved alternativ 3

Antall målepunkter: 3 038 572	Totalkostnad – lav	Totalkostnad – høy	
Engangskostnader			
Prosjektkostnad nettselskap	80,3	240,8	MNOK
Omstilling av målere	9,1	24,3	MNOK
Innkjøp konsentratorer	6,0	40,0	MNOK
Installasjon av konsentratorer	9,0	48,0	MNOK
Systemoppgraderinger – nettselskap	160,2	321,3	MNOK
Systemoppgraderinger – strømlev.	3,6	7,2	MNOK
Økt mengde kundesvevdelser	5,2	41,3	MNOK
Totale engangskostnader	273,3	722,9	MNOK
Årlige kostnader			
Lagring- og databehandlingskostnader	45,6	91,2	MNOK
Kommunikasjonskostnader ved bruk av SIM-kort	0,9	3,1	MNOK
Kostnader for å håndtere inn- og utmelding	51,7	25,8	MNOK
Kostnadsbesparelser Elhub	0	0	MNOK
Total økning årlige kostnader	98,2	120,0	MNOK
Nåverdi over 15 år*	1 364, 8	2 057, 5	MNOK

*Vi legger til grunn at hoveddelen av engangskostnadene gjøres i 2028, og at økningen i årlige kostnader påløper fra 2028 til 2043

5.2.4 Alt. 4 Innføring for næringskunder

Det siste alternativet for innføring av 15 minutters avregning innebærer å avgrense innføringen til næringskunder, kategorisert etter forbrukskode. Dette innebærer at husholdninger og fritidsboliger fortsetter å bli målt på timesverdier. Det er 388 715 målepunkter registrert som næringskunde i dag, ifølge Elhub.

En fordel med innføring for næringskunder er at det kan begrense noen av kostnadene for nettselskapet i forbindelse med overgangen. Samtidig er det et par utfordringer som kan være kostnadsdrivende. For det første har flere nettselskap påpekt at skille mellom ulike forbrukskategorier ikke nødvendigvis ligger lagret i alle nettselskaperes systemer. Nettselskapet må derfor gjøre noen tilpasninger og eventuelt systemendringer for å enkelt kunne identifisere hvilke kunder som er næringskunder i hele måle- og faktureringskjeden. I tillegg har det blitt påpekt at noen målere skifter mellom å være husholdninger og næring, for eksempel ved eierbytte. Det kan derfor bli behov for systemtjenester eller manuell ressursbruk for å håndtere slike skifter bruksområdet av boligen.

Innføring for kun næringskunder kan også føre til at noen nettselskaper gjennomfører investeringer for å forberede seg til at alle kunder i lavspenningsanlegg etter hvert skal over på 15 minutters måling. Dette kommer av at det da vil ha vært to omganger hvor det har kommet krav om at en ny kundegruppering skal omstilles til levere 15 minutters måleverdier. Nettselskapene kan da oppfatte dette som en mellomløsning frem til endelig avgjørelse om at alle målere skal omstilles, uten at de vet med sikkerhet at det kommer til å skje. Dersom det ikke gis tydelig forventningsavklaringer om veien videre kan nettselskapene få unødige kostnader. Et alternativ er at nettselskaper gjennomfører investeringer for å forberede til en innføring for alle målere, uten at denne endringen kommer, og investeringene derfor ble unødige store. Alternativt velger de å avstå fra å gjøre alle nødvendige investeringer, og ender opp med å tilpasse systemene sine i to

omganger dersom det innføres 15 minutter måleperioder for alle etter hvert.

Engangskostnader for nettselskapene

Omstilling av målere

Også ved innføring kun for næringskunder, legger vi til grunn at 0,1 til 0,2 prosent av målerne kan være defekte og kreve manuell utskiftning for å kunne endre registreringsfrekvens. For målere som tilhører næringskunder tilsvarer dette en estimert kostnad på 1 og 3 millioner kroner.

Prosjektadministrasjon

I utgangspunktet skal innføring for næringskunder være mindre komplisert enn innføring for alle, hovedsakelig fordi det er færre målepunkter som skal omstilles. Spesielt i nettområder med få næringskunder sammenliknet med husholdninger vil overgangen kunne skje uten store investeringskostnader i hverken systemer eller kommunikasjonsinfrastruktur. Vi forventer derfor også at det vil kreve mindre ressurser til selve administreringen og koordineringen av omstillingen. Vi forutsetter at nettselskapene i snitt vil bruke mellom et halvt og et helt årsverk årlig over en treårig innføringsperiode, der det vil variere mellom nettselskap hvor stort behov de har for administrering av omstillingen. Som tidligere beregnes disse kostnadene for halvparten av nettselskapene, for å hensynta allianser og felles tjenesteinnkjøp. Prosjektkostnadene nasjonalt estimeres derfor til å ligge på mellom 40 og 80 millioner kroner.

Kundehenvendelser

I tillegg til prosjektkostnadene, forventer vi at det i en kortere periode kan bli økt antall kundehenvendelser. Som tidligere nevnt henger antall kundehenvendelser gjerne sammen med endringer og eventuelle informasjonskampanjer fra nettselskapene. Ved innføring kun for næringskunder forutsetter vi et lavere press på kundesenteret enn ved øvrige

alternativer, men legger til grunn at det kan oppstå en svak økning av kundebehandlinger fra næringskunder. Vi forventer at denne økningen vil kreve mindre enn et halvt årsverk i ressursbruk for nettselskapene, som tilsvarer en total kostnad på mellom 5 og 21 millioner kroner. Antall kundebehandlinger vil variere med antall næringskunder som er tilknyttet nettselskapet.

Kommunikasjonsnettverk

Behovet for å forsterke kommunikasjonsnettverket er også usikkert, men vi forutsetter at behovet er lavere enn ved innføring for alle. På en side kan man unngå store klynger av målere som belaster samme master, men i større byer kan dette fortsatt bli et problem. Behovet for forsterkning på grunn av lange avstander kan også oppstå i næringsalternativet. Vi legger derfor til grunn et spenn på mellom 500 og 6000 mastere, som med innkjøp og installasjon estimeres til en kostnad på 10 til 66 millioner kroner. Spennet påvirkes av at det er stor usikkerhet knyttet til behovet for å forsterke kommunikasjonsnettverket dersom 15 minutters avregning kun innføres for næringskunder.

Systemoppgraderinger

Som tidligere nevnt er det stor usikkerhet knyttet til hvilke investeringsbeslutninger nettselskapet kommer til å ta dersom omstillingen i første omgang gjelder næringskunder. Systemtjeneste vil måtte oppgraderes for å kunne håndtere en økning i antall måleverdier, og til å håndtere både 60 og 15 minutters verdier. Noen selskap kan trenge å gjøre noen justeringer i systemene slik at informasjonen om hvilken kundegruppe en måler tilhører er tilgjengelig i alle relevante systemer hos nettselskapet. I utgangspunktet vil det ikke nødvendigvis være behov for de store oppgraderingene i systemene deres. Dette behovet vil avhenge av antall næringskunder de har i sitt nett. Samtidig kan noen nettselskaper velge å gjennomføre større investeringer, for å rigge systemet for at alle målepunkter etter hvert skal over på en lavere registreringsfrekvens. At noen nettselskaper velger å gjennomføre de store investeringene i systemene sine, enten

fordi de ser et behov for det basert på antall næringskunder eller fordi de rigger systemet for fremtiden, bidrar til å øke spennet i kostnadsestimatet for investeringskostnadene, som estimeres til mellom 54 og 204 millioner kroner. Dette inkluderer kostnader for å endre applikasjoner og nettsider for å tilpasses ny registreringsfrekvens for næringskunder.

Samlede engangskostnader for nettselskap

De totale investeringskostnadene for innføring kun hos næringskunder estimeres til å ligge mellom 111 og 374 millioner kroner. Spennet reflekterer usikkerheten som ligger i nettselskapenes valg dersom det innføres en lavere registreringsfrekvens for næringskunder. Det kan gi signaler til nettselskapene som gjør at de rigger systemet for fremtiden. Samtidig er det stor usikkerhet i behovet for forsterkning av kommunikasjonsnettverket, som vil variere mellom nettselskapene og ulike områder innenfor samme nettområde.

Driftskostnader for nettselskaper

Nettselskapenes driftskostnader avhenger av antallet målere som omstilles, og de totale kostnadene for kun næringskunder for økt kapasitet til prosessering, overføring, lagring og kommunikasjon estimeres til å være mellom 6 og 12 millioner kroner årlig. Vi legger også til grunn at ressursbehovet for å håndtere eventuelle endringer i forbrukskode vil være lavere enn for håndteringen av inn- og utmeldinger. Disse kostnadene estimeres til å ligge mellom 10 og 26 millioner kroner, der spennet avhenger av om ordningen håndteres manuelt, semimanuelt eller om det utvikles en systemtjeneste for å håndtere det. Vi forventer som for alternativ 2 og 3 at kostnadene for å håndtere ordningen manuelt sammenfaller med lavere investeringskostnad, og motsatt.

De totale driftskostnadene for nettselskapene estimeres i dette alternativet til å ligge mellom 22 og 32 millioner kroner.

Kostnader for øvrige aktører

Elhub har ikke selv vurdert alternativet med innføring kun for næring, men i tråd med deres øvrige vurderinger forventer vi at

deres kostnader ikke vil påvirke betydelig i dette scenariet. De vil fortsatt måtte støtte både 15-minutters og 60-minutters måleverdier.

Strømleverandørene vil også i utgangspunktet måtte tilpasse deler av sin applikasjon eller nettside for næringskunder med annen registreringsfrekvens enn resterende kunder. Siden det ikke gjelder for alle, eller flertallet av kundene deres, estimerer vi at disse kostnadene vil ligge mellom 1,8 og 3,6 millioner kroner nasjonalt.

Totale kostnader for innføring hos næringskunder

Nåverdien av de totale kostnadene for innføring av 15-minutters registreringsfrekvens hos næringskunder estimert

over en 15-årsperiode beregnes til å ligge mellom 466 og 627 millioner kroner. Spesielt lavere kostnader til prosessering, bearbeiding, lagring og kommunikasjon av måledata trekker kostnadene i dette alternativet ned, og avhenger av at næringskunder kun står for i underkant 12 prosent av alle kunder som i dag måles på 60 minutters registreringsfrekvens. I tillegg vil noen nettselskaper kunne unngå store investeringer i sine systemer, gitt at andelen næringskunder i deres nettområde er lavt. Samtidig er det en mulighet for at noen nettselskaper velger å gjennomføre større oppgraderinger i sine systemer for å rigge til at alle kunder omstilles til en 15-minutters registreringsfrekvens, som kan trekke opp kostnadene for dette innføringsalternativet.

Tabell 8 – Kostnader ved alternativ 4

Antall målepunkter: 388 715	Totalkostnad – lav	Totalkostnad - høy	
Engangskostnader			
Prosjektkostnad nettselskap	40,1	80,3	MNOK
Omstilling av målere	1,2	3,1	MNOK
Innkjøp konsentratorer	4,0	30,0	MNOK
Installasjon av konsentratorer	6,0	36,0	MNOK
Systemoppgraderinger – nettselskap	54,3	204,3	MNOK
Systemoppgraderinger – strømlev.	1,8	3,6	MNOK
Økt mengde kundehevninger	5,2	41,3	MNOK
Totale engangskostnader	112,5	377,9	MNOK
Årlige kostnader			
Lagring- og databehandlingskostnader	5,8	11,7	MNOK
Kommunikasjonskostnader ved bruk av SIM-kort	0,1	0,4	MNOK
Kostnader for å håndtere endring av forbrukskode	25,8	10,4	MNOK
Kostnadsbesparelser Elhub	0	0	MNOK
Total økning årlige kostnader	31,8	22,4	MNOK
Nåverdi over 15 år*	465,9	626,8	MNOK

*Vi legger til grunn at hoveddelen av engangskostnadene gjøres i 2028, og at økningen i årlige kostnader påløper fra 2028 til 2043

5.2.5 Sammenstilling av prissatte kostnadsvirkninger

De fire innføringsalternativene varierer både i engangskostnadene, investeringskostnadene og de årlige driftskostnadene. Basert på våre estimater vil Alt.1 – Innføring for alle og Alt.3 – Frivillig utmelding utløse de største kostnadene. Kostnadene drives hovedsakelig av behovet for system-

oppgraderinger, og mengden data som må prosesseres, overføres og lagres. I Alt.3 drives kostnadene ytterligere opp som følge av kundenes utmeldingsmulighet. Samtidig kan det være andre hensyn som gjør frivillig utmelding fordelaktig, for

eksempel av personvern hensyn. Alternativ 1 medfører også gevinster for andre aktører, som Elhub og balanseansvarlig.

Alternativ 2 med frivillig innmelding kan også utløse betydelige kostnader. Kravene som settes til ordningen med inn- og utmelding vil påvirke kostnadene for både alternativ 2 og 3 mye. Som tidligere nevnt kan krav om rask respons på kundens melding eller ved bytte av eier av måleren medføre et behov for automatisering uavhengig av antallet kunder som velger å endre registreringsfrekvensen. Dersom kravene til ordningen gir rom for at nettselskapene kan håndtere ordningen manuelt, vil kostnadene i større grad avhenge av antallet kunder som velger å endre registreringsfrekvens fra 15 til 60 minutter, og hvor ofte det meldes inn endringer. Dersom dette arbeidet blir veldig omfattende, uavhengig av spesifikke krav fra regulator, vil nettselskapene mest sannsynlig vurdere å investere i systemer som kan automatisere administrasjonen av ordningen.

Alternativet som estimert har lavest kostnad, er innføring kun for næringskunder. En usikkerhet knytter seg til om dette alternativet kan skape forventninger hos aktørene om at 15-

minutters måling vil innføres ved en senere anledning, og det kan føre til at nettselskapene gjennomfører større investeringer uten at andre aktører, som Elhub, får de samme kostnadsbesparelsene. Samtidig kan andre hensyn, som at det er mer kostnadseffektivt og personvern, gjøre dette alternativet mer hensiktsmessig.

Et annet aspekt som kan påvirke kostnadene, er tidsperioden aktørene får for å forberede seg til overgangen. For å redusere kostnadene med feil i en systemoppgradering, kan det være fordelaktig med en lengre tidshorizont på innføringen. Samtidig kan det bli mindre press på leverandørmarkedene dersom aktørene ikke alle må bestille nødvendige varer og tjenester innen en kort tidsfrist. Dette har blitt brukt som argument for tidshorizonten for innføringen av 15 minutters registreringsfrekvens i Danmark og Finland. På den andre siden kan en for lang tidsperiode gjøre at innføringen av 15-minutters måling sammenfaller eller overlapper med utskifting av dagens målere (AMS 2.0). I et slikt tilfelle kunne det vært mer kostnadseffektivt å avvente med innføring til AMS 2.0, slik at investeringsbehovene koordineres og planlegges med et helhetlig blick.

Tabell 9 - Sammenstilling av kostnader for de ulike innføringsalternativene

	Alternativ 1 – Innføring for alle	Alternativ 2 – Frivillig innmelding	Alternativ 3 – Frivillig utmelding	Alternativ 4 – Innføring for næringskunder	
Antall målepunkter	3 376 191	675 238	3 038 572	388 715	
Engangskostnader					
Prosjektkostnad nettselskap	80,3 – 240,8	40,1 – 80,3	80,3 – 240,8	40,1 – 80,3	MNOK
Omstilling av målere	10,1 – 27,0	2,0 – 5,4	9,1 – 24,3	1,2 – 3,1	MNOK
Innkjøp konsentratorer	8,0 – 40,0	2,0 – 30,0	6,0 – 40,0	4,0 – 30,0	MNOK
Installasjon av konsentratorer	12,0 – 48,0	3,0 – 36,0	9,0 – 48,0	6,0 – 36,0	MNOK
Systemoppgraderinger – nettselskap	160,2 – 271,3	29,3 – 154,3	160,2 – 321,3	54,3 – 204,3	MNOK
Systemoppgraderinger – strømleverandører	3,6 – 7,2	1,8 – 3,6	3,6 – 7,2	1,8 – 3,6	MNOK
Økt mengde kundenhendelser	5,2 – 20,7	5,2 – 41,3	5,2 – 41,3	5,2 – 20,7	MNOK
Totale engangskostnader	279,4 – 654,9	83,4 – 350,9	273,3 – 722,9	112,5 – 377,9	MNOK
Årlige kostnader					
Lagring- og databehandlingskostnader	50,6 – 101,3	10,1 – 20,3	45,6 – 91,2	5,8 – 11,7	MNOK
Kommunikasjonskostnader ved bruk av SIM-kort	1,0 – 3,4	0,2 – 0,7	0,9 – 3,0	0,1 – 0,4	MNOK
Kostnader for å håndtere inn- og utmelding	-	51,7 – 25,8	51,7 – 25,8	-	MNOK
Kostnader for å håndtere endring av næringskode	-	-	-	25,8 – 10,3	MNOK
Kostnadsbesparelser Elhub	(-6) – (-2)	-	-	-	MNOK
Total økning årlige kostnader	45,7 – 102,7	62,0 – 46,8	98,2 – 120,0	31,8 – 22,4	MNOK
Nåverdi over 15 år*	787,0 – 1 796,3	772,8 – 870,9	1 364,8 – 2 058,0	465,9 – 626,8	MNOK

*Vi legger til grunn at hoveddelen av engangskostnadene gjøres i 2028, og at økningen i årlige kostnader påløper fra 2028 til 2043.

6 Nyttevirkninger

I dette kapittelet redegjør vi for nyttevirkningene ved innføring av 15 minutters måling og avregning ved de ulike alternativene. Først beskriver vi hvilke nyttevirkinger kvartersmåling gir for samfunnet. Videre behandler vi prissatte og ikke-prissatte virkninger hver for seg. Vi tar først for oss de prissatte virkningene, hvor vi beskriver hvordan vi har beregnet dem, redegjør for hvilke forutsetninger vi har benyttet og til slutt sammenstiller virkningene for de ulike alternativene. Vi viser også hvordan fortsatt strømstøtte vil påvirke nyttevirkningene. Til slutt redegjør vi for de ikke-prissatte virkningene og vurderer konsekvensen av disse kvalitativt.

6.1 Identifiserte nyttevirkinger

Vi har identifisert at kvartersmåling av lavspenningsforbruk kan gi nytte på følgende måter, sammenlignet med nullalternativet:

1. Riktige prissignaler innad i timen
2. Reduserte strukturelle ubalanser fra plusskunder
3. Riktig avregning ved deltakelse i aktiveringsmarked
4. Redusert prisisiko for kraftleverandørene

6.1.1 Riktige prissignaler innad i timen

I nullalternativet vil forbrukskunder i lavspenningsnettet eksponeres for gjennomsnittlige timespriser, som i dag, men ikke for prisforskjeller innad i timen. Med kvartersmåling får husholdninger og tjenesteytende sektor riktigere insentiver til å tilpasse seg til svingninger i kraftprisen innad i timen. Dette bidrar til et mer effektivt kraftmarked, der lavspenningskunder i større grad bruker strøm når nytten overstiger kostnaden. I praksis vil denne nytten kunne utløses av smart styring/ smarte apparater, som elbilladere, smarte varmtvannsberedere og styring av oppvarmingssystemer, som kan forflytte strømbruk fra for eksempel klokken 9:00 til 9:15, eller 9:30, når det lønner seg for kunden.

Med kvarterspriser i markedene og timesmåling av lavspenningskunder vil det oppstå et avvik mellom markedsprisen og prisen lavspenkundene stilles overfor. Kundens balanseansvarlige vil hvert kvarter handle kraft til kunden, for så å viderefakturere kostnaden per kvarter til kundens kraftleverandør. Kraftleverandøren fakturerer derimot kunden for forbruket per time, til en gjennomsnittlig pris for timen. Forbrukerne mottar mindre korrekte prissignal og vil ikke ha treffsikre insentiver til å tilpasse seg variasjoner i produksjonsnivået.

6.1.2 Reduserte strukturelle ubalanse hos plusskunder

Plusskunder vil etter overgangen til 15 minutters tidsoppløsning bli profilert basert på en flat profil i timene med netto innmating i kraftnettet. For plusskundens balanseansvarlig og kraftleverandør har det dermed ikke noe å si når kraften produseres innad i timen, kun hvor mye de produserer i timen. Den balanseansvarlige vil fortsette å selge en flat produksjonsprofil i markedet, i henhold til profilen plusskunden bli avregnet etter. De strukturelle ubalansene hos plusskunder vil dermed bestå. I nullalternativet vil altså Statnett fremdeles være nødt til å regulere vekk ubalansene som plusskunder bidrar med innad i timer, uten at de kan videreføre kostnaden til plusskundene. Med kvartersmåling av plusskunder vil ubalansene bli mindre.

6.1.3 Riktig avregning ved deltakelse i aktiveringsmarked

Overgangen til 15 minutters tidsoppløsning i engros- og reservemarkedene, uten 15-minutters måling av lavspenningskunder, kan påvirke sistnevntes lønnsomhet knyttet til deltakelse i reservemarkedene. Profileringen av lavspenkunder innad i timen vil redusere, og skape usikkerhet rundt, lønnsomheten ved å tilby fleksibilitet. Innføring av kvartersmåling vil derfor gi samfunnsøkonomisk nytte.

6.1.4 Redusert prisisiko for kraftleverandørene

Den siste nyttevirkningen handler om avviket i tidsoppløsnings konsekvenser for kraftleverandørene. Med ulik tidsoppløsning får vi både nye kostnader for samfunnet og en omfordeling av eksisterende kostnader. Den nye kostnaden kommer av at avviket mellom prisen forbrukerne står ovenfor og prisen kraftleverandørene betaler for strømmen i engrosmarkedet skaper en risiko for kraftleverandørene. Denne risikoen må kraftleverandørene ta betalt for.

Lavspentkundene står ovenfor en aritmetisk gjennomsnittlig pris i timen og har derfor ikke insentiver til å tilpasse forbruket deres innad i timen. Kraftleverandørene på sin side må betale for profilert forbruk for hvert kvarter som blir tilsvarende en volumvektet timespris. Så lenge forbruket er positivt korrelert med prisen, vil den volumvektede snittprisen være høyere enn den aritmetiske snittprisen, og dermed også kostnaden for kraftleverandørene er høyere enn kostnaden til forbrukerne. Denne forskjellen må overføres til kunden for at kraftleverandørene skal dekke innkjøpskostnadene. Dersom kraftleverandørene i tillegg er risikoaverse vil de søke å bli kompensert for risikoen som oppstår. Dette innebærer ikke bare en fordelingsvirkning, ved at kraftleverandørens kostnader øker likt med reduksjonen kundene får i strømpris, men også en samfunnsøkonomisk kostnad da forbruket kan bli påvirket.

6.2 Riktige prissignaler innad i timen (prissatt nyttevirkning)

Den samfunnsøkonomiske verdien av å gi lavspenningskundene riktige prissignaler innad i timen avhenger av kraftvolumet lavspenningskunder kan og vil flytte innad i timen som følge av prissignaler (deres priselastisitet) og av fremtidige prisforskjeller innad i timen i norske budområder (prisvolatiliteten).

6.2.1 Hvor mye forbruk som vil flyttes som følge av kvartersmåling (priselastisitet)

Priselastisitet for alternativ 1, 3 og 4

Priselastisiteten gir uttrykk for hvor følsomme lavspenkunder er til endringer i kraftprisen, altså hvor mye de endrer strømforbruket deres som følge av prisendring.

Vi har gjennomgått litteraturen og en rekke studier av *priselastisitet* og oppsummert funnene i Tabell 10 (neste side). Det finnes oss bekjent ingen estimer av fremtidig priselastisitet per kvarter for alminnelig forsyning i Norge de neste femten årene. I mangel faktiske tall på fremtidig intratimeelastisitet har vi tatt utgangspunkt i det vi anser for å være det nærmeste vi kommer, som er en nyere dansk studie av priselastisiteten per time for husholdninger og servicenæringen.

Denne studien anslår priselastisiteten for timespris til rundt 10 prosent, noe som betyr at alminnelig forbruk i snitt reduseres med 0,1 prosent ved en prisøkning på 1 prosent. Selv om studien er fra Danmark (som har lavere strømforbruk og færre elbiler enn i Norge) og for elastisitet per timepris (snarere enn kvarter), er dette det beste estimatet vi finner på priselastisitet for forbrukskunder i lavspenningsnettet i dag.

Når vi ser fremover, må vi ta høyde for at reaksjonen på kvarterspriser kan være annerledes enn reaksjonen på timespriser, samt at andelen smart styring av apparater som elbiler, varmtvannstanker og oppvarming vil øke. Dette forventes igjen å bidra til høyere priselastisitet enn i dag. Spørsmålet, som vi ikke har et definitivt svar på, er hvor høy priselastisiteten vil bli i analyseperioden på 15 år.

Tabell 10: Relevante studier om priselastisitet

Forfatter	Resultat	Populasjon	Oppløsning	Kommentar
Hofmann, Lindberg (2021)	(-0.009) – (-0.028)	Norge, utvalg husholdning	Time	Omregning av resultater fra prisscenarioer for en rabattordning i 2020
Andersen, Gunkel, Bjerregaard, Jacobsen (2024)	-0.101f	Danmark, husholdning og service	Time	Gjennomsnitt for måneder i 2022
Hirth, Khanna, Ruhnu (2024)	(-0.2) – (-0.5)	Tyskland, alle	Time	Spennet avhenger av andel eksponert mot spot, som i hovedsak er industri
Hofmann, Lindberg (2019)	(-0.011) – (-0.075)	Oslo, alle	Time	Under vintermåneder når temperatur er mellom 0 og -10 grader
Vista, DNV (2022)	-0.15	-	Kort sikt	Beste anslag, særlig basert på internasjonale metastudier Kort sikt her definert som under ett år

For å illustrere at vi forventer en høyere priselastisitet med økt smart styring legger vi i vår estimerer en mulig fremtidig priselastisitet på 20 prosent, det vil si dobbelt så høyt som priselastisiteten i den mest relevante empiriske studien vi har funnet. Vi anser dette for å være høyt scenario, særlig når en tar inn over seg at en vesentlig del av alminnelig forsyning også de neste 15 årene, må forventes ikke å tilpasse seg til forskjeller i pris innad i timen. En gjennomsnittlig priselastisitet på 20 prosent tilsier dermed at en vesentlig del av forbruket har en priselastisitet som er langt høyere.

Priselastisitet for alternativ 2 (frivillig innmelding)

I alternativet med frivillig innmelding forventer vi at de som velger å gå over er de som har noe å tjene på det. Denne gruppen har trolig høyere andel smarte apparater, som elbilladere, og vil derfor ha høyere priselastisitet. I en studie av norske husholdningers forbruksrespons på kraftpriser før og etter kraftpriskrisen finner Hofmann og Lindberg (2024) at husholdninger med automatisk elbillading reduserte forbruket sitt 50 prosent mer i høypristimer enn husholdninger med manuell elbillading (Hofmann, Lindberg, 2024). For å inkludere at denne gruppen har høyere elastisitet oppjusterer vi pris-

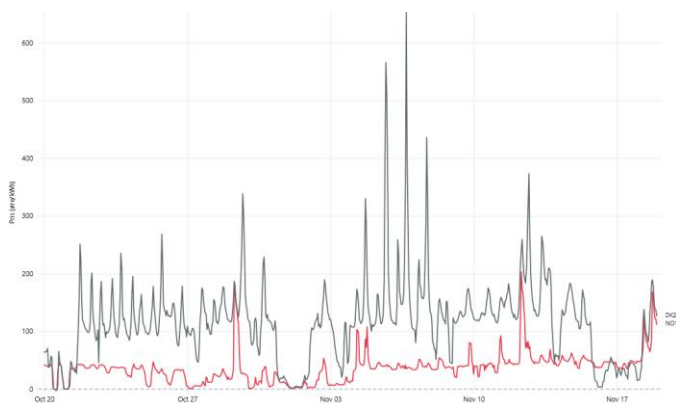
elastisiteten i alternativet for frivillig innmelding med 50 prosent. Det gir et lavt estimat på -0,15 og et høyt estimat på -0,3.

6.2.2 Fremtidige prisforskjeller innad i timen i norske budområder (prisvolatiliteten)

I tillegg til priselastisiteten avhenger verdien av kvartersmåling av prisforskjellene innad i timen. Vi vil om kort tid få kvarterspriser i Norge, noe som vil gi oss vesentlig bedre grunnlag for å beregne nytten av å måle lavspenningskunder per kvarter. I mellomtiden må vi til dette arbeidet basere estimatene våre av prisforskjeller på vår kjennskap til dagens prisforskjeller, framskrivninger i kraftmarkedsmodellen vår, samt observasjoner av prisforskjeller innad i timen fra andre markeder.

Per i dag er de norske budområdene kjennetegnet av mindre prissvingninger mellom timer, sammenlignet med de fleste budområdene i Europa. I figuren under gjengir vi som et eksempel prisvariasjonen i en norsk prissone (NO1 – Østlandet), i rødt, og i en dansk prissone (DK 2 – Sjælland), i grått.

Figur 1: Eksempler prisvariasjon (NO1 i rødt og DK2 i grått)



Kilde: NVE (2024). Priser per time fra 20.10-19.11.2024

Selv om kraftsystemet er i endring, forventer vi også fremover at variasjonen i timepriser (og i kvartersprisene mellom timene) vil være mindre i de fleste norske prissoner enn i de fleste utenlandske prissoner. Dette kan igjen forklares med vår store andel regulérbar vannkraft, som også i nullalternativet vil ha kvartersmåling og dermed insentiver til å tilpasse sin produksjon til kvarterspriser. Fra vår kraftmarkedsmodell har vi hentet ut følgende tall på standardavvik i kraftprisen per time i et utvalg europeiske budområder de neste 15 årene:

- NO1 (Østlandet): 59 (EUR/MWh)
- NO2 (Sørvest-Norge): 56 (EUR/MWh)
- NO3 (Midt-Norge): 53 (EUR/MWh)
- NO4 (Nord-Norge): 51 (EUR/MWh)
- NO5 (Vestlandet): 53 (EUR/MWh)
- SE 1 (Nord-Sverige): 63 (EUR/MWh)
- SE 2 (Midt-Sverige): 62 (EUR/MWh)
- SE 3 (Sentrale Sverige): 53 (EUR/MWh)
- SE 4 (Sør-Sverige): 66 (EUR/MWh)
- DK 1 (Jylland): 66 (EUR/MWh)
- DK 2 (Sjælland): 67 (EUR/MWh)
- Finland: 66 (EUR/MWh)

Tallene tyder på at kraftprisen, både mellom og innad i timene, vil svinge noe mindre i Norge enn i våre naboland de neste 15

årene. Isolert sett tilsier prisvariasjonen at nytten av kvartersmåling av lavspenningsforbruk vil være høyere i Danmark, Finland og Sverige enn i Norge.

Estimater på fremtidig prisvolatilitet mellom kvarter

Som lavt estimat for prisvolatilitet innad i timen bruker vi interpolasjon av modellerte, fremtidige timespriser mellom timer. Her forventer vi altså at kvartersprisene stiger eller faller lineært fra en timespris til en annen. Denne metoden gir et gjennomsnittlig avvik mellom gjennomsnittlig timespris og kvarterspris på rundt 1-2 prosent, noe som trolig vil underestimere den faktiske volatiliteten i markedet. Metoden åpner heller ikke for at prisen faller og øker innad i samme time, og gir kun konstante endringer med likt fortegn. Vi vurderer metoden til å representere et nedre anslag for volatilitet og prisutvikling.

Det høye estimatet henter vi fra et marked som allerede har finere tidsoppløsning. I det australske kraftmarkedet, «National Electricity Market» eller «NEM», er tidsoppløsningen på 5 minutter (AEMO, 2024). For å inkludere den australske volatiliteten i vår modell beregner vi først gjennomsnittlig pris per kvarter og time. Videre beregner vi avviket mellom kvarter- og timespris i prosent.

Kraftproduksjonsmiksen i NEM har et høyere innslag av variabel kraftproduksjon, med blant annet 19 prosent solkraft og 13 prosent vindkraft (AEMO, 2024), og vi forventer dermed ikke at volatiliteten i Australia er direkte overførbart til det norske kraftsystemet. Grunnet den store andelen regulerbar kraft i Norge kan det være rimelig å anta at volatiliteten i Norge blir lavere. For å fjerne ekstremverdiene som oppstår ved lave priser har vi fjernet de 10 prosent høyeste prisavvikene. Med denne metoden finner vi et gjennomsnittlig avvik mellom kvarter- og timespris på omtrent 9 prosent. Prisvolatilitet på 9 prosent fungerer dermed som et øvre estimat.

6.2.3 Resultat: Prissatt nytte av riktige prissignal innad i timen

For å prissatte nåverdien av å gi lavspenningskunder riktige prissignaler har vi laget en modell som:

1. Tar utgangspunkt i timesverdier for forbruk og priser (nullalternativet) Vi benytter middelscenariet for pris og forbruk hver time frem til 2043 fra THEMAs Market Outlook.
2. Beregner strømprisene hvert kvarter gitt forutsetningene for høy og lav prisvolatilitet.
3. Beregner strømforbruket for hvert kvarter gitt forutsetningene for høy og lav priselastisitet
4. Sammenligner verdien av strømforbruket i nullalternativet og for hvert innføringsalternativ per kvarter.

Vi beregner altså strømforbruket i hvert kvarter sammenlignet med forbruket i nullalternativet for hvert alternativ. Kombinert med prisforskjellene mellom kvarter vil dette gi oss den samfunnsøkonomiske nytten av økt effektivitet i engros-markedet for hvert alternativ.

I Tabell 11 viser vi den beregnede nytteeffekten av økt effektivitet i engrosmarkedet ved de ulike innføringsalternativene. Den beregnede nytte er avhengig i antatt nivå på prisvolatilitet og -elastisitet, men ligger i alternativet for innføring for alle på mellom 208 og 1 131 millioner kroner i nåverdi over 15 år. I de andre alternativene er andel forbruk som måles i 15 minutters tidsoppløsning lavere og de gir derfor lavere beregnet nytte. Selv med høy elastisitet gir frivillig innmelding kun en beregnet nytte på 368 millioner i det høyeste scenariet.

Tabell 11: Beregnet nytte av riktige prissignaler innad i timen (MNOK)

	Alternativ 1 – Innføring for alle	Alternativ 2 – Frivillig innmelding	Alternativ 3 – Frivillig utmelding	Alternativ 4 – Innføring for næringskunder	
Gjennomsnittlig forbruksvolum (TWh)	98	20	79	38	
Nyttevirkning av riktige prissignaler*					
Lav prisvolatilitet Lav priselastisitet	208	68	187	81	MNOK
Lav prisvolatilitet Høy priselastisitet	406	132	365	158	MNOK
Høy prisvolatilitet Lav priselastisitet	571	186	514	223	MNOK
Høy prisvolatilitet Høy priselastisitet	1 131	368	1 018	441	MNOK

*De prissatte virkningene oppgis i nåverdi over 15 år i perioden 2028-2043

6.2.4 Strømstøttens påvirkning av beregnet nytte

I desember 2021 innførte regjeringen strømstøtte for alle husholdningskunder i Norge. Strømstøtteordningen er utformet slik at dersom strømprisen overstiger 75 øre/kWh så kompenserer staten husholdningskunden 90 prosent av overstigende pris.⁴

Strømstøtten er innført som en midlertidig ordning. Den har blitt forlenget i flere omganger. Regjeringen har nylig bekreftet at strømstøtten videreføres i 2025. Selv om strømstøtte er en midlertidig ordning fører de stadige forlengelsene til at aktører oppfatter at det er uklart hvor lenge strømstøtten vil vare. Det

er også usikkert hvordan strømstøttens utforming vil påvirkes når engrosmarkedene går over til 15 minutters tidsoppløsning.

Vi har beregnet hvordan videreføring av strømstøtten vil påvirke den beregnede nytten av 15 minutters måling for husholdningskundene. Vi legger i disse beregningene til grunn at strømstøtten, dersom den fortsetter, beregnes per kvarter, i stedet for per time. Tabell 12 viser totale prissatte nyttevirksomheter med fortsatt strømstøtte for de ulike alternativene. Med en fortsatt strømstøtteordning vil nytten av å måle og avregne lavspenstkunder per kvarter reduseres med rundt femti prosent.

Tabell 12 Beregnet nytte ved videreføring av strømstøtte

	Alternativ 1 – Innføring for alle		Alternativ 2 – Frivillig innmelding		Alternativ 3 – Frivillig utmelding		Alternativ 4 – Innføring for næringskunder		
Gjennomsnittlig forbruksvolum (TWh)	98		20		79		38		
Strømstøtte	Med	Uten	Med	Uten	Med	Uten	Med	Uten	
Nyttevirksomheter av riktige prissignaler*									
Høy prisvolatilitet Lav priselastisitet	359	571	117	186	323	514	223	223	MNOK
Høy prisvolatilitet Høy priselastisitet	699	1 131	228	368	629	1 018	441	441	MNOK

*De prissatte virkningene oppgis i nåverdi over 15 år i perioden 2028-2043

⁴ Regjeringen har nylig annonsert at strømstøtten justeres fra 73 til 75 øre/kWh (Regjeringen, 2024)

6.3 Reduserte strukturelle ubalanser hos plusskunder (prissatt nyttevirkning)

Som nevnt vil Statnett i nullalternativet måtte regulere bort ubalansene som plusskunder skaper innad i timer, uten at de kan videreføre kostnaden til plusskundene. Med kvartersmåling av plusskunder vil kostnadene for å regulere bort ubalanser innad i timen bli mindre.

6.3.1 Metode

For å beregne effekten av å redusere strukturelle ubalanser for plusskunder modellerer vi først en gjennomsnittlig plusskunde per budområde og beregner deretter dens brutto forbruk og -produksjon per kvarter.

6.3.2 Data

For å beregne effekten av å redusere strukturelle ubalanser for plusskunder modellerer vi først en gjennomsnittlig plusskunde per budområde og beregner dens brutto forbruk og -produksjon per kvarter. Den gjennomsnittlige kundens forbruk tar utgangspunkt i THEMA Market Outlook sin forbruksprofil og et gjennomsnittlig årlig forbruk for eneboliger på 20 211 kWh (SSB, 2024). Forbruksdataen for eneboliger er fra 2012, og dermed gammel, men siste tilgjengelige året med data fordelt per boligtype. Vi forventer at denne eldre dataen er mer representativ for en gjennomsnittlig plusskunde enn for eksempel gjennomsnittlig forbruk fra husholdninger i 2023, da gjennomsnittet for husholdninger vil inkludere mange leiligheter, som vi mener ikke er særlig representativt for en gjennomsnittlig plusskunde. Forbruksprofilen er på timesnivå og omgjort til kvartersnivå gjennom lineær interpolasjon. Brutto solkraftproduksjon tar utgangspunkt i THEMA Market Outlooks solprofil og et solcelleanlegg på 11 kW (Otovo, 2024). På lik linje som forbruket er produksjonen interpolert per kvarter.

6.3.3 Beregning

For hver time der plusskunden har netto innmating, altså mer inn på nettet enn den trekker ut, vil kundens netto

produksjon flatt fordeles på hvert kvarter. I disse timene beregner vi en ubalanse per kvarter lik avviket mellom den flatt fordelte netto innmatingen og faktisk netto innmating. Summen av avvikene vil utgjøre ubalansene som må håndteres, både gjennom opp- og nedregulering.

Ubalansene fra denne gjennomsnittlige plusskunden ganges opp med antallet plusskunder fra NVEs statistikk, som i juni 2024 var 30 982 for alle budområder (NVE, 2024). I årene fremover er det lagt til en årlig økning i antall plusskunder på omtrent 14 prosent, som er økningen i antall plusskunder i første halvdel av 2024 multiplisert med to.

Næringskunder utgjør på landsbasis 18 prosent av antallet plusskunder. Målt i volum står de likevel for 49 prosent av innmatingen fra plusskunder. I beregningen av nytte fra næringskunder oppjusterer vi næringskundenes andel av samlet volum fra 40 til 49 prosent. Oppjusteringen tar hensyn til at næringskunder utgjør en høyere andel av samlet innmating enn samlet forbruk, og at måling av næringskunder hvert 15. minutt vil gi relativt høyere nytte.

Den samfunnsøkonomiske nytten oppstår ved at Statnett ikke behøver å betale en aktør en pris over spotpris for å oppregulere eller at en aktør lar være å produsere for en pris under spotpris. Til å si noe om hvilket avvik man har mellom spotpris og ubalansepris har vi tatt gjennomsnittlig avvik mellom aktiveringspris for mFRR Opp og -Ned og spotpris for de fem norske budområdene i 2022. Til å beregne den samfunnsøkonomiske nytten av å måle plusskunder per kvarter multipliserer vi differansen mellom de positive og negative ubalanseprisene med ubalansevolumet. Beregningen gjøres per budområde i 15 år.

6.3.4 Resultat

De strukturelle ubalansene fra plusskunder er ventet å øke, som følge av den antatte økningen i antall plusskunder. Størst nytte er det å hente i NO1, som har flest antall plusskunder,

tett etterfulgt av NO2. De tre siste budområdene utgjør samlet omtrent 17 prosent av antallet plusskunder og gevinsten å hente i disse områdene er derfor noe begrenset.

Resultatene fra beregningene er oppsummert i Tabell 13. Vi estimerer nåverdien av reduserte ubalansekostnader for plusskunder til 85 millioner kroner for alternativ 1 (innføring for alle). I alternativet for frivillig utmelding er nytteeffekten

omtrent like stor på 76 millioner, mens nytteeffekten er estimert til 17 millioner ved alternativet med frivillig innmelding. Ved innføring bare for næringskunder estimerer vi nytteeffekten til 42 millioner. Denne beregningen er basert på en fortsatt andel innmelding fra næringskunder på 49 prosent.

Tabell 13 - Beregnet nytte av reduserte strukturelle ubalanser hos plusskunder

	Alternativ 1 – Innføring for alle	Alternativ 2 – Frivillig innmelding	Alternativ 3 – Frivillig utmelding	Alternativ 4 – Innføring for næringskunder	
Nytteeffekt *					
Redusert ubalansekostnader for plusskunder	85	17	76	42	MNOK

*De prissatte virkningene oppgis i nåverdi over 15 år i perioden 2028-2043

6.4 Riktig avregning ved deltagelse i aktiveringsmarkedene

6.4.1 Beskrivelse av nytteeffekt

Strømkunder som får tilslag i aktiveringsmarkedet vil slippe ubalansekostnadene som kommer av at aktivert volum profileres over timen.

For å illustrere virkningen kan vi ta utgangspunkt i en situasjon der en kunde i lavspenningsnettet har samme tidsoppløsning for måling som avregningsperioden. I dette tilfellet vil kundens balanseansvarlige få beregnet ubalanse fra kunden hvert kvarter, basert på forskjellen mellom faktisk og handlet forbruk. Vi ser så for oss at denne kunden deltar i reservemarkedene og får tilslag i et aktiveringsmarked, for eksempel mFRR oppregulering, i første kvarter av timen. Kunden vil da redusere forbruket sitt tilsvarende volumet tildelt i aktiveringsmarkedet.

I ubalanseavregningen vil den balanseansvarlige ende opp med et lavere forbruk fra kunden i første kvarter enn det som er handlet, fordi kunden har levert på Statnetts forespørsel. For å unngå at kunden og den balanseansvarlige får en ubalanse i

dette kvarteret fordi Statnett har benyttet dens fleksibilitet, rapporterer Statnett hvor mye som ble aktivert fra kunden, og dette volumet inkluderes i ubalanseavregningen for det gitte kvarteret. Når det aktive volumet til kunden tas hensyn til, oppstår ingen ubalanse hos den balanseansvarlige for kunden når kunden bidrar i et aktiveringsmarked.

Hvis kundens forbruk derimot har timesmåling og profileres innad i timen, vil reduksjonen i forbruk på grunn av deltagelse i aktiveringsmarkedet, fordeles over de fire kvarterene i den aktuelle timen i henhold til JIP-profilen (justert innmatings-

profil)⁵. Reduksjonen i forbruk blir altså ikke registrert i det første kvarteret, slik som det ville skjedd dersom kunden hadde kvartersmåling. Det aktiverte volumet rapporteres fremdeles fra Statnett og inkluderes fortsatt i ubalanseavregningen for første kvarter. Når denne aktiveringen tas med i ubalanseavregningen, vil kunden bli registrert med et høyere forbruk enn handlet i første kvarter, siden JIP kun reduserer kvarterets forbruk med en andel.

I et oppregulert system, det vil si at kunden har bidratt til balanse ved å redusere sitt forbruk, vil en forbrukskunde med høyere forbruk enn handlet måtte betale ubalanseprisen for differansen, noe som innebærer at kundens balanseansvarlige må betale for ubalanse i første kvarter. I de tre resterende kvarterene vil kunden også få en ubalanse tilsvarende det aktiverte volumet ganget med JIP-vekten for det aktuelle kvarteret. Konsekvensene for kunden i disse kvarterene avhenger av systemets reguleringsbehov i hver enkelt periode.

Profilerte lavspenkunder må altså betale for å skape ubalanser fordi de hjelper Statnett å redusere ubalanser. Dette vil ikke skje i et alternativ med kvartersmåling for lavspenningskunder.

6.4.2 Verdsetting av nyttevirkingen

Problemet er med riktig avregning av lavspenningskunder ved deltakelse i aktiveringsmarkedene er/ ville vært lite/ ikke-

eksisterende i dag, ettersom lavspenningskunder i liten grad bidrar med eksplisitt fleksibilitet. Det pågår et arbeid på europeisk nivå med å få mindre, distribuerte forbruksressurser til å ta del i balanseringen av kraftsystemet, blant annet gjennom nettverkskoden om etterspørselsrespons (ACER, 2024).

For å beregne nytten for samfunnet av korrekt budgivning og ubalanseavregning må man gjøre antakelser om en rekke parametere som alle er veldig usikre, blant annet hvor mye volum (MW) lavspenningskundene vil bidra med i aktiveringsmarkedene i analyseperioden (med og uten kvartersmåling), hvilken strategi de har for budgivning og hvor ofte de får tilslag. I Tabell 14 vurderer vi virkningen etter verdimatrisemetoden. For alternativene 1, 3 og 4 vurderer vi at kvantumet vil være lavt, da vi i analyseperioden forventer at aktiveringsmarkeder fremdeles vil bli dominert av kraftproduksjon og stort forbruk. Selv om kvartersmåling forventes å ha stor betydning for den enkelte lavspenningskunde som deltar i aktiveringsmarkedene, blir den samlede vurderingen at konsekvensen for samfunnet vil være middels positiv. For alternativ 2 (frivillig innmelding) forventer vi at konsekvensen for samfunnet vil være ubetydelig.

Tabell 14: Verdsetting av virkningen av riktig avregning ved deltakelse i aktiveringsmarkedene

Alternativ	Alternativ 1 – Innføring for alle	Alternativ 2 – Frivillig innmelding	Alternativ 3 – Frivillig utmelding	Alternativ 4 – Innføring for næringskunder
Vurdering av kvantum (lav-høy)	Lavt	Ubetydelig	Lavt	Lavt
Påvirkning per berørt	Stor	Stor	Stor	Stor
Konsekvensvurdering	Middels positiv konsekvens	Ubetydelig/ ingen konsekvens	Middels positiv konsekvens	Middels positiv konsekvens

⁵ Forbruksprofil per kvarter basert på forbruket fra lavspenkunder i et nettavregningsområde (Elhub, 2024)

6.5 Redusert prisrisiko for kraftleverandørene

6.5.1 Beskrivelse av nyttevirking

Som beskrevet i kapittel 6.1.4 vil avviket i tidsoppløsningen resultere i en risiko for kraftleverandørene, som de må betale for å håndtere. Implementering av 15 minutters måling i lavspentnettet vil fjerne denne risikoen, og dermed representere en nytte for samfunnet.

Med samme modell som er beskrevet i delkapittel 6.2.1 sammenligner vi her avviket i pris per kvarter og gjennomsnittlig timespris. I timer der kvarterspris er lavere en gjennomsnittlig timespris, vil kraftleverandør kjøpe strøm for en lavere pris enn den vil fakturere for, og dermed tjene penger. Motsatt vil kraftleverandør tape når kvartersprisen er høyest. Prisforskjellen ganges med forbruket og vi finner samlet kostnad for kraftleverandører ved at faktureringspris er ulik innkjøpspris.

Ved å dele den økte kostnaden for kraftleverandører på forbruk, finner vi at den økte kostnaden utgjør 0,005 – 0,04 øre/kWh for kraftleverandørene, avhengig av lav- eller høy prisvolatilitet innad i timen. Som beskrevet tidligere, vil dette ikke utgjøre en samfunnsøkonomisk kostnad, da den økte kostnaden for kraft-

leverandører kommer som følge av reduserte strømutfgifter for lavspentkundene. I en situasjon med perfekt konkurranse og lik kostnad for risikohåndtering hos kraftleverandører og kraftkunder vil kostnaden omveltes en til en til kundene gjennom økt påslag, uten merkostnader.

Den samfunnsøkonomiske kostnaden oppstår i tilfellet der uperfekt konkurranse og/eller høyere risikopåslag for kraftleverandører enn kraftkunder, gjør at det blir dyrere for samfunnet å la kraftleverandørene håndtere denne risikoen.

6.5.2 Verdssetting av nyttevirkingen

Den forventede økte kostnaden vi har regnet ut tyder på at kraftleverandører må være svært risikoaverse for at et eventuelt økt påslag per kWh skal være av betydning for lavspentkundernes sluttbrukernes kraftkostnad. Den eventuelle økningen i påslag må så multipliseres med en priselastisitet, som vi i delkapittel 6.1.2 antar er lav, slik at forbruksendringen kan beregnes. Antakelsene som må gjøres for å beregne nytten av redusert risiko for kraftleverandører ved å måle lavspentkunder hvert kvarter vurderer vi som svært usikre. Kvalitativt plasserer vi påvirkningen per berørte kraftvolum som fra ubetydelig (i tilfellet med perfekt konkurranse og lik risikoprofil) til liten (i tilfellet med imperfekt konkurranse og/eller høyere risikopåslag hos kraftleverandører enn kunder). Kvantumet er kraftvolumet som berøres per alternativ.

Tabell 15 - Verdsetting av virkningen av redusert prissisiko for kraftleverandørene

Alternativ	Alternativ 1 – Innføring for alle	Alternativ 2 – Frivillig innmelding	Alternativ 3 – Frivillig utmelding	Alternativ 4 – Innføring for næringskunder
Vurdering av kvantum (lav- høy)	Stort	Middels	Stort	Stort
Påvirkning per berørt av kvartersmåling (enhetsverdi)	Ubetydelig - liten	Ubetydelig - liten	Ubetydelig - liten	Ubetydelig - liten
Konsekvensvurdering	Ubetydelig – Middels positiv konsekvens	Ubetydelig – Liten positiv konsekvens	Ubetydelig – Middels positiv konsekvens	Ubetydelig – Middels positiv konsekvens

6.6 Sammenstilling av nyttevirksomheter

I Tabell 16 sammenstiller vi de identifiserte nyttevirksomhetene for hvert av alternativene. Ikke overaskende beregner vi at prissatte nyttevirksomhetene er høyest ved Alt. 1 Innføring for alle og Alt. 3 Frivillig utmelding fordi de lar størst andel av forbruket utsettes for korrekte prissignaler. I Alt. 2 Frivillig innmelding legger vi til grunn at strømkundene tilpasser seg prissignalene i større grad enn i befolkning som helhet, men det er fortsatt innføringsalternativet som gir lavest nyttevirksomhet totalt sett, på grunn av den lave andelen av totalt volum. Alt. 4 Innføring for næring gir noe høyere nytte enn Alt. 2, men langt lavere enn Alt. 1 og Alt. 3.

I tillegg medfører innføring ikke-prissatte nyttevirksomheter for alle alternativene. I Alt. 2 Frivillig innmelding har vi verdsatt

disse som ubetydelige eller lavt positive grunnet den lave andelen av forbruket som har 15 minutters måling. I de andre alternativene er de ikke-prissatte virkningene verdsatt som ubetydelige til middels positive.

De beregnede nyttevirksomhetene er blant annet basert på antakelser om prisvolatilitet og priselastisitet innad i timer. Disse parameterne finnes det ikke tall på i norsk kontekst og er dermed basert på tilgjengelig empiri. Faktiske nyttevirksomheter kan derfor komme til å avvike fra verdiene vi har beregnet. Etter hvert som 15 minutters oppløsning introduseres i andre markeder som Danmark og Finland vil vi også få bedre estimater på parameterne som vil muliggjøre mer presise beregninger.

Tabell 16 - Sammenstilling av nyttevirksomheter

	Alternativ 1 – Innføring for alle	Alternativ 2 – Frivillig innmelding	Alternativ 3 – Frivillig utmelding	Alternativ 4 – Innføring for næringskunder	
Gjennomsnittlig forbruksvolum (TWh)	98	20	79	38	
Prissatte virkninger*					
Riktige prissignaler	208 – 1 131	68 – 385	187 – 1 018	81 – 441	MNOK
Redusert strukturelle ubalanser hos plusskunder	84	17	76	42	MNOK
Totale prissatte nyttevirksomheter	292 – 1 215	85 – 402	263 – 1 094	123 – 483	MNOK
Ikke-prissatte virkninger					
Riktig avregning ved deltakelse i reserve- markedet	Middels positiv	Ubetydelig	Middels positiv	Middels positiv	
Redusert prisrisiko for kraftleverandører	Ubetydelig – Middels positiv	Ubetydelig – Lav positiv	Ubetydelig – Middels positiv	Ubetydelig – Middels positiv	

*De prissatte virkningene oppgis i nåverdi over 15 år i perioden 2028-2043

7 Personvern hensyn

Kort om persondata

Alle opplysninger som kan identifisere deg eller knyttes til deg er persondata. Husholdninger og fritidsboligers strømforbruk er dermed persondata. Næringskunders strømforbruk kan også være persondata, dersom næringskunden er et enkeltpersonsforetak. Ved innføringen av smarte målere (AMS) og timesmåling var personvern et tema som fikk mye oppmerksomhet. Bekymringen handler om at forbruksdata kan havne på avveie og brukes for å få innsikt i personers livsførsel. Det ble konkludert med at fordelene med timesmåling oversteg ulempene knyttet til personvern, gitt gode tiltak for å sikre tilstrekkelig beskyttelse av dataene.

Innføring av 15 minutters måling vil medføre ytterligere granulær persondata. I dette kapittelet redegjør vi derfor for personvern hensyn ved de ulike innføringsalternativene. Vi diskuterer også hvilke tiltak som kan bidra til å redusere negative konsekvenser knyttet til personvern ved innføring av 15 minutters måling.

Personvern hensyn ved smarte målere

Datatilsynet uttrykker at de er bekymret for at dagens forbruksdata med timesoppløsning skal komme på avveie. Forbruksdata med timesoppløsning kan allerede fortelle mye om personers livsførsel, og med data over tid kan man få innsikt i mønstre. Bekymringen handler ikke om at beskyttelsen av dataene ikke er av høy nok kvalitet, men fordi erfaringen er at data kommer på avveie uansett hvor godt man prøver å beskytte dem.

Tidligere utredninger om personvern og måling av strømforbruk, trekker frem at granulær forbruksdata kan brukes til å få innsikt i personsensitiv informasjon. Dette inkluderer eksempelvis informasjon om når en person eller husholdning typisk er på jobb, når de sover eller når en person er alene i boligen. En annen bekymring knyttes til at mer granulær data kan gi informasjon om hvilke spesifikke applikasjoner en

husholdning bruker, når de bruker dem, om de bruker et spesifikt medisinsk utstyr eller babymonitor, og til og med om en person har søvnvansker. I kombinasjon med øvrig informasjon som aktører har tilgang til om enkeltpersoner kan forbruksdata brukes for reklame og markedsføring, samt av aktører med kriminelle hensikter (EDPS, 2012).

Personvern hensyn ved 15 minutters måling

Det sentrale spørsmålet for vår utredning er om problemstillingene redegjort for over forsterkes ved kvartersoppløsning sammenliknet med timesoppløsning. Ifølge Datatilsynet vil bekymringene forsterkes, fordi de nevnte effektene øker som følge av mer granulær tidsoppløsning. Samtidig finnes det lite forskning på forbruksdata med kvartersoppløsning sammenliknet med timesoppløsning, da kvartersmåling foreløpig er lite utbredt. De mener derfor at innføring av 15 minutters måling av husholdningskunder vil derfor være negativt for personvernet.

Datatilsynet trekker frem at hvor lenge dataen lagres har stor påvirkning på hvor bekymringsfull innføringen er. Andre sektorer, for eksempel telekom, registrerer store mengder data med enda kortere registreringsfrekvens. Samtidig er lagringstiden veldig kort, noe som reduserer de negative effektene for personvernet. At forbruksdataen lagres i tre år øker derfor bekymringene for overgangen, og dersom hensikten med kvartersoppløsning er å gi prissignaler bør man vurdere om dataene kan slettes etter perioden som er nødvendig for faktureringsformål.

Datatilsynet vurderer videre at en løsning med frivillig utmelding må være forskriftsbasert for ikke å innebære informasjonsinnhenting uten reelt samtykke. Dersom nettselskapene for eksempel hadde begynt å samle inn kvartersverdier uten at det hadde hjemmel i loven, ville det ikke innebære et reelt samtykke, selv ved en ordning med frivillig utmelding. Man legger her til grunn at en forskriftsfesting av kvartersavregning innebærer at fordelene av andre hensyn er

vurdert som større enn ulempene knyttet til personvern. Dersom 15 minutters måling forskriftsfestes kan det være positivt å gi forbrukerne mulighet til å melde seg ut. Innføring med frivillig innmelding er mindre problematisk med tanke på personvern, men det er viktig at kravene for samtykke blir strenge nok. Datatilsynet uttrykker noe skepsis til at strømleverandører kan melde inn kundenes registreringsfrekvens, fordi det vil være usikkert om det er tydelig nok i kontrakten med sluttbruker hva det faktisk innebærer å bli målt per kvarter. Ved samtykke via tredjepart bør ikke vilkårene være gjemt bort i en lang vilkårttekst, men komme tydelig frem.

Avbøtende tiltak kan redusere potensielle negative konsekvenser

Alt annet likt, anser vi innføring av 15 minutters måling som negativt for personvernet til husholdnings- og fritidskunder. Det er imidlertid mulig å innføre ulike tiltak som vil redusere risikoen for at dataene havner på avveie og/eller misbrukes. Tiltakene er hovedsakelig knyttet til lagringsperiode og tilgangsstyring. En tydelig definisjon av formålet med innsamling av kvartersdata vil påvirke begge disse forholdene, og er derfor viktig.

Hva som er hensikten med å samle inn forbruksdata per kvarter har betydning for i) hvor lenge dataen må lagres og ii) hvem

som trenger å ha tilgang til den. Når det gjelder lagringsperiode kan denne eksempelvis være mye kortere dersom dataene bare skal brukes til å gi prissignaler innad i timen, enn dersom dataene skal brukes i driften av nettet. Ved kortere lagringsperiode begrenses de negative konsekvensene dersom dataene havner på avveie. Dersom dataen skal brukes til formål der detaljinformasjon om hver enkelt måler ikke er nødvendig, for eksempel til visse nettplanleggingsformål, kan aggregering av data være aktuelt. Ved å aggregere dataen slik at forbruksdata ikke kan spores tilbake til en enkelt måler, vil ikke dataen lenger anses som persondata. Da kan dataen også lagres over lengre tid uten negative konsekvenser for personvernet.

Hensikten med kvartersmåling har også betydning for tilgangsstyring. I dag kan kunder gi øvrige aktører tilgang til sine målerdata, hvor tillatelse gis via Elhub. Ved en innføring av 15 minutters måling blir en viktig vurdering hvordan disse tilgangene håndteres. Skal aktørene som i dag har tilgang til timesverdier også ha tilgang til kvartersverdier? Det kan f.eks. tenkes at noen aktører har behov for timesverdier, men ikke kvartersverdier. Det kan være aktuelt med en gjennomgang av hvilke typer aktører som i dag har tilgang på timesdata, enten for alle eller for noen, og om det er fordelaktig at disse også få tilgang til kvartersdata.

8 Sammenstilling av nytte- og kostnadsvirkninger

I samråd med RME har vi utviklet følgende alternativ for fremtidig måling og avregning av lavspenningskunder:

- *Nullalternativ* – Fortsatt timesmåling av sluttbrukere i lavspenningsnettet/ utsette beslutning om kvartersmåling
- *Alternativ 1* – Måle alle lavspenningskunder per kvarter
- *Alternativ 2* – Fortsette med timesmåling for alle, men gi mulighet for at de som vil blir målt per kvarter (frivillig)
- *Alternativ 3* – Innføre kvartersmåling for alle, men gi mulighet til å fortsatt ha timesmåling (frivillig utmelding)
- *Alternativ 4* – Innføre kvartersmåling for næringskunder

I dette kapittelet sammenstiller vi prissatte og ikke-prissatte nytte- og kostnadsvirkninger.

Nyttevirkninger

Kvartersmåling av lavspenningskunder gir nytte gjennom ulike mekanismer. Den viktigste nytten oppstår ved at kvartersmåling gir forbrukskunder i lavspenningsnettet riktige prissignaler i timen. I tillegg bidrar kvartersmåling til mindre ubalanser fra plusskunder, samt riktigere avregning i reservekraftmarkedene og redusert prisrisiko.

Tabell 17: Sammenstilling av nytte- og kostnadsvirkninger, sammenlignet mot nullalternativet

	Alternativ 1 – Innføring for alle	Alternativ 2 – Frivillig innmelding	Alternativ 3 – Frivillig utmelding	Alternativ 4 – Næringskunder	
<i>Prissatte virkninger</i>					
Nyttevirkninger*					
Riktige prissignaler innad i timen	208 – 1 131	68 – 385	187 – 1 018	81 – 441	MNOK
Redusert ubalanser plusskunder	84	17	76	42	MNOK
<i>Totale prissatte nyttevirkinger</i>	292 – 1 215	85 – 402	263 – 1 094	123 – 483	MNOK
Kostnadsvirkninger**					
Engangskostnader/ investeringskostnader	279 – 655	83 – 351	273 – 723	113 – 378	MNOK
Økning i driftskostnader	508 – 1 141	690 – 520	1 092 – 1 335	353 – 249	MNOK
<i>Totale prissatte kostnader</i>	787 – 1 796	773 – 871	1 365 – 2 058	466 – 627	MNOK
<i>Ikke-prissatte virkninger</i>					
Nyttevirkninger					
Riktig avregning i reservemarkedet	Middels positiv	Ubetydelig	Middels positiv	Middels positiv	
Redusert prisrisiko for kraftleverandører	Ubetydelig – Middels positiv	Ubetydelig – Lav positiv	Ubetydelig – Middels positiv	Ubetydelig – Middels positiv	

*De prissatte nyttevirkningene oppgis i nåverdi over 15 år i perioden 2028-2043

**Kostnadene oppgis i nåverdi. Vi legger til grunn at hoveddelen av engangskostnadene gjøres i 2028, og at økningen i årlige kostnader påløper fra 2028 til 2043.

Overgang til kvartersmåling vil alt annet likt skape mer persondata. Virkningen av dette er ikke blitt prissatt i tabellen.

De samlede prissatte nyttevirkningene av kvartersmåling av lavspenningskunder forventes å bli høyest i alternativ 1, der alle kunder måles per kvarter (290 til 1 200 millioner kroner i nåverdi), nest høyest i alternativet med frivillig utmelding (260 til 1 000 millioner kroner i nåverdi), nest lavest i alternativ 4, med innføring for næringskunder (120 til 480 millioner kroner) og lavest i alternativ 2 med frivillig innføring (80 til 400 millioner kroner).

Strømsøtteordningen beskytter norske husholdninger mot høye kraftpriser og demper prissignalet til husholdninger ved høye kraftpriser. Når husholdninger ikke har insentiv til å reagere på kraftpriser, reduseres også nytten av å måle disse kundene kraftpriser hvert kvarter. Med en fortsatt strømsøtteordning vil nytten av å måle og avregne alle lavspenkunder per kvarter (alternativ 1) reduseres med rundt femti prosent.

De ikke prissatte nyttevirkningene er tilnærmet like i alle alternativer, unntatt for alternativ 2 (frivillig innføring), der de ikke-prissatte nyttevirkningene forventes å bli ubetydelige.

Kostnadsvirkninger

Nødvendige investeringer og økte driftskostnader knyttet til innføring av kvartersmåling i lavspenningsnett varierer mellom aktørene avhengig av hvilke systemer de har. De viktigste kostnadselementene knytter seg til endringer av kommunikasjonssystem, utvidelse av datahåndterings- og datalagringskapasitet, systemendringer (herunder endringer i KIS/AFI) og eventuelt kostnader for inn- og utmelding, som vil oppstå ved alternativ 2 og 3 (frivillig innmelding og utmelding). Våre estimat på nåverdien av investerings- og driftskostnader

av alternativene, sammenlignet med nullalternativet er som følger:

- Alternativ 1 – Innføring for alle: 787 – 1 796 mill. kr.
- Alternativ 2 – Frivillig innmelding: 773 – 871 mill. kr.
- Alternativ 3 – Frivillig utmelding: 1 365 – 2 058 mill. kr.
- Alternativ 4 – Innføring for næring: 466 – 628 mill. kr.

Mulige, andre virkninger

Innføring av 15 minutters måling av husholdninger vil skape mer persondata, herunder data om hva folk gjør i hjemmene sine, sammenlignet med i nullalternativet (og fortsatt timesmåling). Man kan videre se for seg at innføring av 15 minutters avregning for lavspenkunder har nyttevirkinger også for nettselskapenes drift av nettet. Vi har i vår analyse foreløpig ikke lagt til grunn at 15-minutters måling vil gi riktigere nettutnyttelse i analyseperioden på 15 år, ettersom nettselskapene vi har intervjuet ikke forventer det.

De nærmeste årene vil vi mer informasjon om virkninger

De nærmeste årene vil vi få faktiske prisforskjellene per kvarter og bedre kunnskap om faktisk bruk av smart utstyr og dermed elasticitet. Videre planlegger bransjen innføring av neste generasjons automatiske målere (AMS 2.0), som kan innebære arbeid som gjør at marginalkostnaden av innføringen av kvartersmåling for lavspenkunder blir lavere i fremtiden enn om innføring besluttet i dag. En mulighet for RME kan derfor være å utsette beslutningen om kvartersmåling av lavspenningskunder til vi har mer informasjon om nytten og til vi får muligheten til å oppnå kostnadssynergier med AMS 2.0.

9 Vedlegg

THEMAs kraftmarkedsmodell

THEMAs egenutviklede kraftmarkedsmodell, TheMA, er en avansert fundamentalmodell for det europeiske kraftmarkedet. Modellen brukes til en rekke ulike formål, blant annet utarbeidelse av prisprognoser, scenarioanalyser og investeringsanalyser. En rekke aktører i den europeiske kraftsektoren har lisens på bruk av modellen, blant disse er både myndigheter, kraftselskaper, porteføljeforvaltere og fond. Vi oppdaterer, vedlikeholder og videreutvikler modellen kontinuerlig, i tett samarbeid med lisenshaverne.

Overordnet beskrivelse

TheMA-modellen kan brukes til både kortsiktige og langsiktige analyser av kraftmarkedet. Modellen finner likevekten mellom tilbud og etterspørsel time for time, der prisen bestemmes av marginalkostnaden til det marginale kraftverket (eller betalingsviljen til den marginale etterspørselsenheten). På denne måten tar modellen hensyn til oppstartskostnader og rampingsrestriksjoner, og andre intertemporale avgrensninger som er relevante for produksjonskostnadene. Modellen har full sekvensiell timesoppløsning og inkluderer koblingen mot hydrogensektoren (kraft-til-gass og gass-til-kraft) på en konsekvent måte. Vi var faktisk et av de første konsulentselskapene som implementerte helhetlig modellering av sektorkoblingen mellom kraft- og hydrogensektoren.

Termiske kraftverk modelleres i detalj for å ta hensyn til oppstarts- og nedstengingskostnader, virkningsgrad som varierer med kapasitetsutnyttelse, restriksjoner knyttet til minimumskapasitet med mer. TheMA inneholder også detaljert modellering av vannkraft, basert på implisitte vannverdier, simulering av magasinfylling, timestilgjengelighet, timestilsig, minimumsrestriksjoner osv.

I modellen er volatil fornybarproduksjon som vind- og solkraft, modellert med faktisk variasjon fra time til time. Vi har også utviklet en omfattende database som lar brukeren simulere fremtidige år basert på data fra mer enn 40 ulike værår. Dette gjør det mulig for brukeren å fordype seg i værrelaterte risikofaktorer og hvordan de påvirker markedspriser, realiserte priser for ulike produksjonsteknologier og lønnsomhet.

Modellen tillater en detaljert fremstilling av etterspørselsrespons og etterspørselsfleksibilitet, nye fleksibilitetsløsninger, batterier og mer. Den kan kjøres både med NTC-oppsett (netto overføringskapasiteter) og med FBMC-oppsett (flytbasert markedskobling). I tillegg har TheMA en modul for endogene investeringer som simulerer investeringer i ny kapasitet basert på investeringskostnader, markedspriser og maksimumspotensialer.

Metodikk

Modellen er en såkalt fundamental kraftmarkedsmodell. Det betyr i hovedsak at modellen finner skjæringspunktet mellom tilbud og etterspørsel. Prisen er definert som marginalkostnaden til det marginale anlegget (eller etterspørselsenheten). Modellen skiller seg dermed fra modeller som for eksempel modellerer strategisk budgivning, markedsrett eller ufullkommen konkurranse.

For å finne skjæringspunktet bruker modellen teknikker for lineær programmering (forkortet LP), ettersom matchingen av tilbud og etterspørsel kan formuleres som et matematisk kostnadsminimeringsproblem under et sett med begrensninger.

Tilsvarende kan fundamentale modeller også beskrives som et velferdsmaksimeringsproblem under et sett med restriksjoner.

Disse restriksjonene kan være statiske (for eksempel tilgjengeligheten til anleggene) og intertemporale (for eksempel optimalisering av oppstart). Det er særlig de sistnevnte begrensningene som krever at modellen bruker en

avansert LP-løser. Selve modellen er implementert i GAMS (General Algebraic Modelling System), og kjøres vanligvis med en kommersiell solver som CPLEX eller GUROBI.

Modellens egenskaper

De viktigste kjennetegnene ved modellen er:

- **Benchmarking:** Modellens resultater blir kontinuerlig benchmarket. Modellen har blitt backtestet i flere valideringsøvelser. Siden modellen kontinuerlig brukes i prisprognoser, blir den også kontinuerlig benchmarket mot observerte terminmarkedspriser. Som en del av modellutviklingsprosessen blir modellen kontinuerlig forbedret og tilpasset endringer i markedet og regulatoriske endringer.
- **Fullt europeisk omfang:** Ettersom kraftmarkedene blir stadig mer integrerte, simulerer modellen hele det europeiske kraftsystemet. Dette sikrer at det tas tilstrekkelig hensyn til grenseoverskridende effekter.
- **Sektorkobling:** Sektorkobling med hydrogensektoren blir stadig viktigere. I tillegg til kraftsektoren samoptimaliserer modellen kilden til hydrogen (grønn, blå, grå osv.), og modellerer endogent både dispatch fra gass-til-kraft og etterspørsel i form av kraft-til-gass.
- **Modellering av investeringer:** Modellen inneholder en investeringsmodul som optimaliserer investeringer og desinvesteringer i nye og eksisterende teknologier. Dette omfatter også sektorkobling. Kapasitetsøkninger og -reduksjoner simuleres direkte av modellen basert på antatt langsiktig marginalkostnad for ulike teknologier (som dekker både CAPEX og OPEX).
- **Ny teknologi:** Kraftmarkedene er i drastisk endring. Teknologiene vi dekker i modellen omfatter sektorkobling, karbonfangst og -lagring (CCS), Direkte luftfangst (DACCS), nye typer batterier og lagring (CAES), etterspørselsrespons med mer.
- **Komplett database:** Modellen leveres med en komplett database som dekker alle de største europeiske markedene frem til 2055.

- **Output management** ved hjelp av Excel, GUI, Python eller R: Brukerne kan enkelt importere alle resultatene til vårt standard output-verktøy i Excel. For å få oversikt over de enorme datamengdene som genereres (for eksempel timeverdien av produksjonen over flere år og scenarier for alle de modellerte kraftverkene), har vi også utviklet både et R-basert grafisk brukergrensesnitt (GUI) og standardbiblioteker i Python og R, slik at brukerne har mulighet til å håndtere resultatene programmatisk.
- **Oppdateringer:** Kraftmarkedsmodellen oppdateres og utvikles kontinuerlig basert på kundeforespørsler. En oppdatert versjon leveres til kundene hvert år.
- **Modellforum:** Alle brukerne møtes årlig på vårt modellforum for å dele erfaringer og bli enige om det videre utviklingsprogrammet.

Vi benytter data fra THEMAs kraftmarkedsmodell

Kraftmarkedsmodellen er en fundamental modell som minimerer total kostnaden for kraftproduksjon for å tilfredsstille etterspørselen for hver time. Prisene svinger derfor for hver time basert på etterspørselsprofiler, produksjonsprofiler av ulike teknologier, prisprofiler, profiler på overføringskapasitet mm. Beregnet pris svinger derfor både mellom timer og sesonger.

Inputparameterne som utbygd kapasitet, overføringskapasiteter og etterspørsel varierer fra år til år frem mot 2055. Det betyr at for hvert år beskrives det et litt annerledes kraftsystem med andre priser.

En vesentlig inputfaktor for modellen er vær (vind, sol, nedbør, temperatur). Vi har samlet data for 40 historiske værår og beregner prisene for et «normalår» som skal gjenspeile gjennomsnittet av historiske år. Prissvingningene som resultat av ulik vær er da ikke med i standardmodellkjøringene.

Data som benyttes i nytteberegningene

Informasjon om forbruksvolum

Tabell 18: Flyttet strømforbruk i hvert alternativ sammenlignet med totalt forbruk (høy prisvolatilitet-høy priselastisitet)

	Totalt forbruk	Alternativ 1 – Innføring for alle	Alternativ 2 – Frivillig innmelding	Alternativ 3 – Frivillig utmelding	Alternativ 4 – Innføring for næringskunder	
2028	91.82	1.57	0.51	1.41	0.61	TWh
2029	93.05	1.56	0.51	1.40	0.61	TWh
2030	94.28	1.55	0.50	1.40	0.60	TWh
2031	95.01	1.54	0.50	1.39	0.60	TWh
2032	95.74	1.55	0.51	1.40	0.61	TWh
2033	96.47	1.60	0.52	1.44	0.62	TWh
2034	97.20	1.65	0.54	1.49	0.64	TWh
2035	97.93	1.65	0.54	1.48	0.64	TWh
2036	98.71	1.65	0.54	1.48	0.64	TWh
2037	99.48	1.65	0.54	1.48	0.64	TWh
2038	100.25	1.65	0.54	1.48	0.64	TWh
2039	101.02	1.65	0.54	1.48	0.64	TWh
2040	101.79	1.69	0.55	1.52	0.66	TWh
2041	102.56	1.69	0.55	1.52	0.66	TWh
2042	103.32	1.69	0.55	1.52	0.66	TWh
2043	104.09	1.69	0.55	1.52	0.66	TWh
Total	1572.71	26.01	8.46	23.41	10.14	TWh

Informasjon om verdier av strømforbruket

**Tabell 19: Verdi av strømforbruket på kvartersavregning
sammenlignet med totalt forbruk**

	Totalt forbruk	Alternativ 1 – Innføring for alle	Alternativ 2 – Frivillig innmelding	Alternativ 3 – Frivillig utmelding	Alternativ 4 – Innføring for næringskunder	
2028	68 842	63 473	13 768	57 125	24 754	MNOK
2029	72 846	67 164	14 569	60 448	26 194	MNOK
2030	74 753	68 923	14 951	62 030	26 880	MNOK
2031	72 347	66 704	14 469	60 033	26 014	MNOK
2032	66 129	60 971	13 226	54 874	23 779	MNOK
2033	61 790	56 971	12 358	51 274	22 219	MNOK
2034	58 980	54 379	11 796	48 941	21 208	MNOK
2035	55 731	51 384	11 146	46 245	20 040	MNOK
2036	52 184	48 113	10 437	43 302	18 764	MNOK
2037	48 799	44 993	9 760	40 493	17 547	MNOK
2038	45 570	42 016	9 114	37 814	16 386	MNOK
2039	42 492	39 177	8 498	35 260	15 279	MNOK
2040	39 557	36 472	7 911	32 825	14 224	MNOK
2041	37 727	34 784	7 545	31 306	13 566	MNOK
2042	35 970	33 165	7 194	29 848	12 934	MNOK
2043	34 285	31 611	6 857	28 450	12 328	MNOK
Total	868 003	800 298	173 601	720 269	312 116	MNOK

10 Referanseliste

- ACER. (2024). *Public consultation on the draft network code on demand response*. Hentet fra <https://www.acer.europa.eu/documents/public-consultations/pc2024e07-public-consultation-draft-network-code-demand-response>
- AEMO. (2024). *Data Dashboard*. Hentet fra <https://aemo.com.au/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem/data-nem/data-dashboard-nem>
- AEMO. (2024). *NEM Fact Sheet*. Hentet fra <https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/national-electricity-market-fact-sheet.pdf>
- Bonander, C., Ekman, M., & Jakobsson, N. (2023). When do default nudges work? *Oxford Open Economics*. Hentet fra <https://academic.oup.com/restud/article-abstract/88/6/2886/6222168?redirectedFrom=fulltext>
- DFØ. (2023). *Veileder i samfunnsøkonomisk analyse*. Oslo: DFØ.
- EDPS. (2012). *Opinion of the European Data Protection Supervisor on the Commission Recommendation on preparations for the roll-out of smart metering systems*. Brussels.
- Elhub. (2024). *Endringer i balanseavregningen, utregning av JIP, nettap og 6015 transformering*. Hentet fra <https://dok.elhub.no/15min/endringer-i-balanseavregningen-utregning-av-jip-ne>
- Finansdepartement. (2021). *Prinsipper og krav ved utarbeidelse av samfunnsøkonomiske analyser*. Hentet fra https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/fin/vedlegg/okstyring/rundskriv/faste/r_109_2021.pdf
- Fowlie, M., Wolfram, C., Baylis, P., Spurlock, C. A., Todd-Blick, A., & Cappers, P. (2021). Default Effects and Follow-On Behaviour: Evidence From an Electricity Pricing Program. *The Review of Economic*. Hentet fra https://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/default_effects_and_follow-on_behaviour_pre-print_journal_article.pdf
- Hofmann, Lindberg. (2024). *Residential demand response and dynamic electricity contracts with hourly prices: A study of Norwegian households during the 2021/22 energy crisis*. Hentet fra https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666955223000357?ref=cra_js_challenge&fr=RR-1
- Michaelsen, P., Johansson, L.-O., & Hedesström, M. (u.d.). Experiencing default nudges: autonomy, manipulation, and choice-satisfaction as judged by people themselves. *Behavioural Public Policy*. Hentet fra <https://www.cambridge.org/core/journals/behavioural-public-policy/article/experiencing-default-nudges-autonomy-manipulation-and-choicesatisfaction-as-judged-by-people-themselves/DA321306F0D2C5AAA1327C4CA287CC8A>
- NVE. (2024). *Plusskundestatistikk*. Hentet fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/publikasjoner-og-data/statistikk/statistikk-over-sluttbrukermarkedet/plusskundestatistikk/>
- NVE. (2024, 11 18). *www.nve.no*. Hentet fra <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kraftpriser-og-kraftsystemdata/>
- Oslo Economics. (2018). *Praktisk innføring av 15 minutters avregningsperiode i kraftmarkedet*.
- Otovo. (2024). *Hvor mange solcellepaneler trenger jeg?* Hentet fra <https://www.otovo.no/blog/solcellepanel-solceller/hvor-mange-solcellepaneler-trenger-jeg/#hvor-stor-inverter-trenger-jeg>

Regjeringen. (2024). *Regjeringen.no*. Hentet fra Regjeringens strømtiltak: <https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/regjeringens-stromtiltak/id2900232/>

SSB. (2024). Hentet fra <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/artikler/hva-er-gjennomsnittlig-stromforbruk-i-husholdningene>

SSB. (2024). *Nettoforbruk av elektrisk kraft*. Hentet fra <https://www.ssb.no/statbank/table/10314>

Statnett. (2023). *aFRR Technical Requirements*. Hentet fra <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/marked/reservemarkeder/afrr/technical-product-and-interface-specification-for-delivery-of-automatic-frequency-restoration-reserves-to-statnett.pdf>

Statnett. (2024). *Reservemarkeder*. Hentet fra <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/>

Statnett. (2024). *Utredning knyttet til 15-minutters registreringsfrekvens i lavspenningsanlegg*.

Disclaimer

Hvis ikke beskrevet ellers, er informasjon og anbefalinger i denne rapporten basert på offentlig tilgjengelig informasjon. Visse uttalelser i rapporten kan være uttalelser om fremtidige forventninger og andre fremtidsrettede uttalelser som er basert på THEMA Consulting Group AS (THEMA) sitt nåværende syn, modellering og antagelser og involverer kjente og ukjente risikoer og usikkerheter som kan forårsake at faktiske resultater, ytelser eller hendelser kan avvike vesentlig fra de som er uttrykt eller antydnet i slike uttalelser. Enhver handling som gjennomføres på bakgrunn av vår rapport foretas på eget ansvar. Kunden har rett til å benytte informasjonen i denne rapporten i sin virksomhet, i samsvar med forretningsvilkårene i vårt engasjementsbrev. Rapporten og/eller informasjon fra rapporten skal ikke benyttes for andre formål eller distribueres til andre uten skriftlig samtykke fra THEMA. THEMA påtar seg ikke ansvar for eventuelle tap for Kunden eller en tredjepart som følge av rapporten eller noe utkast til rapport, distribueres, reproduseres eller brukes i strid med bestemmelsene i vårt engasjementsbrev med Kunden. THEMA beholder opphavsrett og alle andre immaterielle rettigheter til ideer, konsepter, modeller, informasjon og "know-how" som er utviklet i forbindelse med vårt arbeid.

Om THEMA

THEMA Consulting Group tilbyr rådgivning og analyser for omstillingen av energisystemet basert på dybdekunnskap om energimarkedene, bred samfunnsforståelse, lang rådgivningserfaring og solid faglig kompetanse innen samfunns- og bedriftsøkonomi og teknologi.



THEMA Consulting Group

Øvre Vollgate 6

0158 Oslo, Norway

www.thema.no

Berlin-kontor

Albrechtstraße 22

10117 Berlin, Germany



NVE

Reguleringsmyndigheten
for energi – RME

Reguleringsmyndigheten for energi

Middelthuns gate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo
Telefon: (+47) 22 95 95 95