

Funktionskrav på framtidens elmätare

Energimarknadsinspektionen
Box 155, 631 03 Eskilstuna
Energimarknadsinspektionen R2015:09
Författare: Daniel Norstedt, Sofia Persson, Tor Ny
Copyright: Energimarknadsinspektionen
Rapporten är tillgänglig på www.ei.se

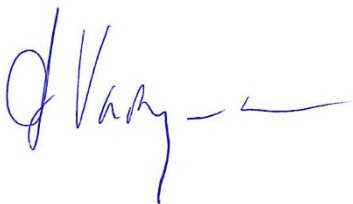
Förord

Regeringen har gett Energimarknadsinspektionen (Ei) i uppdrag att utreda och föreslå vilka funktionskrav som bör ställas på elmätare i framtiden. Ei har i enlighet med instruktionerna i uppdraget särskilt analyserat de funktionskrav som bör ställas för att underlätta information till kunderna, t.ex. för att svara på marknadens prissignaler genom att kunderna har enkel tillgång till mätuppgifterna, samt även andra funktioner som främjar en tillförlitlig och effektiv nätdrift, en minskad energianvändning och en ökad integration av lokal produktion.

Ei lämnar i den här rapporten förslag som innebär att funktionskrav i elmätare och mätsystem regleras på ett övergripande plan via två tillägg i ellagen. Vidare föreslår Ei i rapporten ett antal konkreta funktionskrav som bör regleras i förordning och föreskrift. Sammantaget ser Ei en betydande marknadspotential inom energitjänster som en följd av de funktionskrav som analyserats. Därutöver finns det goda möjligheter att effektivisera driften av elnäten och främjandet av lokal elproduktion samtidigt som elkundernas medvetenhet om sin elanvändning kan höjas om funktionskrav införs.

Ei överlämnar härmed rapporten *Funktionskrav på framtidens elmätare* till regeringen.

Eskilstuna, maj 2015



Anne Vadasz Nilsson
Generaldirektör



Daniel Norstedt
Projektledare

Sammanfattning

Miniminivån för funktionalitet i mätsystemet bör regleras

Ellagen bör kompletteras med dels en bestämmelse om kostnadsfri information till kunder om mätvärden och spänningsvärden, dels en bestämmelse om att mätsystemet ska främja tillförlitlig och effektiv nät drift, minskad energianvändning och ökad integration av lokal produktion.

Det finns flera skäl till att funktionalitet i mätsystem bör regleras istället för att elnätsföretagen helt får avgöra vilken funktionalitet som är lämplig:

- **Funktionskrav skapar lika förutsättningar.** Genom att säkerställa en viss lägstanivå på mätsystem skapas lika förutsättningar i hela landet för alla berörda aktörer såsom kunder, elhandlare och energitjänsteföretag
- **Funktionskrav möjliggör en utvecklad marknad för energitjänster.** En gemensam miniminivå av funktionalitet, som inkluderar funktioner som främjar energitjänster, skapar förutsättningar för en utvecklad och väl fungerande energitjänstemarknad.
- **Funktionskrav påskyndar utvecklingen mot smartare elnät.** Funktionskrav säkerställer att verktygen för ett mer effektivt utnyttjande av nätets resurser finns tillgängliga. Med mer avancerade funktioner i mätsystem som även kan användas i nät driften kan en utveckling mot smartare elnät påskyndas.
- **Funktionskrav som överensstämmer med inriktningen inom EU minskar risken för förändringar i framtiden.** EU-kommissionen har tagit fram en lista på minimifunktionalitet formulerad som rekommendationer som medlemsländerna i möjligaste mån bör följa. Om det i framtiden ställs striktare krav i form av direktiv som måste följas, är det rimligt att anta att dessa kommer utgå från de rekommenderade funktionskraven.

Funktionskraven bör definieras i föreskrifter

Utöver de generella krav som bör ställas på mätsystemens funktionalitet i ellagen bör mer detaljerade regler införas i förordning eller föreskrift. Dessa bestämmelser ska säkerställa att kunder får information för att kunna bli mer aktiva och bidra till energieffektivisering och att mätsystemen används för att göra nätet mer effektivt och tillförlitligt. Vad gäller ett funktionskrav finns det dessutom behov av att Styrelsen för ackreditering och teknisk kontroll (Swedac) utfärdar närmare föreskrifter.

Förordning eller föreskrift måste utredas i särskild ordning men Ei vill redan nu peka på huvudsakliga krav som bör ställas i kommande regler.

Givet att Ei får ett bemyndigande av regeringen att utfärda närmare föreskrifter blir det under ett sådant arbete aktuellt att mer i detalj diskutera den exakta utformningen av respektive funktionskrav. Det blir i det sammanhanget även

aktuellt att genomföra en konsekvensutredning av funktionskraven som de kommer att utformas i föreskrifterna.

Lagförslag som skapar förutsättningar för en utvecklad energitjänstemarknad

Förslag: 3 kap 11 § ellagen. Nätkoncessionshavaren ska se till att elanvändaren utan kostnad löpande får tillgång till mätvärden och spänningvärden. Närmare föreskrifter om angivna skyldigheter meddelas av regeringen eller den myndighet regeringen bestämmer.

En snabb återkoppling till kunden om elanvändningen är av stor betydelse för att kunden själv ska kunna förstå sin elförbrukning och vad som påverkar den. Informationen är även viktig för att kunden ska kunna vidta åtgärder för att anpassa sin förbrukning utifrån prissignaler från elhandel eller nättariffer. Det finns potentiellt betydande energibesparingar att göra för kunder om de får mer information om sin elförbrukning. Lagförslaget skapar förutsättningar för att utfärda närmare regler i förordning och föreskrifter om ett öppet, standardiserat gränssnitt där kunden ges tillgång till nära realtidsinformation om sin förbrukning. Ei bedömer att ett sådant gränssnitt skapar goda förutsättningar för en utvecklad energitjänstemarknad med produkter och tjänster som kan hjälpa kunden att minska sin elförbrukning och sina kostnader.

Följande funktionskrav bör regleras i förordning eller föreskrift:

- Mätaren ska utrustas med ett öppet, standardiserat gränssnitt som levererar nära realtidsvärden på effekt, mätarställning, spänning och i förekommande fall produktion. Kunden ska få tillgång till dessa värden.

Lagförslag som främjar utvecklingen av smarta elnät

Förslag: 3 kap 10 § ellagen. Nätkoncessionshavarens mätsystem ska främja en tillförlitlig och effektiv nätdrift, en minskad energianvändning och en ökad integration av lokal elproduktion. Närmare föreskrifter om angivna skyldigheter meddelas av regeringen eller den myndighet regeringen bestämmer.

Det är viktigt att nätföretagens elmätare och mätsystem utformas så att de bidrar till en effektiv och tillförlitlig nätdrift, vilket i förlängningen gynnar kunderna och bidrar till att mindre resurser kan göra mer. Mätsystemet bör också utformas så att det bidrar till en minskad energianvändning och ökar förutsättningarna för att i än högre grad integrera lokal, främst småskalig, elproduktion. De föreslagna tilläggen till ellagen skapar förutsättningar för att ta fram funktionskrav som bidrar till ett effektivare resursutnyttjande samtidigt som det blir enklare att ansluta framför allt små förnybara elproduktionsanläggningar.

Följande funktionskrav bör regleras i föreskrift eller förordning:

- Mätsystemet ska för varje fas registrera spänning, ström, energi samt aktiv och reaktiv effekt för uttag och inmatning av el. En av effekterna av den här funktionaliteten är att den möjliggör en större andel lokal produktion.

- Alla registrerade data ska kunna fjärravläsas.
- Mätssystemet ska registrera mätvärden med en frekvens på 60 minuter och kunna ställas om till en frekvens på 15 minuter.
- Vid avbrott ska mätssystemet registrera och spara uppgifter om tidpunkt för början och slut på ett avbrott längre än 3 minuter i en eller flera faser.
- Mätssystemet ska kunna skicka larm vid nollfel i kundens elanläggning för att undvika farliga spänningsnivåer, personskador och brand.
- Nätkoncessionshavaren ska fjärrledes kunna uppgradera mjukvara och ändra inställningar i mätssystemet.
- Nätkoncessionshavaren ska fjärrledes via mätssystemet kunna spänningssätta och fränkoppla elanläggningar.

Följande funktioner bör utredas ytterligare:

- Mätssystemet ska kunna skicka larm vid avbrott.
- Mätssystemet ska kunna skicka larm och ge svar på avfrågningar med en viss maximal tidsåtgång. Hur lång tidsåtgång som är rimlig att krävställa bör utredas ytterligare.

Ei föreslår implementering från 2017

Det går inte att motivera att införa krav som innebär att mätssystem byts ut i förtid enbart för att uppfylla funktionskraven. Funktionskraven bör därför gälla för nya mätssystem som installeras efter 1 januari 2017. Alla mätssystem bör dock uppfylla funktionskraven senast den 1 januari 2025.

Ei bedömer att nätföretagen kommer att byta ut huvuddelen av det svenska mätarbetet inom de närmaste åren vilket betyder att slutdatumet 1 januari 2025 inte bör påverka kostnaderna nämnvärt. Det är däremot viktigt att ange ett sista datum när samtliga mätssystem ska uppfylla den föreslagna funktionalitetsnivån. Ett slutdatum skapar förutsägbarhet för marknadens aktörer om när funktionaliteten finns tillgänglig i hela landet. Det är viktigt att implementeringen av den nya funktionaliteten genomförs inom en överblickbar tidsperiod så att nyttorna av de nya mätsystemen kan komma marknaden och kunderna tillgodo i form av energitjänster, mer information till kunderna och effektivare nät drift.

Integritet och säkerhet måste analyseras

De funktioner som Ei föreslår för framtida mätssystem innebär att mätssystemen kommer att producera mer data om den enskilda kundens elanvändning. Det står klart att det finns betydande vinster med en ökad mängd data eftersom det skapar förutsättningar för mer aktiva kunder, nya produkter och tjänster samt effektivare elnät. Samtidigt är det av största vikt att elkunders personuppgifter (såsom t.ex. mätvärden) skyddas och att elsystemets säkerhet hålls på en hög nivå.

En fullständig analys av på vilket sätt mätvärden och andra personuppgifter ska hanteras och skyddas låter sig inte göras förrän mätvärdeshanteringen för de svenska elkunderna är definierad även ur ett mer övergripande systemperspektiv. En sådan analys är därför lämplig att göra i samband med att de regelverk och närmare tekniska förutsättningar och specifikationer för den planerade tjänstehubben för den svenska elmarknaden utreds. Eftersom Ei saknar särskild kompetens när det gäller integritetsfrågor föreslår vi också att Datainspektionen får ett utpekat ansvar att bistå Ei med den typen av analyser.

Innehåll

Författningsförslag	10
1 Inledning	11
1.1 Uppdraget	11
1.2 Projektorganisation.....	12
1.3 Genomförande.....	12
2 Hur går mätning till idag?	14
2.1 Gällande regler för elmarknaden.....	14
2.2 Avräkning och timmätning	16
2.3 Gällande regler för elmätare.....	16
2.4 Beskrivning av mätsystem.....	19
2.5 Funktionalitet i befintliga mätsystem.....	20
3 Mot mer avancerade mätare	30
3.1 EU-kommissionen rekommenderar mätfunktioner	30
3.2 Funktionskrav i andra europeiska länder	32
3.3 Tidigare rapporter från Energimarknadsinspektionen	36
3.4 Europeiska tillsynsmyndigheter har föreslagit funktioner	38
3.5 Nordiska förslag.....	39
3.6 Samordningsrådets rekommendationer	39
3.7 Standardisering	41
3.8 Information från mätaren måste skyddas.....	43
4 Olika funktioner i mätsystem	45
4.1 Information till kunder.....	45
4.2 Fjärravläsning och fjärrkontroll	47
4.3 Efterfrågefleksibilitet	48
4.4 Larm och avbrottsshantering	48
4.5 Nätberäkningar	49
4.6 Lokal produktion	49
5 Kostnadsnyttoanalys	51
5.1 Ei:s preliminära definitioner av funktionskrav.....	51
5.2 Metod.....	52
5.3 Antaganden	53
5.4 Funktionskrav 1: Nära realtidsvärden till kund	56
5.5 Funktionskrav 2: Historisk mätdata i mätaren för kunden.....	66
5.6 Funktionskrav 3: Utökad mätdata.....	67
5.7 Funktionskrav 4: Fjärravläsning	71
5.8 Funktionskrav 5: Timregistrering av mätvärden.....	73
5.9 Funktionskrav 6: Avbrottsregistrering.....	79
5.10 Funktionskrav 7.1 Avbrottslarm.....	82
5.11 Funktionskrav 7.2 Larm vid nollfel	87
5.12 Funktionskrav 7.4 Larm vid dataintrång.....	89
5.13 Funktionskrav 8: Fjärruppgradering.....	90
5.14 Funktionskrav 10: Styrel på kundanläggningsnivå.....	94

5.15	Funktionskrav 11: Säker datahantering och skydd från dataintrång	96
5.16	Övriga kostnader och nyttor Ei och Swedac	97
6	Analys och förslag på funktionskrav	98
6.1	Lagförslag som skapar förutsättningar för en utvecklad energitjänstemarknad	100
6.2	Lagförslag som främjar nätdriften och gynnar en hållbar utveckling	102
6.3	Funktionskrav som behöver utredas ytterligare	106
6.4	Funktionskrav som utretts men inte föreslås	107
6.5	Ei föreslår implementering från 2017	109
6.6	Integritet och säkerhet måste analyseras	110
7	Konsekvensanalys	112
7.1	Alternativ	113
7.2	Berörda aktörer.....	114
8	Författningskommentarer	116
	Förslag till ändringar i ellagen (1997:857)	116

Författningsförslag

Härigenom föreskrivs i fråga om ellagen (1997:857)

dels att nuvarande 3 kap. 10, 10 a och 11 §§ ska betecknas 3 kap. 10 a §, 10 b §§ respektive 11 a §,

dels att nya 11 § samt rubriken närmast före 3 kap. 10 § ska ha följande lydelse,

Nuvarande lydelse

Föreslagen lydelse

3 kap.

Skyldighet att mäta och beräkna överförd el

Krav på mätsystem och skyldighet att mäta och beräkna överförd el

10 §

Nätkoncessionshavarens mätsystem ska främja en tillförlitlig och effektiv nätdrift, en minskad energianvändning och en ökad integration av lokal elproduktion. Närmare föreskrifter om angivna skyldigheter meddelas av regeringen eller den myndighet regeringen bestämmer.

11 §

Nätkoncessionshavaren ska se till att elanvändaren utan kostnad löpande får tillgång till mätvärden och spänningsvärden. Närmare föreskrifter om angivna skyldigheter meddelas av regeringen eller den myndighet regeringen bestämmer.

Dessa bestämmelser ska träda i kraft den 1 juli 2016.

1 Inledning

Mätinfrastrukturen är central i utvecklingen av smarta elnät och en förutsättning för elnätsfunktioner som syftar till effektivare nät drift, minskad energianvändning och ökade möjligheter att integrera lokal elproduktion. Vidare är mätinfrastrukturen och dess utformning en viktig förutsättning för korrekt information till kunder om deras energianvändning. På europeisk nivå har flera initiativ tagits för att främja en utökad installation och användning av smarta mätare. I det tredje inre marknadspaketet¹ anges ett mål som innebär att 80 procent av alla mätare i medlemsstaterna år 2020 ska vara smarta. Vidare publicerade EU-kommissionen 2012 en lista² med rekommenderade krav på funktionalitet i smarta mätare.

Inom något år har den mätinfrastruktur som installerades innan 2009, i samband med införandet av krav på månadsvis avläsning av elmätare, nått sin ekonomiska livslängd. Det är därför angeläget att inom en nära framtid fastställa om och i så fall på vilket sätt krav ska införas på funktionaliteten i nästa generations mätsystem. Det är mot den här bakgrunden Energimarknadsinspektionen (Ei) i den här rapporten har analyserat vilket behov det finns av att införa funktionskrav på framtida mätsystem för el i Sverige.

1.1 Uppdraget

Regeringen har genomfört en reform som innebär att aktiva elkonsumenter ges möjlighet att ingå nya former av elavtal som förutsätter att elförbrukningen timmätas, utan att konsumenterna debiteras de merkostnader som uppstår av mätningen. Reformen trädde i kraft den 1 oktober 2012. Vidare har regeringen i propositionen Stärkt konsumentroll för utvecklad elmarknad och uthålligt energisystem (prop. 2010/11:153) aviserat att på längre sikt bör det stora flertalet elkonsumenter få sin elförbrukning timmätt. Idag finns det få formella funktionskrav på elmätarna men utvecklingen mot timmätning och fortsatt installation av smarta elmätare samt utvecklingen av en energitjänstemarknad skapar större behov av en tydlig reglering av vilka funktionskrav som bör ställas på en elmätare. Regeringen har därför gett Ei i uppdrag att utreda och föreslå vilka funktionskrav som bör ställas på elmätare i framtiden. I uppdraget har ingått att särskilt analysera de funktionskrav som bör ställas för att underlätta information till kunderna, t.ex. för att svara på marknadens prissignaler genom att kunderna har enkel tillgång till mätuppgifterna, samt även andra funktioner som främjar en tillförlitlig och effektiv nät drift, en minskad energianvändning och en ökad integration av lokal produktion. De rekommendationer och fallstudier som finns på området, som bl.a. EU-kommissionens rekommendation av den 9 mars 2012 om förberedelser för uppsättning av smarta mätsystem³ som har sin bakgrund i att smarta elmätare ska vara installerade till 2020 i vissa EU-länder bör också beaktas. I uppdraget har också ingått att göra en kostnadsnyttoanalys av förslagen på nya funktionskrav på elmätare i framtiden, genom en nära dialog med Styrelsen för ackreditering och teknisk kontroll

¹ 2009/72/EG

² 2012/148/EU

³ 2012/148/EU

(Swedac) så att Swedac kan ställa sig bakom de förslag som Ei lämnar och att tillvarata de kunskaper och den erfarenhet som fanns hos Samordningsrådet för smarta elnät.

1.2 Projektorganisation

Projektet har genomförts av projektledaren Daniel Norstedt och projektmedlemmarna Sofia Persson, Tor Ny, Lars Ström och Marielle Liikanen.

1.3 Genomförande

I uppdraget har ingått att Ei ska tillvarata de kunskaper och den erfarenhet som finns hos Samordningsrådet för smarta elnät. Därför inleddes en dialog med samordningsrådet i ett tidigt skede i projektet. Sedan december 2014 är samordningsrådets arbete avslutat och rådet upplöst, men Ei har tagit del av deras arbete och erfarenheter genom slutbetänkandet *Planera för effekt*⁴.

Ei har också i projektet fört en dialog med Swedac och för att hämta information och synpunkter har Ei också haft bilaterala möten med flera aktörer i branschen. Ett antal nätföretag har också lämnat skriftliga synpunkter på Ei:s förslag till funktionskrav. De företag och organisationer som Ei har träffat är:

- Aidon
- Ericsson
- Fortum
- Itron
- Mittsams⁵
- Oberoende elhandlare
- Svensk Elstandard
- Svensk Energi
- Svenska kraftnät
- Trollhättan Energi

Inom ramen för projektet har Ei också presenterat arbetet med funktionskrav för Svensk Energis arbetsgrupp för mätning och installation och diskuterat preliminära funktionskrav med dem.

I december 2014 anordnade Ei ett seminarium för att informera om uppdraget. Experter på området belyste frågan om funktioner och användningsområden för mätsystem ut olika perspektiv. Ungefär 75 personer deltog på seminariet.

⁴ SOU 2014:84

⁵ Ett samarbete mellan nätföretagen Eskilstuna Strängnäs Energi och Miljö AB, Karlstads El- & Stadsnät AB, Mälarenergi Elnät AB, Telge Nät AB, Tekniska verken i Linköping AB, Vänerenergi AB

I uppdraget från regeringen har även ingått att Ei ska göra en kostnadsnyttoanalys för att bedöma den eventuella samhällsnyttan med olika funktioner i mätsystemen. Denna analys har genomförts av Sweco, som under uppdraget intervjuat och tagit in synpunkter från ett stort antal aktörer. Resultatet av kostnadsnyttoanalysen presenterades vid ett öppet seminarium den 19 mars 2015. Ett sjuttiofem intressenter deltog vid seminariet. Mer information om tillvägagångssätt och resultat för kostnadsnyttoanalysen finns i kapitel 5.

2 Hur går mätning till idag?

Det finns idag ett omfattande regelverk som definierar hur el ska mätas. Reglerna bestäms i huvudsak av ellagen, mätförordningen, Energimarknadsinspektionens (Ei) mätföreskrifter samt föreskrifter från Styrelsen för ackreditering och teknisk kontroll (Swedac). Det finns dock få krav som definierar vilka funktioner som ska finnas i en mätare eller ett mätsystem. Det här kapitlet går igenom vilka regelverk som styr mätning av el i Sverige idag samt beskriver hur ett mätsystem fungerar och vilken funktionalitet som finns installerad och används i det svenska elnätet.

2.1 Gällande regler för elmarknaden

Ellagen

I ellagen anges att den som har nätkoncession (nätföretaget) är skyldig att mäta, beräkna och rapportera överförd el⁶. Med överföring av el avses både inmatning och uttag av el på det koncessionspliktiga elnätet.

Mätförordningen

I förordning (1999:716) om mätning, beräkning och rapportering av överförd el regleras att mätning av överförd el (mätförordningen) ska ske i inmatnings-, uttags- och gränspunkt och att mätningen ska avse flödet i de punkterna.

Mätförordningen anger att mätning i inmatnings- och uttagspunkt ska ske varje timme. Om en elproducent eller elanvändare begär att mätningen sker med ett kortare intervall, t.ex. 15 minuter, bekostas det av den som begär den extra mätningen. Detta innebär att elproduktionen eller elförbrukningen kan mätas med tätare intervall än varje timme.

Elanvändare som tar ut el ur en schablonavräknad⁷ uttagspunkt där förbrukningen vanligtvis mäts en gång i månaden, vilket omfattar de flesta elanvändare med hushållsel, kan även ingå elavtal som förutsätter att den överförda elen mäts varje timme och då sker mätning i uttagspunkten med registrering per timme, utan extra kostnad. Mätvärden för elanvändare med schablonavräknade uttagspunkter rapporteras varje månad, antingen fördelat på timvärdesnivå eller som ett samlat mätvärde för månadsförbrukningen.

Ei:s mätföreskrifter

I Ei:s föreskrifter och allmänna råd (EIFS 2011:3) om mätning, beräkning och rapportering av överförd el⁸ (mätföreskriften) finns mer detaljerade bestämmelser för elmätning.

⁶ 3 kap. 10 § ellagen (1997:857)

⁷ Schablonavräkning: avräkning av elleveranser mellan olika elleverantörer och balansansvariga för el som levereras till uttagspunkter som inte timavräknas.

⁸ Ändrade genom EIFS 2012:2 och EIFS 2014:7.

Mätning och avräkning

I mätföreskriften framgår bland annat att registrering av mätvärden ska ske i svensk normaltid utan övergång till sommartid, medan angivande av tidpunkter för insamling och beräkning av mätvärden anges i aktuell tid. Datum och klockslag anges för det närmaste tidskiftet då registreringen skett. Nätkoncessionshavaren ska lagra mätvärden med samma upplösning som de har registrerats med.

För närvarande finns det tre avräkningsmetoder på elmarknaden: timmätning med timavräkning, timmätning med schablonavräkning, samt månadsmätning med schablonavräkning. För de timmätta uttagspunkterna sker registrering av mätvärden vid varje tidskifte. Det som skiljer avräkningsmetoderna åt är att mätvärdesinsamling sker dagligen för de timavräknade uttagspunkterna och månadsvis för de timmätta schablonavräknade uttagspunkterna.

Rapportering av mätvärden

Rapportering av enskilda mätvärden ska omfatta energivärden samt mätarställningar vid leveransperiodens början och vid leveransperiodens slut. Vid rapportering ska mätvärden vara tidsregistrerade.

Nätföretaget ska rapportera enskilda mätvärden i en uttagspunkt som timavräknas per dygn senast den femte vardagen efter mätdygnets till elleverantören. Enskilda mätvärden från en uttagspunkt ska efter leveransmånadens slut och senast vid debitering rapporteras till den elanvändare som tagit ut energin i uttagspunkten och på begäran till det företag som elanvändaren utsett.

För uttagspunkter som schablonavräknas ska nätföretaget rapportera enskilda mätvärden till elleverantören senast den femte vardagen efter leveransperiodens slut, vilket vanligtvis är vid månadsskiftets slut. Nätföretaget ska senast vid debitering rapportera enskilda mätvärden till elanvändaren. Förutom mätvärden ska nätföretaget rapportera mätarställningar vid varje månadsskifte om debiteringsperioden omfattar fler än en månad, årsförbrukning och förbrukningsstatistik per månad i kWh för minst de senaste tretton månaderna.

För kunder med smarta mätare

I Ei:s mätföreskrift finns också särskilda regler som gäller för kunder med så kallade smarta mätare. För dessa gäller att nätföretaget utan särskild kostnad för elanvändaren ska tillhandahålla uppgifter om historisk förbrukning för de senaste tre åren. Om innevarande avtal har löpt under kortare tid än tre år omfattas hela avtalsperioden. Uppgifterna ska motsvara de intervaller för vilka faktureringsinformation har framställts. Information om historisk förbrukning ska göras tillgänglig varje kvartal om elanvändaren begär det och i annat fall minst två gånger per år.

Nätföretaget har också en skyldighet att se till att elanvändarna får lämplig information i samband med installation av nya mätare⁹. Den information som det kan handla om är övergripande information om mätarens funktion, särskilt avseende avläsning av

⁹ 11 kap. 21 § ellagen

energiförbrukningen men också möjligheter att använda andra funktioner som rör effektiv användning av energi.¹⁰

2.2 Avräkning och timmätning

Förbrukningen för kunder med säkring om högst 63 A har innan timmättningsreformens införande varit schablonavräknad per månad. Regeringen har konstaterat att det för den enskilda konsumenten i princip saknar betydelse hur avräkningen går till, så länge balansen och leveranssäkerheten i systemet inte hotas.¹¹ Regeringen angav 2012 att de förändringar som krävdes i avräkningssystemen var alltför omfattande för att kunna införas samtidigt som timmättningsreformen.¹² Detta betydde att de kunder som ingår ett avtal som förutsätter timmätning under en övergångsperiod kommer att avräknas på samma sätt som övriga kunder vars förbrukning ingår i förbrukningsprofilen. Det innebär dock inget hinder för ett elnätsföretag att tillämpa de rutiner som används för kunder över 63 A, med dygnsvis timavräkning, även för kunder under 63 A. Ei erfar att elnätsföretagen i huvudsak har valt dygnsvis timavräkning under övergångsperioden¹³.

Från den 1 april 2013 kan elnätsföretaget istället välja månadsvis timavräkning, vilket regleras i 18 a § förordningen (1999:716) om mätning, beräkning och rapportering av överförd el. Då ska avräkningssystemen vara justerade så att månadsvis timavräkning är möjlig för de elnätsföretag som vill använda sig av detta istället för dygnsvis timavräkning. Metoden innebär i korthet att samma principer som vid schablonavräkning tillämpas, med den skillnaden att timvärden istället för månadsvärden används vid slutavräkningen.

Med schablonavräknade kunder med rörliga timavtal ligger risken helt på elhandelsföretaget som måste köpa elen efter profilförbrukningen medan kunden anpassar förbrukningen och får en minskad kostnad på fakturan. Med månadsvis timavräkning har elhandelsföretaget möjlighet att ta betalt för de faktiska kostnaderna för kundernas förbrukning. Jämfört med dygnsvis timavräkning är månadsvis timavräkning en enklare form av timavräkning där timserierna inte behöver vara framtagna förrän fem vardagar efter månadsavslut.

2.3 Gällande regler för elmätare

I Mätinstrumentdirektivet (MID)¹⁴ ställs krav på viss mätnoggrannhet hos mätinstrument, bl.a. för elmätare. Swedac har utfärdat ett antal föreskrifter i enlighet med direktivet. Nedan följer en redogörelse för vilka områden som regleras i föreskrifterna.

¹⁰ Prop. 2013/14:174 s. 278 Genomförande av energieffektiviseringsdirektivet

¹¹ Prop. 2010/11:153, Stärkt konsumentroll för utvecklad elmarknad och uthålligt energisystem

¹² Prop. 2011/12:98, Timmätning för aktiva elkunder

¹³ Ei R2013:05, uppföljning av timmättningsreformen, kap 2.2.1

¹⁴ Europaparlamentet och rådets direktiv 2004/22/EG om mätinstrument

Swedacs föreskrifter (STAFS 2006:4) om mätinstrument

I föreskriften ställs allmänna krav på mätinstrument. Vidare ställs krav på anmälda organ¹⁵, dokumentation som tillverkare ska tillhandahålla, märkning av mätinstrument och bedömning om överensstämmelse med särskilda föreskrifter om specifika instrument.

Grundläggande krav för mätinstrument är att de ska ha hög metrologisk tillförlitlighet så att de som berörs av dem kan ha förtroende för mätresultatet. Mätinstrumentens konstruktion och tillverkning ska ligga på en hög kvalitetsnivå i fråga om mätteknik och mätresultatets säkerhet. Bland de krav som ställs på mätinstrument i föreskriften finns bland annat:

- **Konstruktion.** Mätinstrumentet ska vara konstruerat så att det bibehåller tillfredsställande stabilitet i fråga om sina metrologiska egenskaper under en tid som tillverkaren beräknat.
- **Korrekta mätresultat.** Mätinstrumentet får inte ha egenskaper som underlättar avsiktligt felaktigt användande, samtidigt som möjligheterna till oavsiktligt felaktig användning ska vara minimala. Mätinstrumentet ska vara lämpligt för det avsedda ändamålet med hänsyn till driftsförhållandena, och det får inte heller ställas orimliga krav på den avsedda användaren för att erhålla riktiga mätresultat.
- **Kontroll.** Det ska vara konstruerat så att det går att kontrollera mätfunktionerna efter det att instrumentet har släppts ut på marknaden och tagits i bruk. Vid behov ska särskild utrustning eller programvara för denna kontroll ingå i instrumentet.
- **Skydd från påverkan.** Komponenter i mätinstrumentet som har avgörande betydelse för de metrologiska egenskaperna ska vara skyddade från yttre och inre påverkan. Eventuell påverkan på skydden ska kunna indikeras.

Programvara som är av avgörande betydelse för de metrologiska egenskaperna ska bära identifikation som sådan och vara skyddad. Programvarans identifikation ska lätt kunna tillhandahållas genom mätinstrumentet. Tecken på gjorda ingrepp ska vara tillgängliga under en rimligt lång tidsperiod.

Mätdata, programvara som är av avgörande betydelse för mätegenskaperna och metrologiskt viktiga parametrar som lagras eller överförs ska vara skyddade på lämpligt sätt mot oavsiktlig eller avsiktlig förvanskning.

- **Presentation av mätresultatet.** Mätresultatet ska presenteras med en display eller ett räkneverk eller en pappersutskrift. Presentationen av mätresultatet ska vara tydlig och entydig. Den ska vara åtföljd av de markeringar och påskrifter som behövs för att upplysa användaren om innebörden av mätresultatet. Man ska enkelt kunna läsa av det presenterade resultatet under normala användningsförhållanden.

Mätinstrument för affärstransaktioner som utgör direktförsäljning ska vara konstruerade så att mätresultatet visas för transaktionens båda parter. Med direktförsäljning avses en affärstransaktion där priset som ska betalas baseras på

¹⁵ Anmälda organ är ett slags certifieringsorgan som endast verkar på ett harmoniserat område. I Sverige är det endast SP, Sveriges Tekniska Forskningsinstitut, som är anmält organ för elmätare.

mätresultatet och åtminstone en av parterna är en konsument eller annan part som kräver motsvarande skyddsnivå och att parterna i transaktionen godtar mätresultatet vid den tid och plats där transaktionen sker. Oavsett om ett mätinstrument som är avsett för förbrukningsmätning kan fjärravläsas ska det ändå vara försett med en metrologiskt kontrollerad display eller räkneverk som är tillgänglig för konsumenten utan att använda verktyg. Det värde som avläses på displayen eller räkneverket utgör det mätresultat som ska ligga till grund för debitering.

Swedacs föreskrifter och allmänna råd (STAFS 2006:7) om mätare för aktiv elenergi

Föreskrifterna gäller mätare för mätning av förbrukning av elenergi upp till och med 63 A med undantag för mättransformatorer eller fördelningsmätare¹⁶. Med mätare för aktiv energi menas en anordning som mäter den aktiva elektriska energi som förbrukas i en elenergikrets. För att en mätare för aktiv elenergi ska få sättas på marknaden eller tas i bruk måste utöver kraven i denna föreskrift även kraven i föreskriften (STAFS 2006:4) om mätinstrument vara uppfyllda. Dessa krav innefattar även elektromagnetisk tålighet¹⁷.

Mätare för aktiv elenergi kan vara av tre olika noggrannhetsklasser. Klassbeteckning definieras som klass A, B och C. En mätare för aktiv elenergi ska vara minst av noggrannhetsklass A för att få användas för direktmätning och noggrannhetsklass B för övriga mätningar. För att en mätare för aktiv elenergi ska få tas i bruk måste den uppfylla vissa miljökrav. Den ska vara konstruerad för kondenserande fuktighet och klara av en övre temperaturgräns på 70 °C och en undre temperaturgräns på - 40 °C. Strömområdet ska fastställas av distributören så att mätaren är lämplig för korrekt mätning av den förbrukning som förutses eller som kan förutses. I föreskriften anges de största tillåtna fel i procent av nominella driftförhållanden och fastställda belastningsnivåer och drifttemperatur. Mätaren ska också klara påverkan av långvariga störningar och elektromagnetisk störning. Displayen för total energi ska ha tillräckligt antal sifferpositioner för att säkerställa att den inte återgår till sitt initialvärde när mätaren är i drift under 4000 timmar med full belastning och att den inte går att nollställa vid användning. Vid elbortfall i kretsen ska den summerade mängden uppmätt elektrisk energi kunna avläsas under en period av minst fyra månader. Den uppmätta elektriska energin ska visas i kWh eller i MWh.

Swedacs föreskrifter och allmänna råd (STAFS 2009:8) om mätsystem för mätning av överförd el

Föreskrifterna gäller mätsystem kategori 1–5 över 63 A och mätsystem kategori 2 upp till och med 63 A som används av nätkoncessionshavare för mätning för annans räkning enligt 3 kap. 10 § ellagen (1997:857).

Mätsystemen för mätning av överförd el indelas i följande kategorier:

- Kategori 1 Mätning av överförd el utan strömtransformator – direktmätning.
- Kategori 2 Mätning av överförd el med strömtransformator.

¹⁶ Mätare som används för att fördela kostnader mellan förbrukare av elenergi som uppmätts med en huvudmätare.

¹⁷ Krav för elektromagnetiska störningar som alstras finns i föreskrifter meddelade med stöd av lagen (1992:1512) om elektromagnetisk kompatibilitet.

- Kategori 3 Mätning av överförd el med ström och spänningstransformator med mätsystemeffekt < 2MW.
- Kategori 4 Mätning av överförd el med ström och spänningstransformator med mätsystemeffekt 2–10 MW.
- Kategori 5 Mätning av överförd el med ström och spänningstransformator med mätsystemeffekt > 10 MW.

Mätsystem kategori 1 upp till och med 63 A behöver bara uppfylla kraven gällande mätvärdesregistrering. Detta omfattar både timregistrerande och månadsregistrerande mätsystem. För timregistrerande mätsystem gäller att mätvärdets energiupplösning ska vara högst 1 kWh för mätsystem och vid mätsystemeffekt motsvara högst 1/10 av största tillåtna fel för respektive kategori för mätsystem kategori 2–5. Tidsangivelsen får högst avvika från normalt看id med 60 sekunder för mätsystem kategori 1 och 7 sekunder för mätsystem kategori 2–5.¹⁸ Vid mätvärdesregistrering ska de mätvärden som registreras överensstämma med elmätarens mätarställning.

Ett mätsystems största fel vid normala driftförhållanden ska ligga inom de gränser som anges i tabell 1 nedan.

Tabell 1 Största tillåtna fel för olika kategorier elmätare

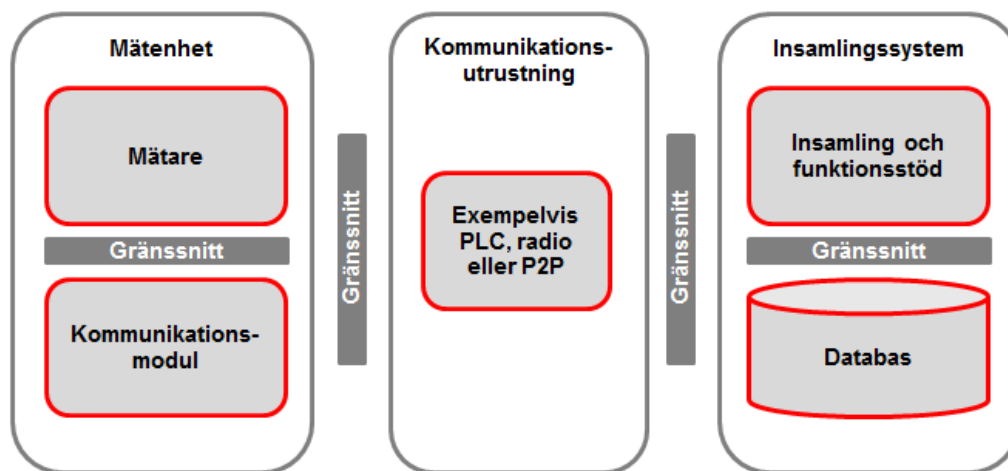
Kategori	Största tillåtna fel
1	± 5 %
2	± 2 %
3	± 2 %
4	± 1 %
5	± 0,5 %

2.4 Beskrivning av mätsystem

De flesta mätsystem för el består av en mätenhet, kommunikationsutrustning och insamlingssystem, ibland också kallat centralsystem. I mätenheten lagras den data som mätaren registrerar under en viss tid. I figur 1 nedan utgör mätaren den metrologiska delen av mätenheten. Mätenheten har förutom detta en kommunikationsmodul och innehåller ofta även annan funktionalitet, såsom t.ex. en brytare och en enkel display.

¹⁸ (För månadsregistrerande mätsystem gäller vid mätvärdesregistrering. Mätvärdets energiupplösning ska vara högst 1 kWh. Tidsangivelsen får högst avvika med 30 min från normalt看id.

Figur 1 Schematisk bild över mätsystem.



Källa: Sweco

Kommunikationen mellan mätaren och insamlingsenheten kan ske på olika sätt. I Sverige används idag främst tre olika kommunikationssätt: radiokommunikation, elnätskommunikation (PLC), samt mobilkommunikation genom en så kallad *point-to-point*-lösning (P2P).

Radiokommunikationen bygger på att det sitter en radiosändare i mätaren som skickar data till en kollektor eller koncentrator. Detta är en enhet som samlar in mätvärden från ett antal närliggande mätenheter och sedan skickar dem vidare till nätföretagens insamlingssystem. I figuren ovan är en koncentrator eller kollektor en del i kommunikationsutrustningen. Elnätskommunikation innebär att mätdata skickas via elnätet till en kollektor. Överföring via elnätet tar generellt längre tid än radiokommunikation men signalerna kan skickas längre.

Mobilkommunikation innebär att mätenheten genom det befintliga mobilnätet kommunicerar direkt med nätägarens insamlingssystem. Många PLC- och radiokommunikationslösningar använder även mobilkommunikation från koncentratorn till insamlingssystem. Mobilkommunikation är snabbare än kommunikation med radio och PLC men kan ha högre driftskostnader. Fördelen är att befintlig infrastruktur utnyttjas och att nätföretagen inte blir låsta till en lösning bunden till en mätsystemleverantör.

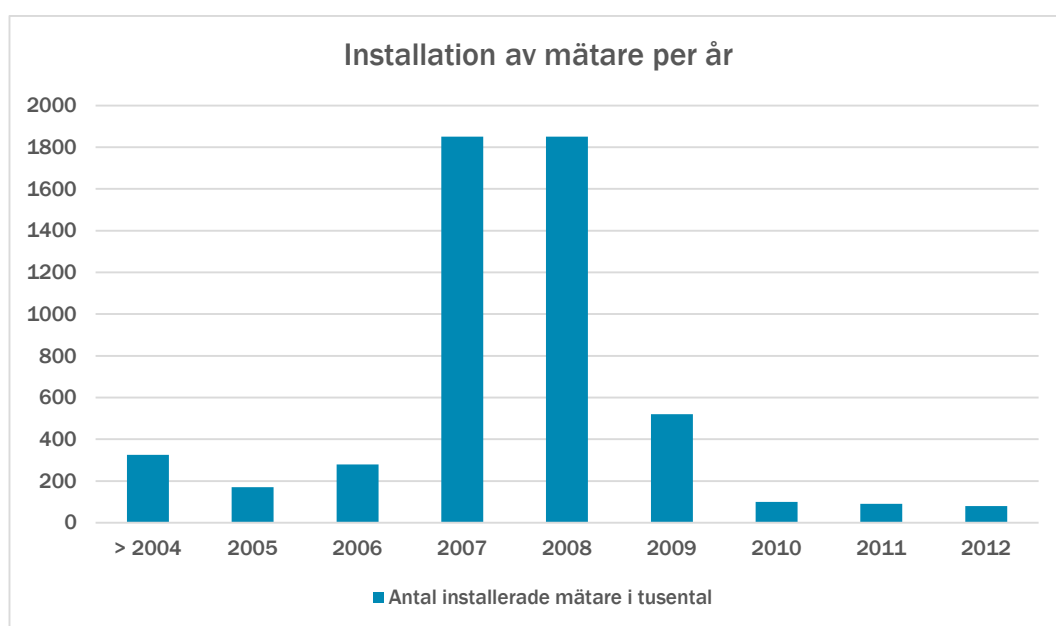
2.5 Funktionalitet i befintliga mätsystem

För att göra en bedömning av kostnader och nyttor för olika funktionskrav i mätsystem är det avgörande att kartlägga vilken funktionalitet som finns tillgänglig i det svenska mätarbetet idag. I en rapport som Sweco har gjort på uppdrag av Samordningsrådet för smarta elnät (Samordningsrådet) ges en bild av vilka funktioner som finns i de redan installerade mätarna. Undersökningen har gjorts genom enkäter som besvarats av de svenska nätföretagen.

I samband med kravet på månadsmätning som trädde i kraft 1 juli 2009 skedde storskaliga installationer av mätsystem för mätning upp till och med 63 A. Trots att det inte ställdes lagkrav på funktionalitet i mätsystemen innebar övergången till månadsmätning i praktiken att alla mätsystem för el idag stödjer fjärravläsning.

I figur 2 nedan syns tydligt att det skedde stora installationer av mätsystem i Sverige i samband med månadsmättningsreformen. Antalet mätsystem för mätning upp till och med 63 A uppgår till 5,3 miljoner mätpunkter. Mätsystemen har enligt förhandsregleringen en avskrivningstid på 10 år.

Figur 2 Installation av mätare per år.

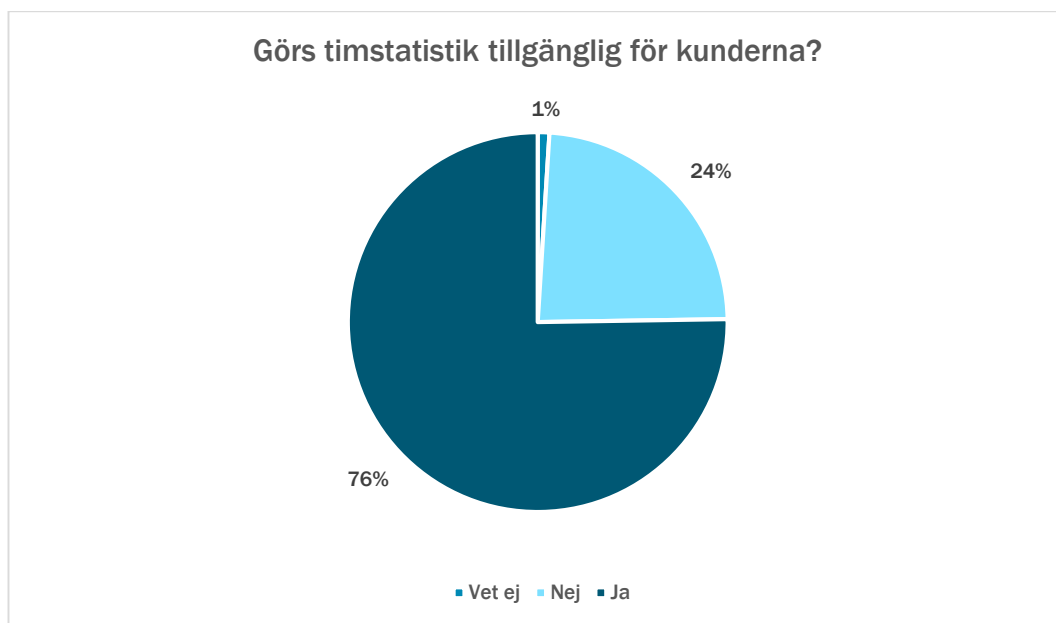


Källa: Sweco, Smarta mätsystem och smarta mätfunktioner.

Timmättningsreformen infördes 2012 och innebär att alla kunder som har ett timavtal har rätt att få sin förbrukning timmätt utan extra kostnad. Timmättningsreformen har fått ett väldigt litet genomslag och har troligen inte påverkat funktionaliteten i det befintliga mätarbeståndet nämnvärt. Flera nätföretag har dock på eget initiativ börjat timmäta sina kunder. Antalet kunder som begärt timmätning var år 2014 ca 8 600, och antalet kunder som timmäts på nätföretagens initiativ är omkring en miljon¹⁹. Enligt enkäten som gjordes 2013 görs timstatistik tillgänglig för 76 procent av nätföretagens kunder, se figur 3 nedan. I Swecos rapport till samordningsrådet lyfts det dock fram en del osäkerhet kring den siffran då det inte anges specifikt vad tillgängliggörandet avser. Det framgick t.ex. inte i enkätfrågan om det innebär att även avräkningssystem och faktureringsrutiner är anpassade för timvärden, eller om det endast är kunden som får ta del av värdena i efterhand genom t.ex. internet.

¹⁹ Ei 2013:05 Uppföljning av timmättningsreformen.

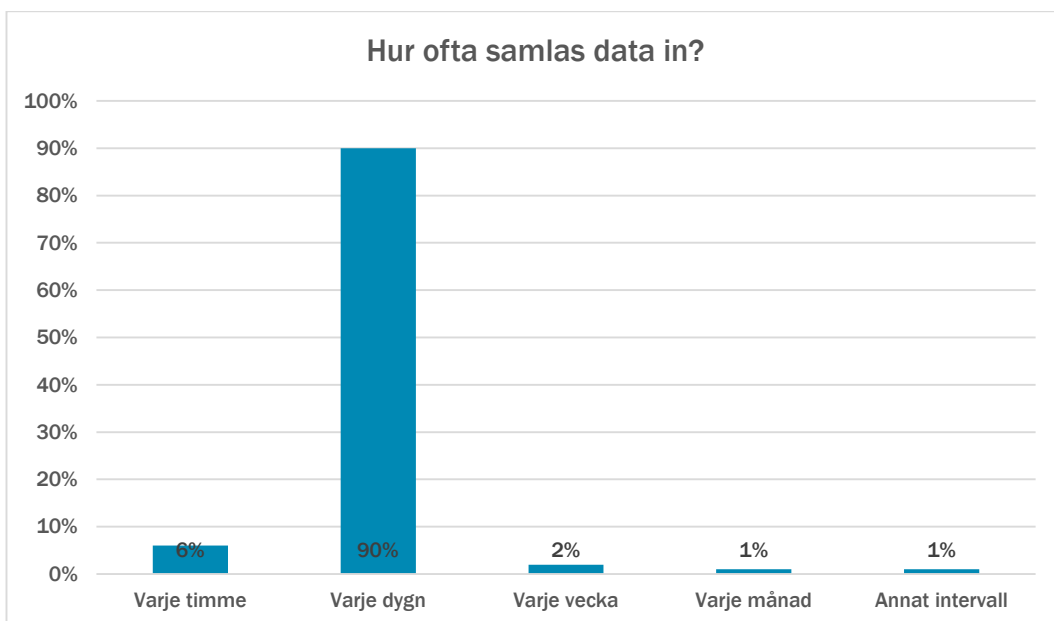
Figur 3 Andel nätföretag som gör timstatistik tillgänglig för kunderna 2013



Källa: Sweco, Smarta mätsystem och smarta mätfunktioner.

Utöver timvärden är insamlingsfrekvensen också en parameter som ställer krav på funktionaliteten i mätsystemen, framförallt med avseende på lagringskapacitet och kommunikation. År 2013 samlades data in varje dygn eller oftare för 96 procent av uttagspunkterna, se figur 4. Enkäten visade också att mätdata kvalitetssäkras varje dygn för 77 procent av uttagspunkterna.

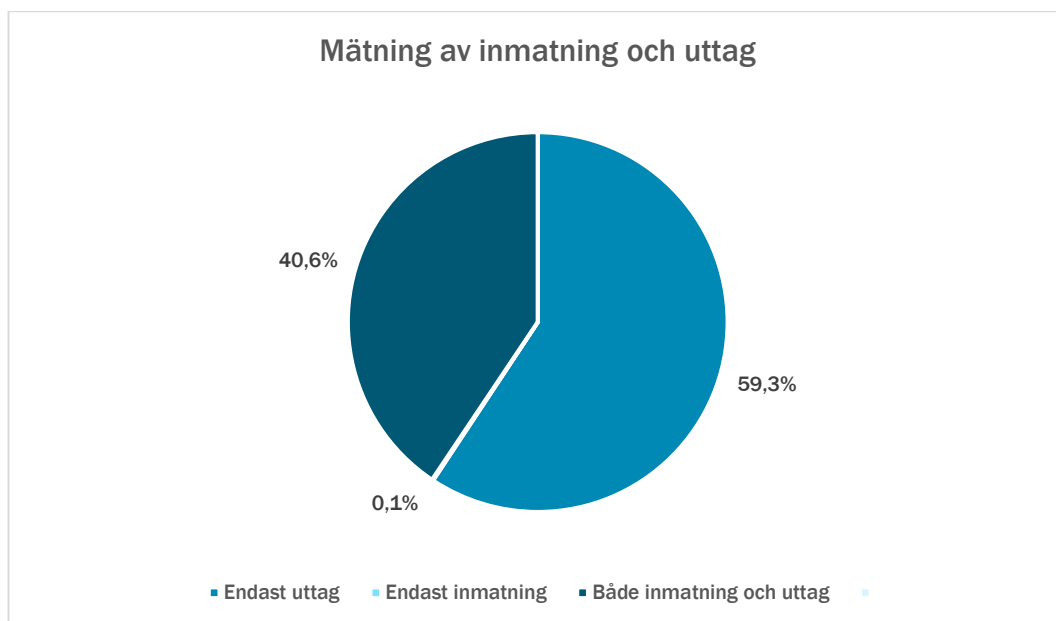
Figur 4 Insamlingsintervall av data 2013



Källa: Sweco, Smarta mätsystem och smarta mätfunktioner.

I takt med att mikroproduktion blir alltmer förekommande på elnätet växer behovet av att kunna mäta producerad energi, dvs. inmatning på elnätet. Detta är också en funktion som EU-kommissionen rekommenderar. Enligt enkätsvar från 2013 har endast drygt 40 procent av uttagpunkterna mätare som hanterar mätning av inmatning, se figur 5.

Figur 5 Mätning av produktion 2013

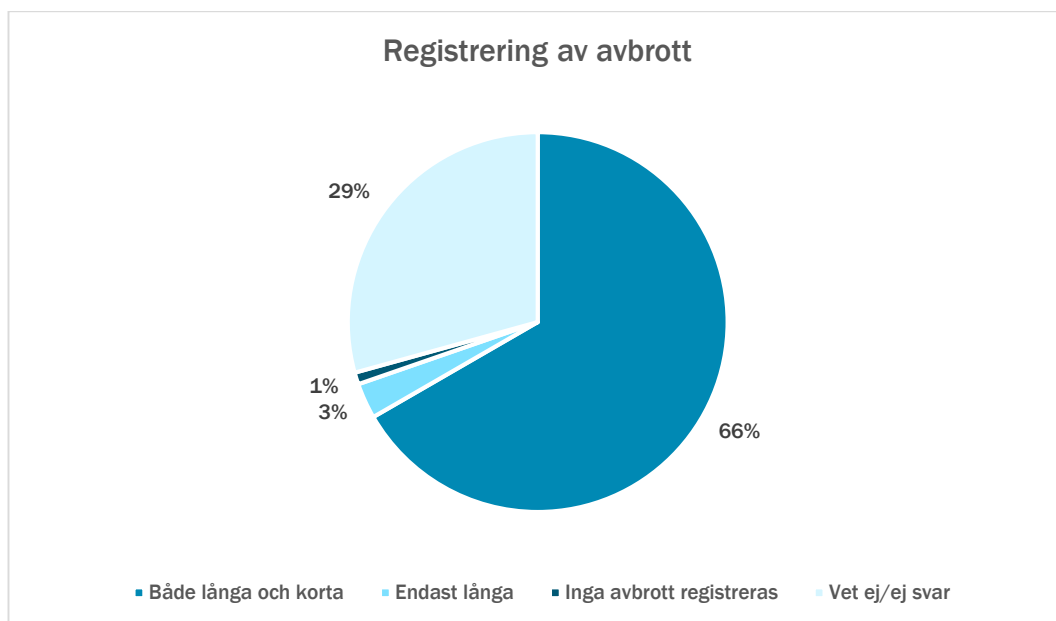


Källa: Sweco, Smarta mätsystem och smarta mätfunktioner

Sedan 2005 har kunder rätt till avbrottsersättning för avbrott på en eller flera faser som varar längre än 12 timmar²⁰. Enligt gällande avbrottsföreskrift EIFS 2013:2 definieras avbrottets början som "den tidpunkt då nätföretaget fick eller borde ha fått kännedom om avbrottet". Denna skrivning har inneburit att nätföretag har kunnat ange tidpunkt för avbrottets början genom information från t.ex. nätstation eller kundsamtal om det inte funnits information om avbrott från kundens mätare. Vid revideringen av avbrottsföreskriften kommer troligen information om avbrottets början att behöva hämtas från kundens egen mätare. Enligt enkäten från 2013 kan 66 procent av mätsystemen registrera både korta (0,1 sek–3 min) och långa avbrott (över 3 min), och 3 procent registrerar endast långa avbrott. För endast 1 procent av uttagspunkterna anges att inga avbrott registreras. Det är dock en stor andel, 29 procent, som inte svarat, eller som svarat "vet ej" på den frågan, se figur 6.

²⁰ Ellagen 10 kap. 9 §

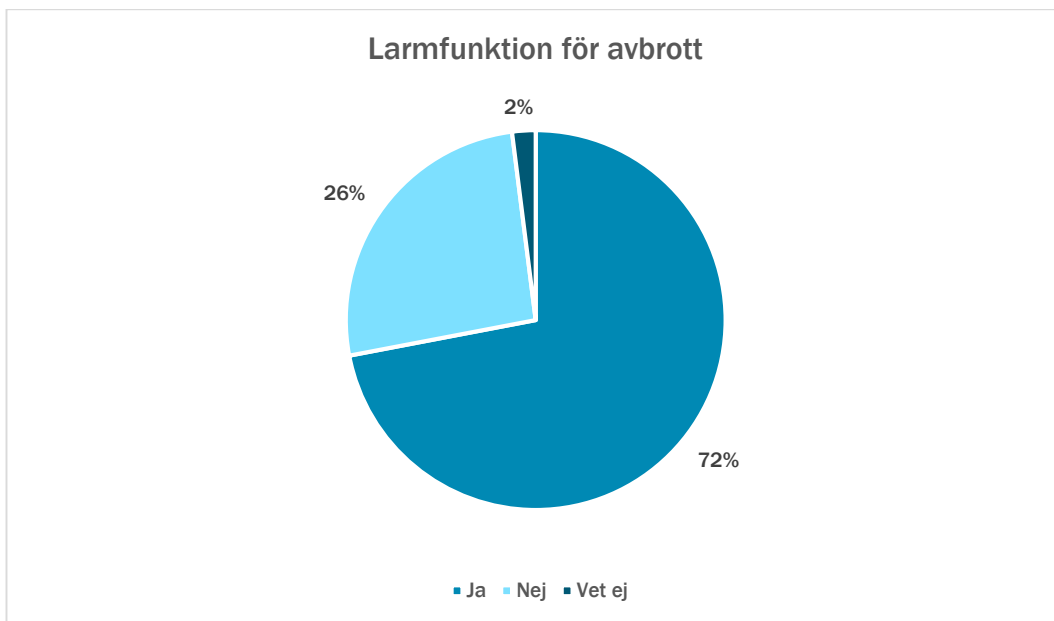
Figur 6 Registrering av avbrott 2013



Källa: Sweco, Smarta mätsystem och smarta mätfunktioner

Ett intressant resultat från enkäten är att 72 procent av uttagspunkterna uppges ha funktion för larm, se figur 7, medan endast 66 procent har funktionen att kunna registrera avbrott. För att kunna skicka larm vid avbrott krävs förutom möjligheten att registrera avbrott också en funktion för att skicka larm, samt en lagringskapacitet i mätsystemet så att larm kan skickas även när mätsystemet är spänningslöst. Skillnaden beror troligtvis på att frågan har tolkats på olika sätt. Att mätsystemen har funktion för avbrott vid larm innebär inte nödvändigtvis att kommunikation och överliggande system stödjer denna funktion, eller att funktionaliteten faktiskt används. Det är också Ei:s erfarenhet att det finns tydliga uppdelningar mellan nätföretagens avdelningar för mätning och avräkning och avdelningar för nät drift, och att dessa ofta arbetar i olika system där olika information från mätsystemen används. Detta kan också bidra till det något tvetydiga svaret.

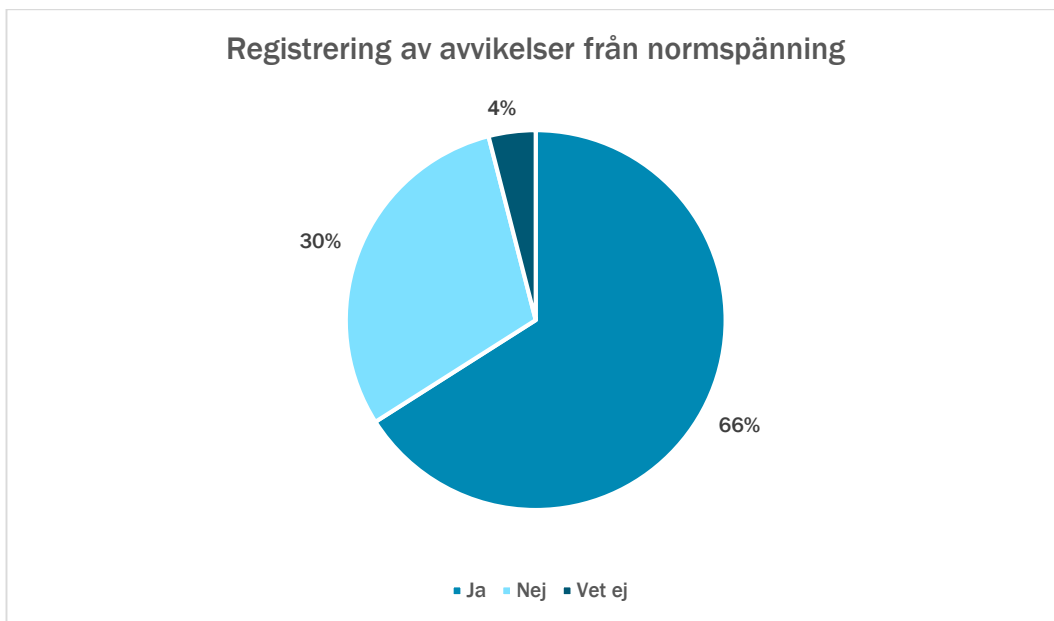
Figur 7 Larmfunktion för avbrott 2013



Källa: Sweco, Smarta mätsystem och smarta mätfunktioner

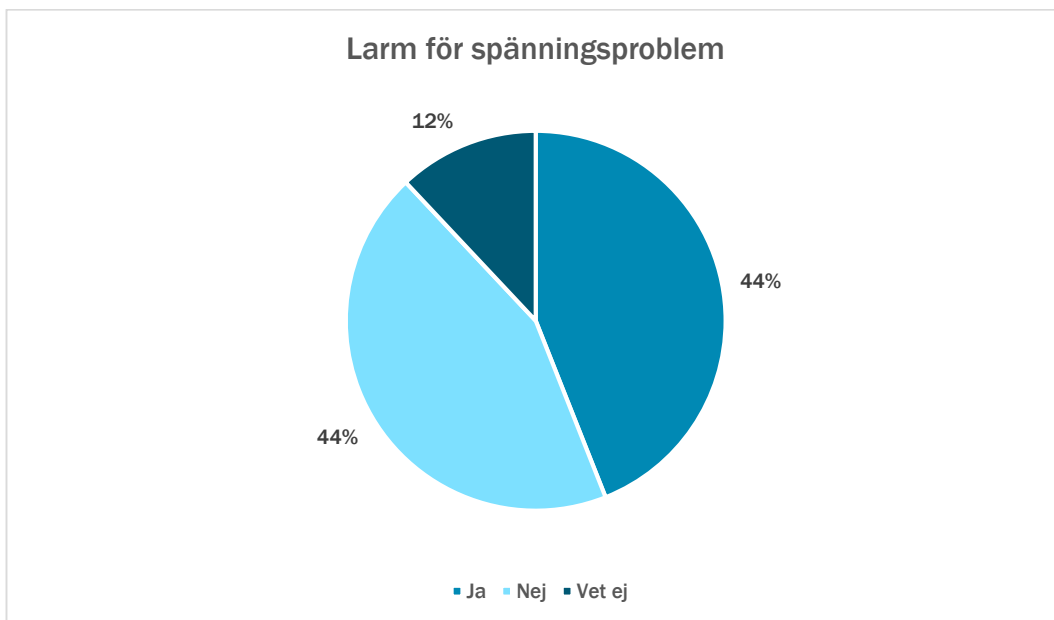
Enkäten visade också att det förutom larm för avbrott finns ytterligare spänningsrelaterade funktioner. Registrering av avvikande spänningsnivå är möjlig hos 66 procent av uttagspunkterna, se figur 8. Larm för avvikande spänningsproblem finns hos 44 procent av uttagspunkterna, se figur 9. Det framgår dock inte från rapporten exakt vilka spänningsproblem som avses.

Figur 8 Registrering av avvikande spänningsnivå,



Källa: Sweco, Smarta mätsystem och smarta mätfunktioner

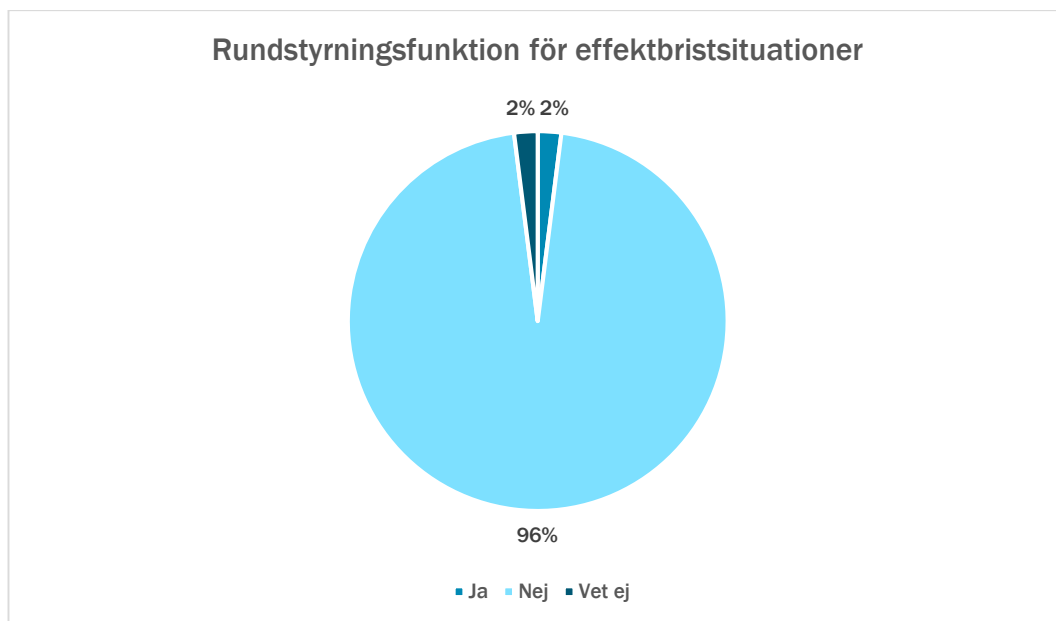
Figur 9 Larm för spänningsproblem,



Källa: Sweco, Smarta mätsystem och smarta mätfunktioner

I enkäten ställdes också frågan huruvida mätsystemen är utrustade med så kallad rundstyrningsfunktion för situationer med effektbrist²¹. Funktionen finns för ca 2 procent av uttagspunkterna, och ca 2 procent vet inte om den finns, se figur 10. I rapporten framhålls dock att denna siffra är förknippad med en viss osäkerhet eftersom respondenterna kan ha tolkat frågan olika, t.ex. om hela eller delar av lasten avses.

Figur 10 Rundstyrningsfunktion, 2013

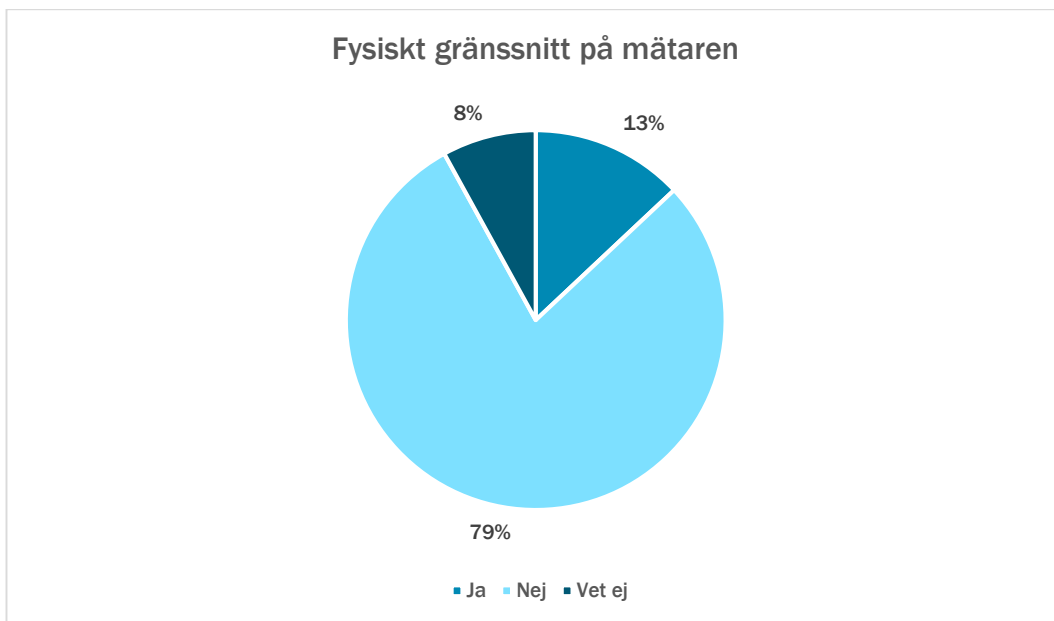


Källa: Sweco, Smarta mätsystem och smarta mätfunktioner

I enkäten ställdes också frågan om mätaren är utrustad med ett fysiskt gränssnitt så att kunden kan ta del av sina mätdata. Respondenterna svarade att ca 13 procent av mätarna har denna funktion. Andelen som svarade "vet ej" var 8 procent, se figur 11. Samma fråga ställdes till nätföretagen 2010, och då blev resultatet att 31 procent av mätarna är utrustade med denna funktionalitet. Eftersom det inte anses rimligt att antalet mätare med denna funktionalitet minskat från 2010 till 2013 menar Sweco att denna siffra är förknippad med en stor osäkerhet och förespråkar ytterligare utredning av frågan. Efter diskussioner med olika nätföretag är det också Ei:s uppfattning att få mätare har denna funktion. Det anses vanligare att kunderna får realtidsinformation genom extern utrustning som kopplas till mätaren, t.ex. ett optiskt läsöga. Nätföretagen har emellertid svårt att uppskatta hur vanligt förekommande detta är eftersom det ofta sker på kundens eget initiativ eller genom kundens elhandelsföretag.

²¹ Möjligheten att styra förbrukning för kunder med t.ex. en elpanna eller varmvattenberedare vid effektbrist.

Figur 11 Kundgränssnitt 2013



Källa: Sweco, Smarta mätsystem och smarta mätfunktioner

3 Mot mer avancerade mätare

I det här kapitlet går vi igenom vilka mätfunktioner EU-kommissionen rekommenderar, vad Energimarknadsinspektionen (Ei) har sagt i frågan tidigare, vad som sagts ifrån Ei:s nordiska och europeiska samarbetsorgan NordREG och CEER, vad Samordningsrådet för Smarta elnät för fram och vilka regler vi behöver ta hänsyn till utifrån ett integritets- och säkerhetsperspektiv. Sammantaget ger kapitlet en bild av vilka förväntningar som finns på framtida mätare och mätsystem utifrån de övergripande mål som satts upp av lagstiftare, myndigheter och institutioner på såväl nordisk som europeisk nivå.

3.1 EU-kommissionen rekommenderar mätfunktioner

Mot bakgrund av det tredje inre marknadspaketet om gemensamma regler för en inre elmarknad antog EU-kommissionen den 9 mars 2012 rekommendationer om förberedelser för uppsättning av smarta mätsystem²².

För att möjliggöra en hög kostnadseffektivitet vid en storskalig uppsättning av mätsystem rekommenderar EU-kommissionen ett antal minimifunktioner som varje mätsystem för el bör erbjuda. Rekommendationerna syftar till att ge nätföretag, tillsynsmyndigheter och mätindustrin en indikation om vilken utveckling Kommissionen önskar se vad gäller mätsystems funktionalitet. Kraven är framtagna på grundval av de riktlinjer för god praxis som definierats av ERGEG²³ och medlemsländernas första kostnadsnyttoanalyser, samt i samråd med Europeiska datatillsynsmannen²⁴. Texten nedan är ett direkt utdrag från EU-kommissionens rekommendationer.

För konsumenten

a) Ge kunden och varje tredje part som utsetts av kunden möjlighet att göra direktavläsningar. Denna funktion är väsentlig i ett smart mätsystem eftersom direkt återkoppling till kunden är väsentlig för att säkerställa energisparande på efterfrågesidan. Det finns ett betydande samförstånd när det gäller tillhandahållande av standardiserade gränssnitt som skulle kunna möjliggöra energihanteringsalternativ i "realtid", till exempel hemautomatisering och olika efterfråge- och utbudssystem, samt underlätta säker leverans av data direkt till kunden. Riktiga, användarvänliga och regelbundna avläsningar som erhålls direkt från det av kunden valda gränssnittet till kunden, och varje tredje part som utsetts av kunden, rekommenderas med bestämdhet eftersom de är centrala för att erbjuda efterfråge-utbudstjänster, fatta energisparbeslut "online" och effektiv integrering av distribuerade energiresurser. För att stimulera energisparande rekommenderas medlemsstaterna bestämt att säkerställa att slutkunder som använder smarta mätsystem är

²² 2012/148/EU Kommissionens rekommendation av den 9 mars 2012 om förberedelser för uppsättning av smarta mätsystem.

²³ Europeisk tillsynsmyndighet för gas och el. Numera ACER

²⁴ Europeiska datatillsynsmannen inrättades 2001. Datatillsynsmannen ska se till att alla EU:s institutioner och organ respekterar den enskildes rätt till privatliv vid behandling av personuppgifter.

utrustade med ett standardiserat gränssnitt som ger kunden tillgång till synliga enskilda förbrukningsuppgifter.

b) Uppdatera de avläsningar som avses i a) tillräckligt ofta för att det ska vara möjligt att använda uppgifterna i energisparande syfte. Denna funktion är endast knuten till efterfrågesidan, det vill säga kunden. Om konsumenter ska kunna lita på de uppgifter som de får från systemet måste de se att de avlästa värdena svarar på deras åtgärder. Hastigheten måste anpassas till svarstiden för de energiförbrukande eller energiproducerande produkterna. Enligt allmänt samförstånd behöver uppdateringshastigheten vara minst en gång var 15:e minut. Fortsatt utveckling och nya energitjänster kommer sannolikt att leda till snabbare kommunikationer. Det rekommenderas också att det smarta mätsystemet ska kunna lagra kundens förbrukningsuppgifter under en rimlig tidsperiod för att det ska vara möjligt för kunden, och varje tredje part som utsetts av konsumenten, att ta fram och gå igenom uppgifter om den senaste förbrukningen. Detta bör göra det möjligt att beräkna de kostnader som är knutna till förbrukning.

För mätoperatören

c) Ge operatören möjlighet till fjärravläsning av mätare. Denna funktion avser utbudssidan (mätoperatörer). Det råder ett brett samförstånd på EU-nivå om att detta är en central funktion.

d) Möjliggöra tvåvägskommunikation mellan det smarta mätsystemet och yttre nät för underhåll och tillsyn av mätsystemet. Denna funktion avser mätning. Det råder ett brett samförstånd om att detta är en central funktion.

e) Ge möjlighet till avläsning tillräckligt ofta för att uppgifterna ska kunna användas för nätplanering. Denna funktion är knuten till både efterfrågesidan och utbudssidan.

För ekonomiska aspekter av energiförsörjning

f) Understödja avancerade avgiftssystem. Denna funktion är knuten till både efterfrågesidan och utbudssidan. Smarta mätsystem bör innehålla avancerade avgiftsstrukturer, register över tidpunkter för användning och fjärrstyrd avgiftskontroll. Detta bör underlätta för konsumenter och nätoperatörer när det gäller att uppnå energieffektivitet och sänka kostnader genom att kapa topparna i energiefterfrågan. Denna funktion samt de funktioner som avses i a och b, är en viktig drivkraft för att öka konsumentens makt och för att förbättra försörjningssystemets energieffektivitet. Det rekommenderas bestämt att det smarta mätsystemet medger automatisk överföring av information om avancerade avgiftsalternativ till slutkunden, till exempel via det standardiserade gränssnitt som angetts i a).

g) Möjliggöra fjärrstyrd påsättning/avstängning av tillförseln och/eller begränsning av flöde eller effekt. Denna funktion är knuten till både efterfrågesidan och utbudssidan. Den ger ökat konsumentskydd genom att den erbjuder graderad begränsning. Den skyndar på processer, till exempel när man flyttar – det gamla nätet kan kopplas från och det nya nätet anslutas enkelt och snabbt. Det behövs vid hantering av nödsituationer i tekniska nät. Men den kan införa extra säkerhetsrisker som måste minimeras.

För säkerhet och uppgiftsskydd

h) Möjliggöra säker datakommunikation. Denna funktion är knuten till både efterfrågesidan och utbudssidan. Höga säkerhetsnivåer är nödvändiga för all kommunikation mellan mätaren och operatören. Det gäller både direktkommunikation med mätaren och alla meddelanden som förs via mätaren till eller från alla anläggningar eller regulatorer hos kunden. För lokal kommunikation inom kundens fastighet krävs både integritetsskydd och uppgiftsskydd.

i) Bekämpa och upptäcka bedrägeri. Denna funktion avser utbudssidan: säkerhet och skydd när det gäller åtkomst. Det råder ett starkt samförstånd om att denna funktion har stor betydelse. Denna funktion är nödvändig för att skydda konsumenten, till exempel mot dataintrång och inte bara för att bekämpa bedrägeri.

För decentraliserad produktion

j) Möjliggöra import/export och reaktiv mätning. Denna funktion är knuten till både efterfrågesidan och utbudssidan. De flesta länder har de funktioner som är nödvändiga för att möjliggöra förnybar energiproduktion och lokal småskalig energiproduktion varvid mätaranläggningen säkras för framtiden. Det rekommenderas att denna funktion installeras som standard och aktiveras/inaktiveras i enlighet med konsumentens önskemål och behov.

Enligt EU-kommissionen bör medlemsstaterna vidta alla nödvändiga åtgärder för att följa dessa rekommendationer vid uppsättning av smarta mätsystem.

3.2 Funktionskrav i andra europeiska länder

Alla medlemsländer som planerar en storskalig installation av nya elmätare rekommenderas att ta hänsyn till EU-kommissionens lista på funktioner i mätsystem. Flera länder har också definierat egna funktioner som kan vara antingen rekommendationer eller absoluta krav.²⁵ En del länder har formulerat både obligatoriska funktionskrav och valfria men rekommenderade funktioner. Eftersom länderna har olika förutsättningar i form av energiförsörjning, mål med utrullningen och ägande av mätsystemen ser funktionskraven lite olika ut.

I Italien, som var tidigt ute med att genomföra en storskalig installation av smarta elmätare, var målet framförallt att minska elstöder, men de senare åren har kundens nytta av mätsystemet fått större betydelse. I Storbritannien äger elhandelsföretagen mätarna vilket har lett till att funktionskraven är formulerade utifrån ökad information till kunderna och med mindre fokus på nätföretagens nytta av mätsystemen.

I Nederländerna har kunder rätt att välja bort en smart elmätare, och också rätt att välja bort viss funktionalitet i elmätaren. Där finns endast lagkrav på att förbrukningen ska mätas varannan månad. Övrig funktionalitet förväntas marknaden stå för utan att det regleras i lag. Målet med utrullningen i Nederländerna är inte, som i vissa andra länder, att skapa ett smartare elnät genom att t.ex. kunna kapa effekttoppar. Fokus har istället varit att möjliggöra för marknaden att sälja ytterligare funktionalitet till kunderna. Även Tyskland har valt en mer marknadsorienterad lösning för införandet av elmätare. Det finns inga

²⁵ Om inte annat anges kommer uppgifter om funktionskrav från Smart Region landscape report 2013. Tillgänglig via <http://www.smartregions.net/landscape>

tydliga krav från myndigheterna, och kostnaderna vägs i många fall inte upp av nyttorna vilket har bidragit till en långsam utveckling i Tyskland.

Utvecklingen av smarta mätsystem i Europa går olika fort och därför skiljer sig också funktionskraven åt i omfattning och tid för ikraftträdande. Italien, liksom Sverige, genomförde en tidig utrullning av mätsystem och därför är det naturligt att de funktionskraven är mindre omfattande jämfört med länder som har tagit beslut om utrullning vid en senare tidpunkt. I Finland trädde större delen av funktionskraven i kraft 2009, medan några började gälla först 2012. Storbritannien och Irland beslutade om funktionskraven 2012 och kommer att genomföra stora utrullningar av mätsystem som uppfyller dessa från 2014 till 2019. I Danmark ska samtliga mätare uppfylla nya funktionskrav från 2020. Österrikes funktionskrav trädde i kraft 2013. Där planeras på nationell nivå storskaliga installationer som ska vara avslutade 2019. Frankrike har som mål att ha färdigställt utrullningen 2016 och alla mätare som installeras efter 2012 måste uppfylla de nationella funktionskraven. I Tyskland är funktionskrav under utveckling.

Olika lösningar för att ge kunderna information

Medlemsländerna har valt olika sätt att förmedla information till kunderna. Irland och Storbritannien har valt att göra en display obligatorisk eftersom det anses vara ett viktigt steg mot aktivare kunder. I Irland har en relativt enkel display gjorts obligatorisk under en övergångsperiod för att få kunderna att bli mer aktiva och därigenom snabba på utvecklingen av marknaden för mer avancerade tjänster och produkter. Displayen ska kunna visa information om förbrukning och pris samt tillgänglig kredit för de kunder som använder sig av förskotts betalning. I Storbritannien finns också krav på att kunden ska erbjudas energieffektiviseringsråd vid installationstillfället.

Andra länder har inte gått fullt så långt i sina funktionskrav som Irland och Storbritannien men kräver istället att en display eller annan typ av apparatur ska kunna anslutas enkelt genom ett gränssnitt på mätaren. Österrike, Danmark, Finland, Frankrike, Norge och Portugal har valt en sådan lösning. I några av länderna är gränssnittet obligatoriskt, i andra, t.ex. Finland, ska det erbjudas om kunden begär det. Om kunden inte begär realtidsinformation får hen istället information om sin förbrukning senast dagen efter via t.ex. nätföretagets hemsida. Mätarens gränssnitt ska tillåta övervakning av momentan och ackumulerad konsumtion, kommunikation med extern utrustning i kundens anläggning samt kunna förmedla information om priser, aktuell tariff och eventuella störningar på elnätet. Några av länderna har specificerat att gränssnittet ska vara öppet och/eller standardiserat.

Fjärravläsning och fjärrstyrning är viktiga funktioner

Att mätaren kan avläsas och utföra olika kommandon utan att nätägaren måste göra besök på plats är viktiga kostnadsbesparande funktioner. De ingår också i EU-kommissionens rekommenderade funktioner och är centrala funktioner i ett smart mätsystem.

Fjärravläsning kan både innebära att mätdata samlas in periodiskt efter ett förutbestämt schema och att nätföretag, eller i förekommande fall elhandlaren, kan göra avläsningar vid behov. Finland, Norge och Österrike har funktionskrav som säger att förbrukningsdata ska rapporteras en gång per dygn. Finland och Norge anger också att insamlad data ska göras tillgängligt för kunden senast nästkommande dag. Italien anger att avläsningen ska kunna

göras periodiskt för debiteringsändamål men anger inte mer specifikt vilket intervall som avses.

De danska funktionskraven som börjar gälla 2020 säger att nätföretaget när som helst ska kunna inhämta mätvärden från mätsystemet. Spanien anger att även kvalitetsparametrar och olika loggade händelser ska kunna avläsas. Italienska funktionskrav anger att långsamma spänningsvariationer ska kunna avläsas.

Att mätaren ska ha en brytare som tillåter bortkoppling och inkoppling på distans anges i funktionskraven för Österrike, Frankrike, Ungern, Norge, Portugal och Storbritannien. Det beskrivs dock inte i detalj hur och när denna funktion får användas. I EU-kommissionens rekommendationer anges att det är en viktig funktion både för att förenkla flyttprocessen och för att hantera nödsituationer i nätet.

Begränsning av effekt är ytterligare en funktion som rekommenderas av EU-kommissionen och som flera länder också har tagit med i sina nationella krav. Funktionen är formulerad som att mätaren ska tillåta laststyrning, efterfrågestyrning eller begränsning av konsumtion i Österrike, Ungern, Malta, Norge, Portugal och Spanien. Frankrike, Finland och Storbritannien är mer detaljerade i beskrivningen av funktionen och hur den ska genomföras. I Frankrike måste åtminstone ett relä kunna styras av nätföretaget eller elhandlaren i syfte att kapa effekttoppar. I Finlands funktionskrav anges att begränsningen antingen kan åstadkommas genom att mätaren vidarebefordrar styr signaler till extern apparatur i kundens anläggning eller att mätaren utför styrningen genom att slå av eller på ett relä. I Storbritannien kan kunden avtala om en högsta tillåtna effekt i sitt kontrakt och om effektuttaget överstiger den avtalade effekten i 30 sekunder eller mer begränsas effektuttaget samtidigt som elhandlaren informeras om händelsen.

Möjlighet till fjärruppdatering av mätsystemets mjukvara och inställningar är en viktig kostnadsbesparande funktion och den funktionen finns med i flera länders nationella funktionskrav, trots att funktionen inte finns med i EU-kommissionens funktionslista. Österrike, Danmark, Frankrike, Ungern, Italien och Spanien har med funktionen i sina krav. I några av länderna finns endast krav på att inställningar för registreringsfrekvens fjärruppgaderas. Andra anger att fjärruppgredning ska omfatta ändringar i avtalet, tariffinställningar, samt att uppgreda och omprogrammera mjukvara. Norge har inte uttryckligen angett fjärruppgredning som ett krav, men säger att registreringsfrekvensen ska kunna ändras på ett enkelt sätt, vilket i praktiken innebär fjärruppgredning.

Olika tolkningar av tillräckligt ofta och rimligt länge

Enligt EU-kommissionens rekommendationer ska avläsningar av förbrukningen uppdateras tillräckligt ofta för att uppgifterna ska kunna användas i energibesparande syften. Uppgifterna ska också lagras rimligt länge för att kunden eller tredje part ska kunna ta fram den senaste periodens förbrukning. Hur dessa rekommendationer tolkats av olika länder varierar från avläsningsintervall på 15 minuter upp till 2 månader, och en lagringstid från 36 dagar till 13 månader.

Ett antal länder har angett 15-minutersavläsning som funktionskrav. Till dem hör Österrike, Danmark (från 2020), Ungern och Portugal. Ungern har också specificerat att dessa data ska kunna skickas till nätföretaget. Norge har angett att mätsystemen enkelt ska kunna ställas

om till 15-minutersavläsning med motiveringen att det kan finnas behov för mer högupplöst information i framtiden. Till dess gäller krav på timmätning i Norge. Detsamma gäller för Finland, Frankrike och Spanien. Finland ställer också krav på timavräkning. Frankrike anger att registreringsintervallet ska kunna ändras från 60 minuter till 30 minuter vid behov. Storbritannien anger 30 minuter som registreringsintervall. Nederländerna har det längsta avläsningsintervallet i sina krav, två månader. Tätare avläsning är enligt den nederländska nätmyndigheten en fråga för marknaden.

När det gäller lagring av uppgifter har flera länder endast angett att detta ska vara möjligt och inte vilka data som ska lagras eller hur länge. I vissa funktionskrav finns också kravet att uppgifterna inte får gå förlorade vid strömavbrott. Österrike anger att all uppmätt data ska sparas i minst 60 dagar, och Frankrike anger att lastprofiler ska sparas i samma tid. Portugal anger en lagringstid på 3 månader. Det land som har krav på längsta lagringstiden är Storbritannien som skriver att förbrukning och kostnad ska sparas i 13 månader och kommas åt genom displayen på mätaren.

Mätsystemens funktioner kan också användas i nätdriften

Förutom att mäta för debiteringsändamål och för att ge mer information till kunderna kan mätsystemen bidra med viktig information för nätägaren om statusen i elnäten. Ökad övervakning och kontroll även på lågspänningsnäten beskrivs också ofta som viktiga funktioner i ett smart elnät.

Flertalet länder har funktionskrav om att mätsystemen ska kunna mäta elkvalitet. Det handlar om att lagra information om avbrott samt över- och underspänningshändelser av olika varaktighet. Vissa länder har endast krav om att dessa uppgifter ska registreras och lagras medan andra länder har som krav att avvikande spänning ska generera en händelse som t.ex. en varning på kundens display eller ett larm till nätföretaget. Norge har också krav på att mätaren ska kunna detektera och skicka signal om jordfel.

Mätsystemen måste ha funktioner för säkerhet

I takt med att en större mängd data mäts, lagras och överförs blir kraven på att detta görs på ett säkert sätt allt viktigare. Detta speglas både i EU-kommissionens rekommendationer och i flera länders funktionskrav.

För överföring av data finns funktionskrav om att detta ska ske krypterat. Mätaren ska också kunna upptäcka och ge larm om otillåten användning, t.ex. genom fysisk åverkan på mätaren eller att någon del av mätsystemet blivit "hackad". Från några länder finns också krav på att överföringen av data måste uppfylla kraven från landets IT- och datasäkerhetsmyndighet. Funktioner för säkerhet syftar både till säkerhet för kunden och för nätföretaget, genom att mätare kan informera om misstanke att obehörig försökt ta sig in i mätaren.

Nederländerna har haft omfattande debatter om införandet av elmätare, och integritetsaspekten blev väldigt viktig i dessa diskussioner. Istället för att bygga in mer säkerhet och integritetsskydd i mätsystemen valde Nederländerna att göra det möjligt för kunder att välja bort en smart elmätare och behålla en mekanisk.

Mätning av lokal produktion

Småskalig och decentraliserad produktion är ett alltmer vanligt förekommande inslag i de europeiska elnäten. Det är en utveckling som förespråkas både på EU-nivå och nationell nivå. När fler och fler kunder börjar producera egen el blir det viktigare att kunna mäta mängden energi som matas in på elnäten genom den lokala produktionen. Därför rekommenderar EU-kommissionen att mätsystem för el ska kunna mäta både producerad och konsumerad energi samt reaktiv energi.

Ett antal länder har formulerat krav om mätning av produktion i sina nationella krav. Till dem hör Norge, Danmark, Portugal och Storbritannien. Storbritannien har formulerat kravet så att mätaren för konsumtion ska kunna kommunicera med minst en mätare av produktion, men det rör sig alltså om två fysiska enheter för mätning. Även Österrike har en lösning där flera undermätare, t.ex. för produktion eller laddning av elbil, är kopplade till en huvudmätare och använder samma kommunikationssystem för kommunikation med nätföretaget.

3.3 Tidigare rapporter från Energimarknadsinspektionen

I rapporten *Vägval för en utvecklad marknad för mätning och rapportering av el*²⁶ utreder Ei förutsättningarna för en konkurrensutsatt marknad för mätning och rapportering av el. Ei konstaterar i rapporten att elmätaren fyller två huvudfunktioner på elmarknaden idag. För det första tillhandahåller den mätvärden för debitering av kunder och avräkning mellan elmarknadens aktörer. För det andra ger den information till nätägaren som används för en säker och effektiv drift av elnäten.

I utredningen framhålls att marknaden för mätning av el kommer att behöva utvecklas under de kommande åren, oavsett om den förblir reglerad eller konkurrensutsatts. Det finns ett uttalat mål om att konsumenten ska ges mer information om och inflytande över sin elförbrukning och elräkning²⁷. Enligt Ei:s rapport gynnar nuvarande regelverk inte en utveckling av marknaden för energitjänster och smarta hem då kundens möjlighet att få information om sin momentana förbrukning är mycket begränsad.

Enligt rapporten bör nätägaren även i fortsättningen vara ansvarig för mätning av el, men marknaden för energitjänster bör vara konkurrensutsatt. Förhoppningen är att stabila spelregler på marknaden ska leda till fler aktörer som erbjuder energitjänster. Ei föreslår därför ändrade förordningsbestämmelser som innebär att kunden får bestämma vilken aktör som ska få ta del av mätvärdena. I rapporten framhålls också att funktionaliteten i mätaren spelar en avgörande roll för utvecklingen av marknaden för energitjänsteföretag. Bland annat skulle standardiserade gränssnitt för kommunikation av mätdata till kunden möjliggöra och underlätta för energitjänsteföretag att erbjuda tjänster till kunderna.

I rapporten *Informationshanteringsmodell på den framtida svenska elmarknaden*²⁸ lämnar Ei förslag på vilken informationshanteringsmodell för mätdata som är mest lämplig att använda i Sverige i framtiden. Förslaget innebär att Svenska kraftnät bör utveckla och driva en central tjänstehubb för mätdata. Bakgrunden till undersökningen är att det anses troligt

²⁶ Ei R2012:12

²⁷ bl.a. prop. 2010/11:153

²⁸ Ei R2014:16

att utvecklingen på elmarknaden kommer ställa högre krav på informationshantering i framtiden. Den modell som används i Sverige idag, som bygger på bilateral kommunikation mellan aktörer, anses inte vara hållbar i en framtid med mycket större dataflöden än i dagsläget.

De ökade kraven på informationshantering i framtiden beror bland annat på en utveckling mot smarta elnät. Smarta elnät innebär ökad bevakning och styrning av näten vilket ställer krav på att information om kunders förbrukning och mikroproduktion finns tillgänglig. Parallellt sker en utveckling där allt fler energitjänsteföretag etablerar sig på marknaden vilket innebär ett ökat behov av tillgänglighet till mätvärden. Dessa energitjänsteföretag kan använda sig av både historiska och momentana mätvärden. Flera tjänster, såsom laststyrning, kräver dock momentan information. Detta förutsätter snabb kommunikation och effektiv datahantering. Det är troligt att en del information för energitjänster kommer att hämtas direkt från elmätaren. En sådan utveckling underlättas av införandet av ett öppet gränssnitt i mätaren.

Ei publicerade 2010 rapporten *Anpassning av elnäten till ett uthålligt energisystem*²⁹ där smarta elnät och smarta mätare står i fokus.

I rapporten lyfts smarta mätare fram som en viktig del i smarta nät, där alltmer ny teknik för övervakning och styrning av elnätet kommer att användas. Smarta mätare ger möjlighet för kunden att bli mer aktiv genom tillgång till mer detaljerad information om sin förbrukning och möjlighet att svara på prissignaler. Nätägaren kan också dra nytta av den mer detaljerade informationen i nät drift- och nätplaneringsverksamheten.

Ei gör i rapporten bedömningen att resultaten från pågående arbeten om funktionskrav på EU-nivå bör inväntas innan eventuella nationella funktionskrav tas fram. Ett antal nyttor och användningsområden listas dock i rapporten. Dessa är att underlätta introduktion av förnybar produktion samt att möjliggöra för effektreducering vid effekttoppar, effektivare elanvändning vilket kan ge aktivare kunder.

Ett flertal funktioner nämns som viktiga för att underlätta introduktion av förnybar produktion. Både tvåvägskommunikation och fjärrstyrning behövs för att kunna reglera produktionsanläggningen vid t.ex. situationer med lokalt över- eller underskott av produktion. Genom att kunden ges tillgång till detaljerad mätdata och kan ge den vidare till tredje part kan både produktion och förbrukning i kundens anläggning styras. I rapporten framhålls också elmätarens roll för att möjliggöra mer avancerade tariff- och betalsystem där bland annat nettodebitering direkt i mätaren anges som en möjlig väg. I dagsläget är den lösningen emellertid inte förenlig med svenska skatteregler. Slutligen är någon typ av hemmagränssnitt viktig för att kunden kan få enkel återkoppling om produktion och konsumtion.

För effektreducering vid effekttoppar behövs timmätning, fjärravläsning, tvåvägskommunikation och återkoppling till kunden av förbrukning och tariffer. Genom ett hemmagränssnitt kan kunden ges signaler att minska sin förbrukning vid tidpunkter med hög belastning. Genom ett öppet gränssnitt på mätaren kan kunden också köpa tjänster från ett energitjänsteföretag som kan styra förbrukningen från tidpunkter med hög belastning.

²⁹ Ei R2010:18

Samma funktioner i mätaren behövs även för nyttorna effektivare elanvändning och aktivare kunder.

I rapporten framhålls timmätning som ett viktigt steg mot ett uthålligt energisystem. Timmätning innebär en positiv samhällsnytta eftersom det bidrar till en mer informerad kund med möjlighet att ändra sin energianvändning och sitt effektuttag. Ett stegvist införande av timmätning för alla anses vara mest fördelaktigt.

För att möjliggöra en marknad för energitjänster lyfts vikten av ett öppet gränssnitt på mätaren fram. Energitjänsteföretag bör, efter kundens medgivande, få ta del av åtminstone samma uppgifter som elhandlarna gör. Nätföretagen ska ha tillgång till den information som behövs för nätverksamheten utan särskilt medgivande från kunden, men vilken data detta är ska alltid kunna motiveras på ett godtagbart sätt.

3.4 Europeiska tillsynsmyndigheter har föreslagit funktioner

Inom ramen för det europeiska samarbetsorganet Council of the European Energy Regulators (CEER) har Ei bidragit till att ta analysera frågor relaterade till införande av smarta mätare. CEER:s rapport *Final guidelines of good practice on regulatory aspects of smart metering for electricity and gas*³⁰ från 2011 är särskilt viktig i sammanhanget. I rapporten listas tjänster som kunder och mikroproducenter med smarta mätare ska ha tillgång till. Tjänsterna är direkt relaterade till vilken funktionalitet som bör finnas i mätaren/mätsystemet och listan låg till grund för de funktioner som EU-kommissionen 2012 rekommenderade ska finnas i smarta mätare (se kap. 3.1).

- 1 Kunden ska ha kontroll över sitt mätdata
- 2 Information om faktisk förbrukning och kostnad, på månadsbasis, utan kostnad
- 3 Tillgång till information om konsumtion och kostnadsuppgifter på kundernas efterfrågan
- 4 Lättare att byta leverantör, flytta eller ändra avtal
- 5 Räkningar baserade på faktisk förbrukning
- 6 Erbjudanden som avspeglar faktiska konsumtionsmönster
- 7 Fjärrkapacitet minskning/ökning
- 8 Fjärraktivering och avaktivering
- 9 Alla kunders mätare ska kunna mäta både uttag och inmatning
- 10 Larm vid icke-planerat avbrott
- 11 Larm vid exceptionell energiförbrukning
- 12 Öppet gränssnitt till hemmet
- 13 Programvaran ska kunna uppgraderas på distans
- 14 Vid en kostnadsnyttoanalys bör en omfattande värdekedja användas
- 15 Alla kunder ska dra nytta av smarta mätare
- 16 Ingen diskriminering vid utrullning smarta mätare

En viktig princip som CEER lyfte fram i rapporten går ut på att det alltid är kunden som ska kunna välja på vilket sätt mätdata ska användas och av vem, med undantag av mätvärden

³⁰ Ref: E10-RMF-29-05, 8 February 2011

som krävs för att uppfylla reglerade skyldigheter. Principen bör vara att den aktör som begär information ska redogöra för vilken information som behövs och hur ofta den behövs och kan då att få kundens godkännande för detta. Full insyn i befintliga kunduppgifter bör vara den allmänna principen. Till exempel när en nätägare är ansvarig för informationen om kundens spänningskvalitet bör kunden i så fall kunna a) veta att dessa data existerar, och b) få information om explicit data.

3.5 Nordiska förslag

Ei har inom ramen för det nordiska samarbetsorganet Nordic Energy Regulators (NordREG) i rapporten *Report 2/2014 Recommendations on Common Nordic Metering Methods* föreslagit följande tre rekommendationer vad gäller smart mätning:

Mätmetod: Automatisk mätaravläsning bör genomföras i samtliga fyra nordiska länder för alla kunder för att underlätta en effektiv och fungerande nordisk slutkundsmarknad. Tidsramen för genomförandet bör beslutas nationellt.

Mätarens funktionalitet: Mätaren bör kunna registrera energianvändningen minst på timbasis. Dock bör tidsramen för genomförandet av denna funktionalitet beslutas på nationell basis. Av kostnadsskäl kan det vara tillåtet nationellt för att göra ett undantag för timmätning i de fall då elförbrukningen vid tidpunkten för konsumtionen kan uppskattas exakt, såsom i fallet med automatiska trafikkontrollkameror, enstaka trafikljus, gatubelysning och så vidare.

Mätaravläsningens frekvens: Mätaravläsning bör ske dagligen. För kunder med låg förbrukning, kan avläsningsfrekvensen beslutas på nationell nivå. Avläsningen ska vara i enlighet med den tidsfrist som fastställts för balansavräkningsperioden.

3.6 Samordningsrådets rekommendationer

I december 2014 lämnade samordningsrådet förslag på en nationell handlingsplan för smarta elnät³¹.

Underlätta för kunderna att få tillgång till mätdata och information

Samordningsrådet föreslår att regelverket ändras så att kunderna får kostnadsfri rätt till timvärden vid förfrågan utan dagens krav på elavtal som kräver timmätning.

Samordningsrådet rekommenderar att förslaget ska gälla från och med 1 juli 2016.

Samordningsrådet bedömer att den kunskap som kunden får genom att ta del av historiska timvärden ökar kundernas möjligheter att bedöma vilka avtal och tjänster som är bra för kunden. Samordningsrådet anger inte hur informationen ska lämnas till kunderna utan det överläts till elnätsföretagen att bestämma. Samordningsrådet konstaterar att den stora potentialen till förändrat förbrukningsmönster bland hushållskunder framförallt finns i småhus med elvärme. Potentialen bland lägenhetskunder är betydligt mindre.

Rådet konstaterar att den styrsignal som elpriset ger elkunderna kan vara otillräcklig och att styrsignaler kopplade till nättariffen kan vara mer lämplig om man vill att fler kunder ska bli

³¹ Planera för effekt – Slutbetänkande från Samordningsrådet för smarta elnät. SOU 2014:84

mer flexibla i sin elanvändning. Det är ytterligare ett argument för att inte bara koppla tillgången till timvärden till valet av elavtal.

Svårigheten för kunder som bor i flerbostadshus med kollektivmätning att få information om sin elförbrukning bedömer rådet kommer att lösas på sikt genom den nya lagen om energimätning i byggnader (2014:267) som innebär att energianvändningen i enskilda lägenheter ska mätas. Dessutom finns som tidigare nämnts den stora potentialen för kundaktivitet kopplat till elförbrukningen i småhus med elvärme.

Realtidsmätning

Samordningsrådet uppmanar Ei att ta hänsyn till eventuellt behov av mätvärden med högre upplösning än timvärden när Ei utreder behov av reglerade funktionskrav för elmätare och relaterade system. Rådet konstaterar att realtidsdata skulle ge elkunderna bättre överblick över sin användning. Dessutom får kunden chansen till omedelbar återkoppling på vilka effekter ett visst beteende har och kan följaktligen bättre förstå konsekvenserna av de val man gör. Rådet slår fast att realtidsinformation är en viktig förutsättning för att energitjänsteleverantörer ska kunna utveckla och erbjuda tjänster som är anpassade till elkunderna. Rådet konstaterar att det redan idag finns ca 30 000 installerade enheter i Sverige som mäter elförbrukning i realtid via optisk utrustning som läser av den befintliga elmätaren men att mer avancerade lösningar kan krävas när tjänstemarknaden utvecklas. Ett sätt att uppnå detta är att informationen blir tillgänglig i realtid genom ett lokalt standardiserat seriellt gränssnitt, en port i mätaren. Fördelar som nämns med en sådan lösning innefattar bland annat att lösningen är flexibel, utvecklingsbar och kostnadseffektiv samtidigt som den ger möjlighet till avräkning av småskalig elproduktion (vilket inte är möjligt med tidigare nämnda optiska läsutrustning). Porten ger också elkunderna möjlighet att i högre utsträckning själva ta del av och lämna vidare förbrukningsinformation till exempelvis energitjänsteleverantörer.

Rådet framhåller, inför Ei:s genomförande av detta regeringsuppdrag, att smarta mätfunktioner är relevanta i följande aktörsperspektiv:

- Elnätsföretag (nät drift, nätplanering, optimering, elkvalitet, störningsinformation m.m.)
- Elanvändare (information i realtid om användningen)
- Tjänsteföretag (utveckling och erbjudanden om anpassade produkter och tjänster till elanvändarna kopplade till realtidsdata om energianvändningen)

Rådet lyfter fram följande områden där smarta mätfunktioner är värdefulla:

1. Information i realtid om kundens elanvändning (bland annat som underlag för efterfrågefleksibilitet)
2. Mätvärdesinsamling med timupplösning (bland annat effekttariffer och efterfrågefleksibilitet)
3. Utökad informationsinnehåll från mätaren (bland annat avbrottsinformation och leverans kvalitet)

4. Utökad mätning (identifiering av nätförluster, småskalig produktion). Mätning på fler platser i nätet för att ge information till elnätsföretaget så att nätförluster kan reduceras. Det innebär även mätning och styrning av småskalig produktion.

Vidare anger rådet att utvecklingen av funktionskrav så långt det är möjligt bör ske i takt med utvecklingen på EU-nivå och utifrån det underlag som finns på europeisk nivå.

3.7 Standardisering

Det pågår standardiseringsarbete både på europeisk nivå och i Sverige. I det här kapitlet beskrivs standardisering i Europa genom mandat 441 och mandat 490, samt standardisering i Sverige genom samarbetet Proaktivt forum.

Standardisering i Europa

Det europeiska standardiseringsprojektet Mandat 441³² initierades som en följd av ett antal EU-direktiv, bland annat energieffektiviseringsdirektivet, mätinstrumentdirektivet och det tredje inre marknads paketet. Syftet var att identifiera standarder för att underlätta kompatibilitet mellan olika tekniska lösningar för mätsystem av el, gas, värme och vatten med anledning av det storskaliga införande av dessa system som medlemsländerna rekommenderas att genomföra. Arbetet startade 2009 och drivs av standardiseringsorganisationerna CEN, CENELEC och ETSI. EU-kommissionen menar att det sker snabb teknisk utveckling på området för mätsystem och olika lösningar för att ge kunden information om sin förbrukning. Utvecklandet av standarder för mätsystem av olika nyttigheter kan främja marknaden genom att öka konkurrens och möjliggöra massproduktion. Avsaknaden av harmoniserade standarder kan däremot leda till ett flertal olika lösningar som är inkompatibla med varandra och därigenom hämmar konkurrensen på marknaden.

I mandatet framgår att arbetsgruppen ska ta fram en europeisk standard som täcker en öppen lösning i både hårdvara och mjukvara av mätare för el, gas, vatten och värme. Mätsystemen ska stödja tvåvägskommunikation och tillåta avancerade information- och kontrollsystem för konsumenter och tjänsteleverantörer. Lösningen måste vara skalbar och fungera i små, enkla system såväl som i stora, komplexa lösningar. Arbetsgruppen ska också ta fram standarder för kommunikationer som både tar hänsyn till nutida relevant kommunikationsteknik och är anpassningsbar för framtida kommunikationslösningar.

Inom ramen för mandat 441 har ett antal funktioner för mätsystem definierats³³. Dessa är:

1. Möjliggöra fjärravläsning av metrologiska register och delgivande av dessa till förutbestämda marknadsaktörer.
2. Tillåta tvåvägskommunikation mellan mätsystem och förutbestämda marknadsaktörer.

³² M/441 March 2009, Standardisation mandate to CEN, CENELEC and ETSI in the field of measuring instruments for the development of an open architecture for utility meters involving communication protocols enabling interoperability.

³³ Introduction and guide to the work undertaken under the mandate. A report by the CEN-CENELEC-ETSI Smart Meters Coordination Group at the end of 2012.

3. Stödja avancerade tariff- och betalsystem.
4. Tillåta fjärrvis avstängning, påslagning och effektbegränsning.
5. Säkerställa säker kommunikation som tillåter mätsystem att visa metrologiska data till slutkund och av kunden utsedd tredjepartsaktör.
6. Visa information via webbportal till display eller annan utrustning i kundens anläggning.

Standardiseringsarbetet inom mandat 441 har inte som mål att föreslå *en* standardiserad lösning för alla mätsystem i Europa. Målet är istället att se till att alla lösningar som finns för mätsystem täcks av en standard. De standarder som föreslås av mandaten innebär alltså inte nödvändigtvis att de är resultat av bästa praxis eller rekommendationer från arbetsgruppen, utan endast att de uppfyller krav på kompatibilitet.

Smarta mätsystem är en viktig del i smarta nät och därför koordineras standardiseringsarbetet i mandat 441 med standardiseringsmandatet 490 för smarta elnät. Fokus inom mandat 441 ligger på att åstadkomma kompatibilitet mellan komponenter i mätsystem. Därför behandlas t.ex. inte ett kundgränssnitt inom ramen för mandat 441. Detta, liksom funktioner för t.ex. distribuerad elproduktion, behandlas inom ramen för standardisering av smarta elnät.

Sedan standardiseringsarbetet inleddes 2009 har arbetsgruppen levererat ett antal dokument. En teknisk rapport med standarder och användningsfall för referens kom ut 2011. Samma år kom en rapport om standarder för integritet och säkerhet kopplat till mätsystem. Eftersom det kontinuerligt sker teknisk utveckling på området för mätsystem kommer standardiseringsarbetet att pågå åtminstone till 2020, då de storskaliga installationerna i Europa förväntas vara avslutade. Trots att det ursprungliga uppdraget enligt mandatet kan bli uppfyllt innan dess, antas arbetet med standarder och koordinering med relaterade standardiseringsarbeten fortgå till åtminstone 2020.

Det pågår också standardisering inom mandat 490, standardisering av smarta elnät. Detta arbete tangerar delvis det som sker inom mandat 441, standardisering av smarta mätare, men har ett annat fokus. Inom mandat 490 handlar funktionerna av elmätare mer om att åstadkomma kompatibilitet mellan olika tekniska lösningar för att åstadkomma efterfrågefleksibilitet, t.ex. genom hemautomationssystem i kundens anläggning. Denna typ av system ligger utanför ramarna för mandat 490, men gränssnittet mellan mätare och hemautomationssystemen behandlas i mandatet.

Proaktivt forum

Proaktivt forum är ett samarbete mellan Svensk Energi och Elmaterielleverantörerna. Organisationerna har tagit fram en branschrekommendation som bygger på att kunden via ett gränssnitt på elmätaren får tillgång till mätvärden i nära realtid, utan att informationen går via nätföretaget och sedan förmedlas via t.ex. *mina sidor*. Enligt Proaktivt forum kommer mycket av informationen att stanna i kundens hushåll, eller gå direkt till ett energitjänsteföretag. De menar också att nätföretag, kunder och energitjänsteföretag ofta inte behöver samma information. Det kan vara kostnadsdrivande om nätföretaget måste ta in stora mängder av information genom samma kommunikationsväg som

debiteringsgrundande förbrukningsdata, för att sedan vidarebefordra den till energitjänsteföretag eller slutkund.

Proaktivt forum förespråkar att elmätaren utrustas med en fysisk port till vilken extern utrustning kan anslutas för att strömma mätvärden. Genom att porten är standardiserad och öppen möjliggörs en utveckling av olika applikationer och tjänsteplattformar, att liknas vid de senaste årens utveckling av applikationer till smarta telefoner. Lösningen blir på så vis mer flexibel och framtidssäker.

Proaktivt forum har också tagit fram ett förslag på standard för protokoll och fysiskt gränssnitt för den lokala porten.

3.8 Information från mätaren måste skyddas

Utvecklingen mot smarta elnät med implementering av nya IT-lösningar och komponenter sker i snabb takt, samtidigt som underhåll av existerande lösningar släpar efter redan idag, bland annat vad gäller uppdateringar av mjukvara.³⁴ Elmätare och mätsystem är i sammanhanget viktiga komponenter. Utvecklingen för med sig att nätföretag, men även andra aktörer, samlar in allt större mängder data om den enskilda kundens elanvändning. Det innebär att kundernas integritet kan äventyras och därför måste marknadens aktörer ta större hänsyn än idag till betydelsen av datasekretess och skydd av personuppgifter.

Precis som nämns i avsnitt 2.1 måste mätsystemen uppfylla vissa krav³⁵ när det gäller skydd för fysisk åverkan och dataintrång. Nätföretaget måste säkerställa att mätdata och mätsystemets metrologiska egenskaper inte kan manipuleras på något sätt.

Mätvärden är personuppgifter

Mätvärden för el utgör normalt personuppgifter. Enligt personuppgiftslagen³⁶ är det avgörande vem eller vilka som bär ett personuppgiftsansvar och hur detta ska fördelas inom infrastrukturen.

Personuppgiftslagen kan inte tolkas och tillämpas utan en beskrivning av berörd infrastruktur. Det behöver klargöras bl.a. vilka samlingar av personuppgifter och behandlingar av dem som avses förekomma inom infrastrukturen och vilka aktörer som blir berörda. Gällande regler kan tillämpas även på smarta elnät och det finns inte skäl att föreslå ändringar i personuppgiftslagen. Utmaningen är istället att precisera hur infrastrukturen ska utformas. Först efter en sådan precisering kan reglerna om persondataskydd tolkas och tillämpas. En central fråga är hur personuppgiftsansvaret ska anses vara fördelat mellan aktörerna.

Vad gäller användning av el så befinner sig kunden ofta i en sådan behovssituation att behandlingar av data som grundas på samtycke av den registrerade kan ifrågasättas. Den registrerade har, beroende på omständigheterna ofta ingen valmöjlighet. Ett samtycke kan därmed inte lämnas i personuppgiftslagens mening.

³⁴ Planera för effekt! SOU 2014:84, avsnitt 4.2.4

³⁵ Swedacs föreskrift STAFS 2006:4 bilaga 1 8 kap

³⁶ 1998:204; PUL

Eftersom vissa behandlingar kan behöva ske utan stöd av samtycke och att smarta elnät för med sig nya möjligheter att samla och strukturera mätdata samt samordna dem med andra kanske allmänt tillgängliga uppgifter som kan leda till bakvägsidentifiering och liknande behöver även den nyligen införda regeln i 2 kap. 6 § andra stycket regeringsformen beaktas. Där föreskrivs att var och en gentemot det allmänna är skyddad mot betydande intrång i den personliga integriteten, om det sker utan samtycke och innebär övervakning eller kartläggning av den enskildes personliga förhållanden.

För en närmare juridisk genomlysning av skyddet för elkunders personliga integritet vid hantering av mätdata och annan personanknuten information, saknar det betydelse vem som ska anses "äga" en uppgift eller en uppgiftssamling. Frågan om persondataskydd kräver juridiska bedömningar av annat slag. Enligt personuppgiftslagen (1998:204; PUL) är det avgörande vem eller vilka som bär personuppgiftsansvaret och hur detta ansvar fördelas inom den planerade infrastrukturen. Personuppgiftsansvarig är enligt 3 § PUL den som ensam eller tillsammans med andra bestämmer ändamålen med och medlen för en viss behandling av personuppgifter. En definition av behandling i samma paragraf är så vid att alla åtgärder som vidtas i fråga om personuppgifter omfattas. På motsvarande sätt ges en definition av personuppgift enligt vilken all slags information innefattas som direkt eller indirekt kan hänföras till en fysisk person som är i livet. Mätvärden för el blir därmed normalt att bedöma som personuppgifter och det blir i praktiken svårt, för att inte säga omöjligt, att göra en uppdelning mellan person- och företagsuppgifter.

När det klarlagts vilka som ska anses bära ett personuppgiftsansvar i de olika delar som skapas inom en svensk infrastruktur för smarta elnät faller sannolikt övriga persondataskyddsfrågor på plats, förutsatt att denna fördelning blir tydlig och att uppgiftssamlingarna och behandlingarna av uppgifter i dem kan överblickas och avgränsas.

Skydd av personuppgifter ur ett systemperspektiv

Bedömningen av krav på funktionalitet hos ett mätsystem behöver sättas in i sitt sammanhang. I rapporten *Informationshanteringsmodell på den framtida svenska elmarknaden*³⁷ föreslår Ei en central tjänstehubb för bl.a. hantering av mätdata och en elhandlarcentrisk marknadsmodell där elhandlare tillhandahåller en kundportal för elkundens åtkomst till mätvärden i tjänstehubben. Kraftigt förenklat innebär detta att mätdata kommer att hanteras i olika miljöer, för olika ändamål.

Behovet av funktioner i ett smart mätsystem kan knappast bedömas utan att hänsyn tas till helheten – bl.a. vem eller vilka av aktörerna som ska ha en viss uppgift, var respektive uppgiftssamling ska finnas, vem som är ansvarig för den och vilket skydd som ska införas för respektive behandling.

Sammantaget visar det här på behovet av att alla inblandade aktörer tar noggrann hänsyn till säkerhet och skydd av personuppgifter.

³⁷ Ei R2014:6

4 Olika funktioner i mätsystem

En av de mest centrala funktionerna i ett mätsystem för el är att mäta energiförbrukningen för debiteringsändamål. Detta var också det huvudsakliga målet med de stora installationer av mätsystem som genomfördes i Sverige i samband med att krav på månadsmätning infördes 2009. Sedan dess har det skett en stor teknikutveckling inom smarta elnät, i både Sverige och Europa. Mätsystem spelar en viktig roll i ett smart elnät genom att bidra till mer övervakning och styrmöjligheter även på lågspänningsnätet och möjliggöra efterfrågefleksibilitet genom aktivare kunder. Detta har lett till ökad funktionalitet och nya användningsområden för mätsystem, utöver de som finns för debiteringsändamål. Generellt kan sägas att för debiteringsändamål behöver relativt stora mängder verifierad data skickas, men utan höga krav på hur snabbt detta ska ske. Ur ett smarta elnäts-perspektiv är det ofta inte nödvändigt att skicka stora mängder data, eller verifierad sådan, utan det är viktigare att informationen kommer fram med mycket liten fördröjning³⁸.

Mot bakgrund av de rekommendationer som tagits fram av EU-kommissionen, den litteratur som finns på området och inte minst de synpunkter som lyfts fram av de aktörer som Ei har haft kontakt med inom ramen för det här uppdraget har Ei i det här kapitlet sammanfattat de olika funktioner som är viktiga i framtidens mätsystem.

4.1 Information till kunder

Elmätaren kan ge kunden information

För att kunder ska bli mer medvetna om sin förbrukning och mer aktiva behöver kunden få snabb återkoppling om sitt beteende. Vikten av att kunden får information om sin elanvändning i realtid lyfts fram av både branschorganisationen Svensk Energi och Samordningsrådet för smarta elnät. En kund som är intresserad av sina mätdata kan då välja att koppla in en extern display eller annan typ av utrustning som visualiserar förbrukningen. Om mätdata kan hämtas direkt från elmätaren, utan kontakt med nätföretaget, öppnar det också för en marknad för tjänsteföretag som erbjuder tjänster för laststyrning eller energieffektivisering. Om kunden har ett styrsystem i hemmet kan detta också kopplas till elmätaren för att hämta information om kundens förbrukning.

Det finns ett antal lösningar tillgängliga som möjliggör realtidsinformation till kunder. En lösning är att alla mätare förses med en display. En annan lösning är att kunden själv kopplar på en optisk avläsare som kan registrera de blinkningar som mätaren sänder ut vid varje förbrukad kWh. Mätvärden begränsas då till förbrukning. Ett tredje sätt är att mätaren förses med ett gränssnitt till vilket kunden själv kan koppla in utrustning. För att marknaden för tjänster och apparater ska kunna utvecklas bör gränssnittet vara öppet och standardiserat. Den här lösningen förespråkas bland annat av Svensk Energi som i

³⁸ Final report of the Cen/Cenelec/Etsi joining working group on standards for smart grids.sid 70.
<ftp://ftp.cenelec.eu/CENELEC/Smartgrid/SmartGridFinalReport.pdf>

samarbete med Elmaterielleverantörerna driver ett standardiseringsarbete för gränssnittet inom ramen för Proaktivt forum. Vidare ges stöd för inriktningen att smarta mätare bör omfatta ett standardiserat och öppet gränssnitt i propositionen *Genomförande av energieffektiviseringsdirektivet*³⁹

Utöver realtidsinformation kan det finnas ett värde för kunden att se sin historiska förbrukning. Detta finns redan idag reglerat i mätföreskriften, men kunden måste då kontakta sitt nätföretag för att få denna information. Många nätföretag väljer dessutom att tillgängliggöra historisk förbrukningsdata via hemsidan. En annan lösning kan vara att kunden kan se sin historiska förbrukning genom elmätaren. Detta förutsätter att mätaren är försedd med en display, eller att kunden själv har kopplat in någon form av utrustning till mätaren via ett öppet gränssnitt.

Det skulle också vara möjligt att låta elmätaren kommunicera information till kunderna om elpris och tariffer. Elmätaren skulle då inte bara fungera som en mätare, utan också som en kommunikationspunkt mellan kunden och kundens nätföretag och elhandlare. Enligt flera aktörer som Ei har diskuterat denna möjlighet med är detta en funktion som bör ligga utanför nätföretagens ansvar och inte ingå i funktionskrav på mätsystemen.

Hur agerar kunder?

Att ge kunden realtidsinformation om sin förbrukning kan bidra till beteendeförändringar och energieffektivisering. Forskning visat att snabb återkoppling om förbrukning kan ge kunderna en ökad förståelse för hur deras beteende påverkar elförbrukningen och kostnaden för denna. Om aktiviteter, som t.ex. att använda hushållsapparater, tydligt kan knytas till elförbrukningen ökar kundens insikt om det egna beteendet. Olika studier visar att energibesparingspotentialen genom återkoppling är 1–20 procent, men typiskt mellan 5 och 12 procent.⁴⁰

De bör dock också lyftas fram att kundernas intresse för sin elförbrukning, och villighet att ändra på sitt beteende, hittills visat sig vara lågt. Studien *En elmarknad i förändring – Är kundernas flexibilitet till salu eller ens verklig?*⁴¹ visar att kundernas önskade ersättning för att ändra beteende och flytta last är långt högre än besparingspotentialen. Det låga intresset för timmätning⁴² tyder också på att många kunder i dagsläget är relativt ointresserade av sin elförbrukning. Enklare tillgång till realtidsvärden skulle dock kunna vara ett steg i rätt riktning för att få aktivare kunder.

Spänningsinformation

Förutom energiförbrukning är det också möjligt att ge kunden information om spänningskvaliteten. De flesta kunder har idag liten eller ingen information om vilken spänningsnivå deras leverans håller. Genom att ta del av även spänningsnivå via det öppna gränssnittet på mätaren kan kunden använda sig av denna information för att upptäcka brister i spänningskvaliteten. Enligt föreskrift EIFS 2013:1 ska spänningen inte avvika mer än 10 procent från den normala spänningsnivån på 230 V. Om mikroproduktion får ett stort genomslag kan det också finnas större behov av att mäta spänningen än vad som finns idag.

³⁹ Prop. 2013/14:174.

⁴⁰ Fischer, Feedback on electricity consumption – a tool for energy saving, 2008.

⁴¹ Rapport beställd av Energimarknadsinspektionen, Broberg m.fl. Umeå Universitet, 2014

⁴² EIR 2014:5. Uppföljning av timmätningsreformen. Visar att ca 8600 kunder valt timmätning år 2014.

Även nätföretagen kan ha stor nytta av att mäta spänning hos hushållskunder och det är en möjlighet som flera nätföretag nyttjar idag. Det kan användas för att identifiera och verifiera spänningsproblem vid kundklagomål eller i samband med utbyggnad.

Synpunkter från nätföretag som delgetts Ei under projektets gång är att intresset för spänningsmätning förmodligen är väldigt lågt bland majoriteten av kunderna, och att det kan förvirra mer än det hjälper. Genom att informationen görs tillgänglig genom det öppna gränssnittet får kunden själv bestämma om hen vill ta del av spänningsinformationen eller inte.

En viktig sak att poängtera är dock att de flesta mätsystem för kunder upp till 63 A inte är kvalitetssäkrade för spänningsmätning. Swedacs föreskrifter reglerar också noggrannheten endast för mätning av aktiv energi för dessa kunder. Information om spänning till kunder skulle alltså endast kunna användas som en indikation på vilken spänning som levereras, men kan fungera som ett komplement till mer heltäckande elkvalitetsmätning. Det skulle ge både kunder och nätföretag mer information om spänningskvalitet än de har idag.

4.2 Fjärravläsning och fjärrkontroll

I regeringens uppdrag till Ei ingår att föreslå funktioner som främjar en tillförlitlig och effektiv nätdrift. Till nätdrift räknas också mät- och insamlingsprocessen. En mycket viktig funktion som effektiviserar mätning och insamling av mätdata är möjligheten att fjärravläsa mätarna. Den här funktionen är inte reglerad idag men i och med att kravet på månadsmätning infördes 2009 valde samtliga nätföretag att införa fjärravläsning på sina mätare. Mätdata skickas ofta från mätaren till nätföretaget enligt ett förutbestämt schema, t.ex. varje dygn. Men det är också möjligt för nätföretaget att göra enskilda förfrågningar på mätdata, vid t.ex. begäran från kund. Beroende på kommunikationssätt kan en sådan förfrågan ta olika lång tid. För de äldsta systemen för elnätskommunikation som sitter uppe idag tar en sådan förfrågan flera timmar, medan nya system tillåter en avfrågning från några sekunder till ett antal minuter.

De flesta mätsystem som finns på marknaden idag tillåter fjärrpåslagning, fjärrbrytning och fjärruppgradering. Fältbesök är kostsamma och genom att kunna fjärrstyra och fjärruppgradera mätsystem kan dessa undvikas. Genom en fjärrbrytningsfunktion är det möjligt att slå till och från spänningen i hela anläggningen genom mätsystemen. Den möjligheten förenklar flyttprocessen och kan också användas vid bristande betalning, även om det är ovanligt att det görs i Sverige. Genom att nätföretaget enkelt kan bryta och slå på elen i en anläggning undviks också situationer där el förbrukas i en anläggning där det inte finns ett avtal. Fjärruppgradering innebär att inställningar för mätning ska kunna ändras. Det kan vara t.ex. inställningar för avläsningsintervall eller gränser för exempelvis avvikande spänning. Det innebär också att mätsystemen ska kunna uppgraderas för att börja mäta inmatad el om kunden installerar egen produktion. Uppgradering avser också uppgradering av programvara i mätsystemen för att komma tillrätta med buggar eller utöka funktionaliteten i mätsystemen. Enligt mätartillverkare som Ei har varit i kontakt med möjliggör fjärruppgradering också en utveckling av olika applikationer för t.ex. energitjänster. Fjärruppgradering är alltså en viktig funktion för att åstadkomma ett framtidssäkert mätsystem.

4.3 Efterfrågeflexibilitet

Mätsystemen gör det möjligt att begränsa kundens effektuttag och flytta last. Detta kan göras genom att i realtid informera kunden om sin förbrukning och aktuellt pris för att ge kunden signaler om att själv minska eller flytta sin förbrukning. Men genom mätsystemen kan även en hårdare styrning åstadkommas, genom att med automatik stänga av hela eller delar av kundens anläggning. Mätsystemen kan vara utrustade med möjligheten att slå av och på reläer till vilka olika apparater med hög förbrukning är kopplade. Apparater som kan slås av och på är t.ex. fjärrvärmepumpar, varmvattenberedare och frysboxar där värmen och kylan erbjuder en viss tröghet. Samma effekt kan uppnås genom att slå av och på olika faser i anläggningen. Detta används bl.a. i Italien vid överbelastning eller dålig betalning. De högst prioriterade apparaterna som exempelvis spisen kan då vara kopplade till en fas som inte slås av, medan mindre nödvändiga apparater är kopplade till de andra faserna. I Sverige skulle denna typ av styrning dock innebära omfattande åtgärder i kundernas anläggningar för att koppla om apparater till olika faser.

Ett annat alternativ är att ställa in mätsystemen för att stänga av hela anläggningen vid ett visst effektuttag eller vid situationer av effektbrist. Idag finns ett prioriteringssystem kallat styrel⁴³, där samhällsviktiga funktioner prioriteras vid effektbrist. Prioritering sker då för hela ledningar. Genom att istället bryta vid enskilda uttagspunkter kan en mer förfinad prioritering göras. Lösningar för styrning i kundens anläggning skulle kräva ett särskilt avtal mellan kund och nätföretag, med undantag för styrel då det används i situationer av extrem effektbrist.

Mätaren kan också utgöra en del i ett så kallat *home area network*, ett automatiserat styrsystem för hushållet. Mätsystemet kan vidarebefordra styrsignaler till olika apparater i hemmet, t.ex. starta diskmaskinen eller laddningen av elbil när belastningen på nätet är låg, eller slå av frysen när belastningen på nätet är hög. Om kunden dessutom har egen produktion av el skulle mätsystemet kunna anpassa förbrukningen efter produktionen. Att styra apparater i kundens anläggning räknas dock inte som nätverksamhet, och kan lösas på andra sätt än genom mätaren. Det finns t.ex. tjänsteföretag som styr värmepumpar baserat på spotpris, och således helt frikopplat från elmätaren. Representanter från nätföretag och branschorganisationen Svensk Energi menar därför att denna möjlighet inte bör ingå i funktionskrav för mätsystem. Mätvärden som det automatiserade styrsystemet behöver skulle dock fortfarande kunna komma ifrån det öppna gränssnittet på mätaren.

4.4 Larm och avbrottshantering

Många mätsystem har idag möjligheten att skicka larm till nätföretaget vid olika händelser. Det kan vara vid situationer som avvikande spänningsnivåer eller avbrott. För att mätaren ska kunna skicka larm vid avbrott krävs att den har förmågan att lagra tillräckligt med energi för att skicka ett sista meddelande till nätföretaget, ofta benämnt som "sista sucken" (engelska *last gasp*). Det löses i de flesta fall genom att mätaren utrustas med en kondensator⁴⁴. För att meddelandet ska kunna skickas till nätföretagets driftcentral krävs också att kommunikationen kan fungera trots att det är avbrott. Vid radiokommunikation krävs då att även koncentratorn har en strömreserv som räcker tillräckligt länge för koncentratorn att ta emot de underliggande mätarnas meddelande och sedan skicka dessa.

⁴³ Se energimyndigheten.se/styrel för mer information om styrel.

⁴⁴ Elektronisk komponent med förmågan att lagra elektrisk laddning.

De företag som använder sig av avbrottslarm idag har ofta en mobilkommunikation. Avbrottslarm är också möjligt med nyare PLC-system som bygger på kontinuerlig avfrågning av mätsystemen. Om en mätare inte svarar på avfrågningen skickas istället ett meddelande från koncentratorn om att mätaren inte går att kontakta.

Nätföretagen kan också integrera mätsystemen i driftcentralens system. Idag har många nätföretag integrerat ned till transformatorstationsnivå men inte på lägre spänningsnivåer. Om även uttagpunkter på lågspänningsnätet skulle integreras i driftsystem blir det möjligt att åskådliggöra uttagpunkterna och få information om t.ex. förbrukning och spänning från driftcentralen. Genom att mätsystemen skickar larm vid avvikelser i t.ex. spänning kan driftpersonalen oberoende av kundsamtal få kännedom om avbrott i elnätet och på ett mer effektivt sätt hantera avbrott. Det går också att avgöra var i nätet avbrottsorsaken finns genom att se vilka hushåll som drabbats av avbrott. Denna information kan bidra till att effektivisera avhjälpningsprocessen och leda till att kundernas avbrott blir kortare i de fall avbrotten beror på fel på lågspänningsnätet. Mätsystemen kan också meddela att de har fått tillbaka spänningen igen. Nätföretagets personal kan då försäkra sig om att alla kunder faktiskt fått tillbaka elen innan de lämnar platsen. Vid stora avbrott på högre spänningsnivåer uppstår ibland följdfel längre ned i nätet. Trots att det stora felet blivit avhjälp kan det finnas kunder som fortfarande har avbrott och som inte ringer till nätföretaget på några timmar då de redan ringt och meddelat avbrott.

Funktionalitet för att detektera och larma om skadliga spänningsnivåer finns i en del larmsystem idag. De kan då larma om så kallade nollfel ⁴⁵ som kan orsaka personskador och materiella skador, och i extrema fall brand i anläggningen.

4.5 Nätberäkningar

Många nätföretag använder sig av traditionella beräkningsmetoder som utgår från årsförbrukningar för att uppskatta den högsta belastningen på nätet. Enligt uppgift till Ei kan dessa metoder leda till felaktiga uppskattningar med avvikelser på 15–35 procent från den faktiska belastningen. Genom att istället använda verkliga värden på förbrukning med timupplösning för beräkningar och analyser av elnäten kan en mer korrekt bedömning av effektflöden i nätet göras. Det är uppgifter som kan användas för att planera nätet och dimensionera nätets komponenter. Genom att använda verkliga värden på förbrukning kan också förstärkningar i nätet och investeringskostnader reduceras avsevärt. När det gäller dimensionering av t.ex. kablar är dock den stora kostnaden att gräva upp mark för kabeln, vilket bidrar till att många nätföretag ofta överdimensionerar kabeln för att undvika en situation där kabeln behöver bytas ut innan den är uttjänt. Vid kortsiktiga planeringsbeslut i form av t.ex. tillfälliga anslutningar av el vid byggarbetsplatser eller för att senarelägga investeringar kan det dock finnas stora nyttor att använda faktiska mätvärden istället för uppskattade.

4.6 Lokal produktion

Det är troligt att mikroproduktion från t.ex. solpaneler kommer att bli ett allt vanligare inslag i elnäten. Det gör också att det blir viktigare att kunna mäta mängden producerad el

⁴⁵ Fel i elanläggning som kan orsaka farliga spänningsnivåer, personskada och brand.

men även spänning och reaktiv effekt⁴⁶. Den mest kostnadseffektiva lösningen för detta är att mätningen sker med mätsystemen som redan är installerade på kundens anläggning. Mätsystemen kan också registrera, och eventuellt larma, om kundens elanvändning förändras radikalt eller om någon installation på kundens anläggning påverkar elöverföringen negativt.

⁴⁶ North European Power Perspectives (NEPP). *Teknik för smarta elnät för själva näten*, 2014.

5 Kostnadsnyttoanalys

I uppdraget till Energimarknadsinspektionen (Ei) angav regeringen att Ei skulle genomföra en kostnadsnyttoanalys av föreslagna funktionskrav. Ei valde att låta Sweco genomföra en sådan analys från december 2014 till mars 2015. Det här kapitlet redovisar förutsättningarna för analysen, de funktionskrav som Sweco analyserade och vilka slutsatser analysen resulterade i.

5.1 Ei:s preliminära definitioner av funktionskrav

Inför kostnadsnyttoanalysen formulerade Ei en preliminär lista över funktionskrav. Dessa utgår till stor del från EU-kommissionens rekommendationer, men innehåller även ett antal mer avancerade funktioner för att kunna utreda kostnader och nyttor för dessa.

Funktionskrav 1

Kunden får kostnadsfri tillgång till nära realtidsvärden på förbrukning. Mätaren utrustas med ett öppet, standardiserat gränssnitt som levererar nära realtidsvärden på förbrukning och i förekommande fall produktion. Kunden får tillgång till dessa värden.

Funktionskrav 2

Mätdata ska lagras lokalt i minst 35 dagar, dock inte längre än 60 dagar. Kunden ska kunna få tillgång till sina mätdata för de senaste 35 dagarna utan att kontakta nätföretaget. Kunden ska få tillgång till åtminstone lastkurvor med 15-minutersintervall och uppgifter om avvikande spänningshändelser (+-10 procent).

Funktionskrav 3

Mätsystemet ska för varje fas registrera spänning, ström, energi samt aktiv och reaktiv effekt i båda riktningarna.

Funktionskrav 4

Mätsystemet ska tillåta fjärravläsning. Nätägaren kan fjärravläsa både schemalagt och genom enskilda avfrågningar. Alla registrerade data ska kunna fjärravläsas. Mätsystemets kommunikation ska möjliggöra en fördröjning på enskilda avfrågningar på högst 2 minuter.

Funktionskrav 5

Mätsystemet ska registrera mätvärden med en registreringsfrekvens på högst 60 minuter och kunna ställas om till en registreringsfrekvens på högst 15 minuter. Mätvärden ska kunna överföras till nätföretaget senast kl. 9.00 dagen efter driftsdygnet.

Funktionskrav 6

Mätsystemet ska kunna registrera början och slut på avbrott. Vid avbrott ska mätsystemet kunna registrera och spara uppgifter om tidpunkt för början och slut på ett avbrott i en eller flera faser. Avbrott avser både korta avbrott (0,1 sek–3 min) samt långa avbrott (över 3 min) Dessa uppgifter bör kunna skickas till nätföretaget direkt när strömmen är tillbaka.

Funktionskrav 7

Mätsystemet ska kunna skicka larm till nätföretaget. Larm ska skickas vid avbrott, nollfel, misstänkt fysisk åverkan och misstänkt dataintrång. Mätsystemet ska också kunna signalera att anläggningen är spänningssatt igen. För enskilda larm ska mätsystemet möjliggöra en fördröjning på högst 2 minuter.

Funktionskrav 8

Mätaren ska kunna fjärruppgraderas. Uppgradering syftar till både uppgradering av mjukvara och att ändra inställningar i mätsystemet.

Funktionskrav 9

Mätsystemet ska tillåta fjärrpåslagning och fjärravstängning.

Funktionskrav 10

Mätsystemet ska kunna justera effektuttaget i delar av elnätet på kundanläggningsnivå. Mätsystemet ska kunna justera effektuttaget genom att fjärrledes bryta och slå på enskilda, eller flera, kundanläggningar vid situationer av höga effektuttag i elnätet.

Funktionskrav 11

Mätsystemet ska möjliggöra säker datahantering och skyddas från dataintrång.

5.2 Metod

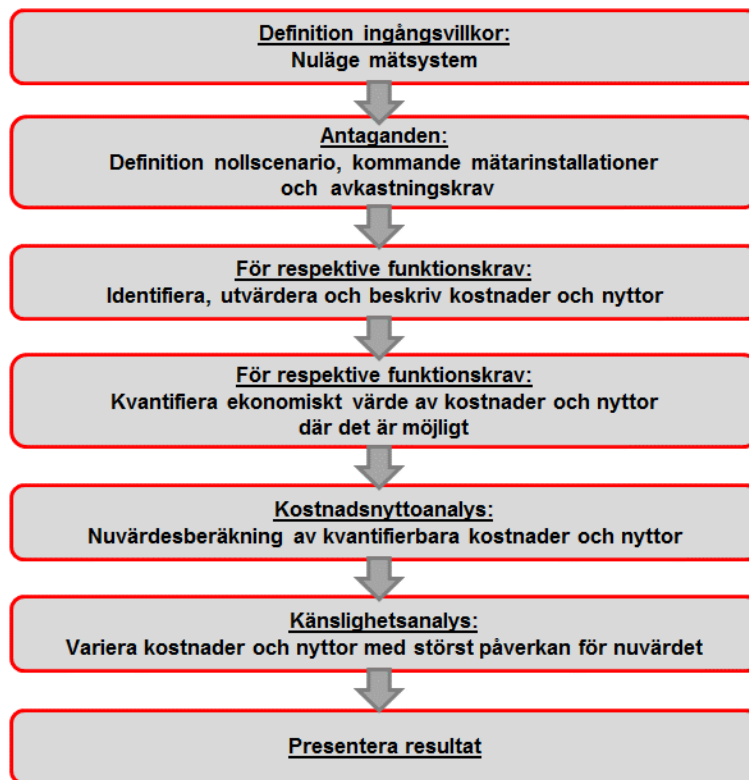
Kostnadsnyttoanalysen utgår från EU-kommissionens rekommenderade metod

Denna kostnadsnyttoanalys har utgått från EU-kommissionens rekommenderade metod för kostnadsnyttoanalys som beskrivs i *Förberedelser för uppsättning av smarta mätsystem*⁴⁷. Den rekommenderade metoden gäller för införande av smarta mätsystem i ett elnät där sådana system inte finns sedan tidigare. Nollscenariot i denna analys är dock att det redan finns smarta mätsystem sedan tidigare i de svenska elnäten. Därför utvärderas enbart vad de föreslagna funktionskraven skulle medföra vad gäller merkostnader och tillkommande nyttor. De delar av EU-kommissionens rekommenderade metod som har varit möjliga att applicera på införandet av de föreslagna funktionskraven har dock beaktats i denna kostnadsnyttoanalys.

Kostnadsnyttoanalysen har genomförts enligt följande metodik, se figur 12 nedan.

⁴⁷ Kommissionens rekommendation av den 9 mars 2012 om förberedelser för uppsättning av smarta mätsystem, 2012/148/EU

Figur 12 Metod kostnadsnyttoanalys



Källa: Sweco, baserat på EU-kommissionens rekommendation, 2012/148/EU

Datainsamling

I syfte att samla in dataunderlag till kostnadsnyttoanalysen har intervjuer och enkäter genomförts med ett antal av de aktörer och intressenter som berörs av funktionskraven. Detta gäller primärt elnätsföretag, elhandelsföretag och leverantörer av mätsystem.

I intervjuerna och enkäterna har respondenterna först delgetts listan med preliminära funktionskrav och förutsättningar i form av implementeringstid. Därefter ombads respondenten redogöra, för respektive funktionskrav, vilka merkostnader respektive tillkommande nyttor som respondenten bedömde skulle uppstå vid ett kommande införande av funktionskravet för den organisation som respondenten representerar.

5.3 Antaganden

Definition av nollscenario

Nollscenariot definieras som den marknadsutveckling som bedöms ske om funktionskraven inte införs. Det är i förhållande till detta nollscenario som kostnader och nyttor utvärderas.

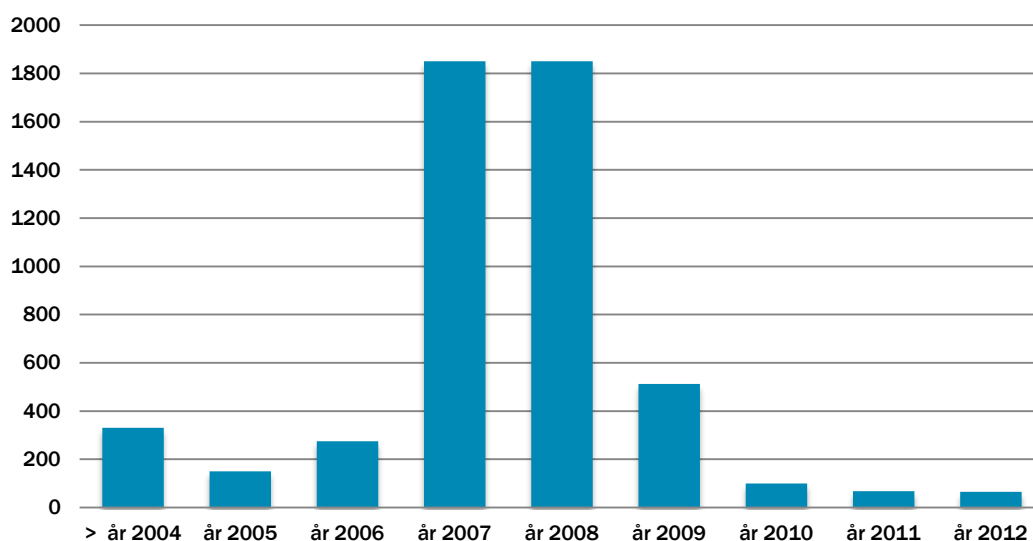
Installationstakt för kommande mätarbyten

Funktionskraven planeras att införas genom en så kallad flytande implementering vilket innebär att funktionskraven gäller för nya mätare som installeras i samband med kommande

mätarbyten. Syftet med detta är att i så stor utsträckning som möjligt undvika att mätare byts ut i förtid.

Majoriteten av befintliga 5,3 miljoner mätare upp till och med 63 A installerades inför lagkravet om fakturering baserat på faktisk förbrukning som infördes den 1 juli 2009, se figur 13 nedan (även figur 2). Under de efterföljande åren har mindre volymer mätare installerats. Ett antal av de mätare som installerades inför lagkravet uppvisade kvalitetsbrister vilket medförde att de byttes ut i förtid. Detta bedöms ha skett primärt under hösten 2009 samt under 2010.

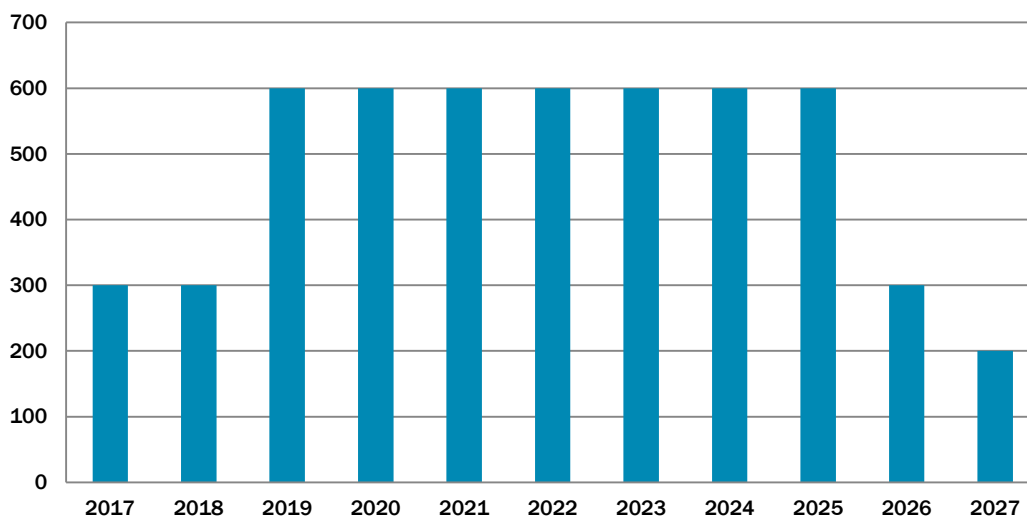
Figur 13 Dagens installationer av kategori 1 mätare i tusental.



Källa: Sweco

Med ett antagande om en ekonomisk avskrivningstid för befintliga mätare på ca 10 år och en teknisk livslängd på ca 12–15 år kommer de befintliga mätarna behöva bytas ut på grund av uppnådd livslängd omkring år 2020. Baserat på svaren från tillfrågade elnätsföretag kommer kommande mätarbyten att påbörjas omkring år 2017 och pågå fram till omkring år 2027. Vissa elnätsföretag har svarat att de inte har planerat för kommande mätarbyten i större skala utan att de löpande kommer att göra en bedömning av mätarnas tekniska livslängd och byta ut mätarna efter hand som de inte längre fungerar. För denna analys antas dock att samtliga 5,3 miljoner kommer att bytas ut under perioden 2017 till 2027. Installationstakten av nya mätare antas vara högst under åren 2019–2025 med ca 600 000 mätare om året, både före och efter denna period antas installationerna ske med lägre takt, se figur 14 nedan.

Figur 14 Antagande om kommande installationer, klass 1 mätare i tusental



Källa: Sweco

Kommunikationsutrustning och insamlingsystem antas bytas ut i motsvarande takt som mätarna. När det gäller insamlingsystem finns både möjligheten att de befintliga systemen uppgraderas till nya versioner såväl som att gamla system ersätts med nya system. I praktiken kommer sannolikt införande av ny kommunikationsutrustning och nya/uppgraderade system ske punktvis i tiden, till skillnad från nya mätare som löpande installeras över en längre tidsperiod. Detta kan medföra att funktioner i en ny mätare inte går att utnyttja förrän ny kommunikationsutrustning och/eller nytt insamlingsystem med stöd för funktionerna har installerats. Detta är inte medräknat i denna analys.

De nya mätsystemen som installeras under perioden 2017–2027 antas ha en livslängd på 12 år. Detta medför att det i kostnadsnyttoanalysen räknas med att rörliga kostnader och nyttor löper fram till år 2028 för de mätare som installeras 2017 och fram till 2038 för de mätare som installeras 2027.

Avkastningskrav

Avkastningskravet varierar mellan aktörer beroende på vilka risker de möter. Val av avkastningskrav har gjorts i samråd med Ei. Elnätsföretagen verkar på en reglerad marknad med lägre risker än vad som är typiskt på en avreglerad marknad. I enlighet med gällande reglering sätts avkastningskravet för elnätsföretag till 5,2 procent realt⁴⁸. I beräkningarna har även en känslighetsanalys gjorts, där det reala avkastningskravet för elnätsföretag sätts till 5,5 procent.

Elhandlare verkar på en avreglerad marknad med större osäkerheter som följd. Avkastningskravet har därför antagits vara något högre och uppgå till 6 procent realt. För

⁴⁸ För den innevarande regleringsperioden har Ei accepterat en WACC på 5,5procent, vilket dock bör justeras med hänsyn taget till en förändrad bolagsskatt. Vilken WACC som ska tillämpas är när denna rapport skrivs fortfarande föremål för domstolsprövning. För den kommande regleringsperioden har ännu inte något beslut fattats om nya avkastningsnivåer. Vidare kan nämnas att det strikt sett inte är avkastningskravet som är reglerat, utan vilken avkastning på kapitalbasen som tillåts.

privatpersoner samt statliga myndigheter har ett avkastningskrav motsvarande 2 procent reallt antagits. Detta på grund av att dessa aktörer typiskt sett möter lägre risker. I tabell 2 nedan redovisas de antagna avkastningskraven.

Tabell 2 Realt avkastningskrav fördelat per aktör, Procent

Aktör	Reallt avkastningskrav
Kund	2,0 procent
Elhandelsföretag	6,0 procent
Elnätsföretag	5,2 procent
Ei	2,0 procent
Staten	2,0 procent
Samhället	2,0 procent

Källa: Sweco

Metodmässigt diskonteras alla kostnader och nyttor till nuvärde. Nuvärdet är en framtida mängd pengar som har diskonterats till år 2017. Genom att använda nuvärdemetoden kan en ström av kostnader och intäkter jämföras med varandra. En investering som inträffar under år 3 skiljer sig exempelvis åt mot om samma investering inträffar under år 4. Skillnaden består i avkastningskravet vilket reflekterar det alternativa värdet av investeringen.

5.4 Funktionskrav 1: Nära realtidsvärden till kund

I denna analys görs antagandet att branschen inför kommande mätarinstallationer kommer att ha enats om ett standardiserat gränssnitt på mätaren. Detta antas innebära en fysisk port på mätaren genom vilken kunden kan ansluta extern utrustning för att utläsa mätdata. Ett standardiserat kundgränssnitt på mätaren möjliggör också en marknad för olika typer av applikationer och produkter som baseras på mätdata via detta gränssnitt.

Merkostnader funktionskrav 1 Nära realtidsvärden till kund

Merkostnader Elnätsföretag

De tillfrågade mätsystemsleverantörerna uppskattade merkostnaden för kundgränssnittet inklusive den fysiska porten till ca 20–50 kr per mätare, se tabell 3. Funktionskravet innebär inga extra systemkostnader.

Tabell 3 Merkostnader funktionskrav 1 Nära realtidsvärden till kund

Mätare	Kommunikation	Insamlingssystem	Arbetstid	Aktör
Ca 20–50 kr per mätare	Ingen merkostnad	Ingen merkostnad	Ingen merkostnad	Elnätsföretag
			Frågor konsumentkontakt 8 000–160 000 kr totalt per år	Ei

Källa: Sweco

Kostnadsnyttoanalys funktionskrav 1, beräkning användarfall 1 och 2

I denna analys har beräkningar gjorts för två möjliga användarfall där slutkunden drar nytta av funktionskravet. Användarfall 1 innebär att kunden ansluter en extern display till den fysiska porten på mätaren för visualisering av elanvändningen. Användarfall 2 innebär att kunden installerar styrning av apparater, t.ex. en värmepump, baserat på elnätstariffen och effektvärden från mätaren. För användarfall 1 och 2 har merkostnader och nyttor kvantifierats för en kostnadsnyttoanalys.

Merkostnader för användarfall 1: Visualisering av mätdata

- Fysisk port (kostnad för elnätsföretaget):
En grundförutsättning för funktionaliteten är den fysiska porten som beskrivits ovan, merkostnad 20–50 kr per mätare. (Denna kostnad räknas enbart med i användarfall 1.)
- Visualiseringskostnad, inklusive kommunikation till mätaren (kostnad för kunden):
Kunden behöver investera i en display samt i en kommunikationsutrustning för överföring av information från den fysiska porten till displayen. I denna analys antas att kundens pris för display och kommunikationslösning kommer att vara mellan 200 och 1 000 kr per mätare.
- Kostnader för att genomföra energieffektiviseringar (kostnad för kunden):
Beteendeförändringar i samband med energieffektiviseringsåtgärder kräver tid. Det kan exempelvis innebära att elanvändaren aktivt stänger av lampor och elektronikvaror i hemmet. För kunden innebär denna tidsåtgång en alternativkostnad eftersom hen kunde ha gjort något annat. Kundens tid värderas till 108 kr per timme⁴⁹ och tidsåtgången uppskattas till 10 minuter per år och elanvändare i referensfallet. Sammantaget innebär detta att elanvändarens kostnad för energieffektivisering antas uppgå till 18 kr per kund och år.

⁴⁹ baserat på uppskattning från Trafikverket

- Merkostnader för Ei:
Funktionskravet kan innebära en ökad frågemängd till Ei:s funktion Konsumentkontakt. Ei bedömer att det kan bli mellan 20 och 400 tillkommande frågor på grund av funktionskravet, vilket motsvarar en total kostnad på mellan 8 000 och 160 000 kr per år. Frågorna förväntas inkomma under samtliga år som de nya mätsystemen installeras (år 2017 till 2027).

Nyttor användarfall 1: Visualisering av mätdata

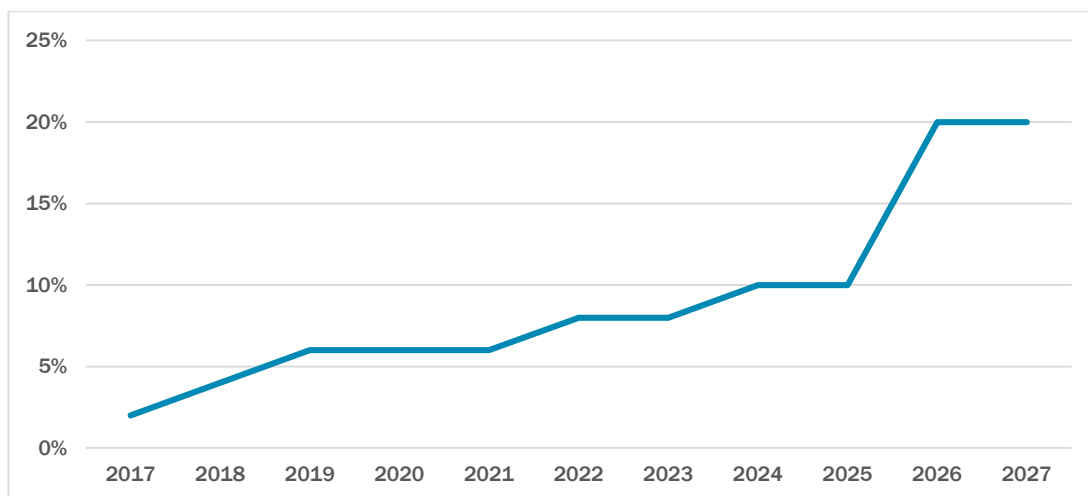
- Energieffektivisering (nytta för kunden):
Genom att hämta mätdata från mätaren via den fysiska porten kan kunden visualisera sin elanvändning på en display i hemmet i nära realtid. Med tillgång till denna detaljerade information om elanvändningen har kunden bättre förutsättningar att genomföra energieffektiviseringar. Tidigare studier inom området pekar på att en minskning i förbrukning av hushållsel på 2–9 procent kan uppnås. I ett pilotprojekt med hyreslägenheter i Göteborg gick det dock inte att se något samband mellan display-feedback och energibesparing⁵⁰. Metastudier redovisar en energieffektiviseringspotential på 5–15 procent för de hushåll som får tillgång till realtidsvärden. För analysen antas att energieffektiviseringen till följd av visualisering uppgår till 5 procent per kund och år i referensfallet. Detta motsvarar en energibesparingspotential på 173 kr per kund och år med timvärdesstatistik

Kostnadsnyttoanalys beräkning Användarfall 1: Visualisering av mätdata

- I detta användarfall antas att den fysiska porten installeras för samtliga 5,3 miljoner mätare under åren 2017–2027.
- Antal kunder som nyttjar användarfall 1:
En osäkerhet i denna analys är att bedöma hur många kunder som kommer att utnyttja möjligheten att visualisera mätdata via kundporten. Mot bakgrund av den osäkerhet som råder kring antalet kunder som kommer att utnyttja den fysiska porten för visualisering undersöks tre alternativ med stor spridning: 10 000, 100 000 respektive 1 000 000 kunder. Det antas att dessa kunder börjar nyttja funktionen någon gång under tiden för mätarinstallationerna, år 2017–2027. I kostnadsnyttoanalysen antas att kunderna ansluter sig till funktionen i en ökande takt under år 2017–2027 enligt figur 15 nedan. Under de första åren är marknaden för displayer och kommunikationsutrustning relativt begränsad eftersom antalet kunder som har mätare med fysisk port kommer att vara relativt få. I takt med att fler mätare med fysisk port installeras hos kunderna växer marknaden vilket bör göra leverantörer intresserade av att utveckla och marknadsföra produkter. Mot slutet av perioden kommer de flesta hushåll i Sverige att ha tillgång till en fysisk port på mätaren och det finns då stor potential för leverantörer att marknadsföra sina produkter i stor skala. Detta bör leda till prisnedgång för produkterna och att allt fler kunder köper produkter för visualisering. En stor andel av kunderna tillkommer troligen i slutet av perioden 2017–2027.

⁵⁰ Energivisualisering via display, Förändras beteendet när hyresgästerna har möjlighet att följa sin elförbrukning? Rapport Chalmers 2012

Figur 15 Antagen utvecklingstakt för kundanslutning.



Källa Sweco

Tabell 4 nedan anger de variabler med mest påverkan för resultatet i kostnadsnyttoanalysen för användarfall 1, beskrivna i tre olika scenarier – *låg*, *referens* samt *hög*. Ett givet scenario för mätarinvesteringar hänger inte nödvändigtvis ihop med motsvarande scenarionamn för antalet displayer. En låg mätarinvestering kan exempelvis kombineras med ett högt antal displayer.

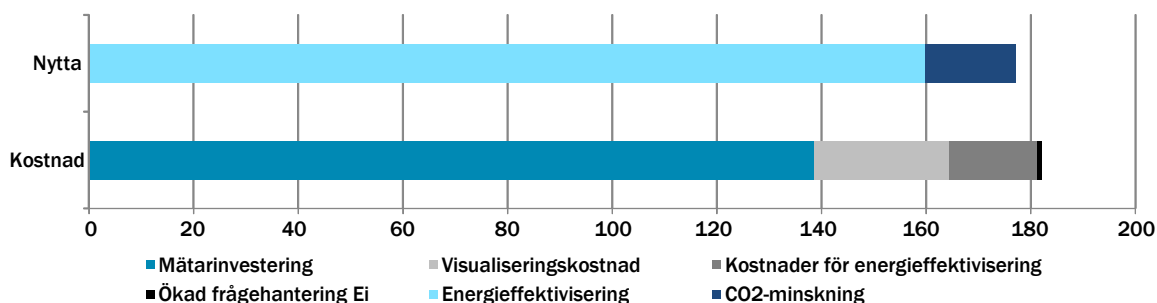
Tabell 4. Grundläggande antaganden för användarfall 1

	Låg	Referens	Hög
Mätarinvestering	20	35	50
Antal kunder som använder visualisering	10 000	100 000	1 000 000
Visualiseringskostnad (display inkl. kommunikation)	200	300	1 000

Källa Sweco

I figur 16 nedan redovisas nuvärdet av kostnaderna och nyttorna fördelat per variabel baserat på det så kallade referensfallet, dvs. andra kolumnen i tabell 4 ovan. De beräknade nyttorna är något mindre än kostnaderna och nettonuvärdet uppgår till minus 5 miljoner kr. Den viktigaste kostnadsposten utgörs av kostnaden för den fysiska porten (mätarinvestering) medan den största nyttoposten utgörs av energieffektivisering.

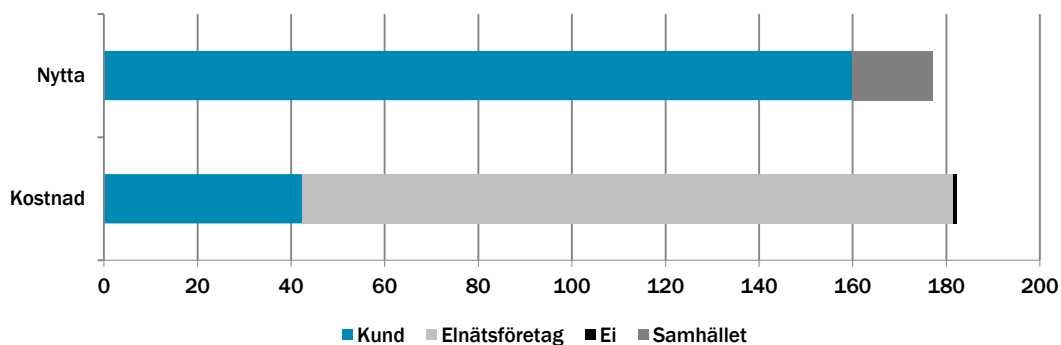
Figur 16 Kostnader och nyttor fördelat per variabel i användarfall 1, Referensfall, MSEK nuvärde år 2017.



Källa Sweco

I figur 17 nedan redovisas nuvärdet av kostnaderna och nyttorna fördelat per aktör i referensfallet. Kostnaderna faller primärt på elnätsföretagen medan nyttorna främst uppkommer hos elanvändarna.

Figur 177 Kostnader och nyttor fördelat per variabel i användarfall 1, Referensfall, MSEK nuvärde år 2017.



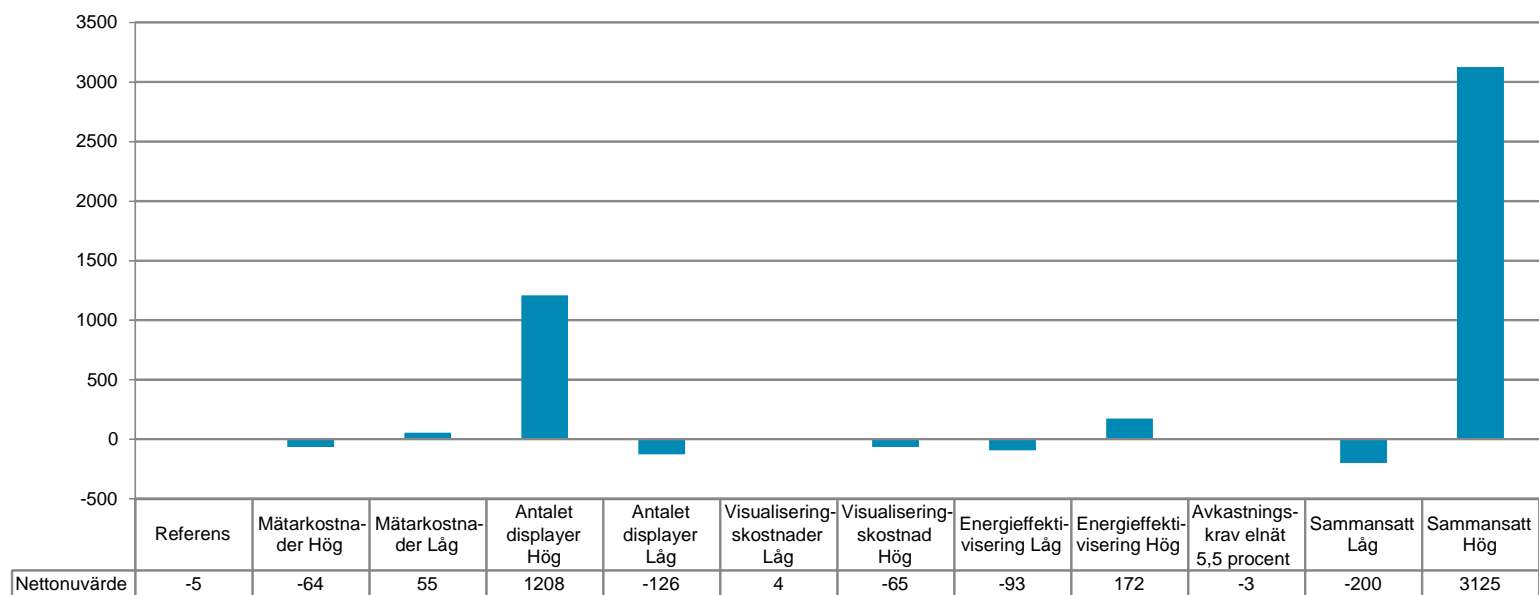
Källa: Sweco

I syfte att beskriva osäkerheterna i kostnadsnyttokalkylen har ett antal känslighetsfall beräknats genom att variera kostnaderna och nyttorna upp eller ned, se figur 18 nedan

Även två sammansatta känslighetsanalyser har gjorts där flera faktorer har ändrats för att beskriva ett hög- och lågsenario. Nettonuvärdet varierar mellan minus 200 miljoner kr i *Sammansatt Låg* till 3 125 miljoner kr i *Sammansatt Hög*. Det kan noteras att känslighetsalternativet där elnätsföretagens reala avkastningskrav höjs från 5,2 till 5,5 procent inte påverkar resultatet i någon större omfattning. Vidare är det viktigt att påpeka att nettonuvärdet i hög grad påverkas av vilka antaganden som görs för energieffektiviseringen (nytta).

En stor del av kostnaden beror på den fysiska porten som även möjliggör andra nyttor (utöver användarfall 1).

Figur 18 Nettonuvärde i användaralternativ 1 för olika känslighetsfall, MSEK.



Källa: Sweco

Nyttor för användarfall 2: styrning av kundens utrustning baserat på elnätstariff

Användarfall 2 innebär att kunden kopplar ihop sin styrutrustning för t.ex. uppvärmning med mätaren via den fysiska porten. Styrningen utgår från en prissignal, vilket exempelvis skulle kunna vara en effektkomponent i kundens elnätstariff. Utrustningen blir i denna form en modern variant på en s.k. effektvakt. Styrutrustningen får löpande effektvärden i nära realtid från mätaren och om effekten går över ett angivet värde skickas en styrsignal till värmepumpsystemet för att minska effekten. För kunden innebär detta en möjlighet till en lägre huvudsäkning eller att ha en lägre abonnerad effekt.

- **Lägre kostnad abonnerad effekt (nytta för kunden):**
I beräkningen antas att de kunder som köper en styrapparat kan sänka sin säkring från 25 till 20 A. Utifrån publicerade tariffer från elnätföretagen har denna kostnadssänkning bedömts uppgå till 1 000 kr per kund och år exklusive moms.
- **Minskade förluster (nytta för elnätsföretaget):**
Genom att styra kundens uppvärmningsutrustning (t.ex. värmepump) och därmed jämna ut effekttopparna, kan elnätsföretaget minska sina förluster. Belastningsförlusterna i lokalnätet var 2,74 TWh 2012⁵¹. I ett examensarbete på KTH⁵² gjordes beräkningar som visade att om 10 procent av topplasten över ett dygn flyttas till låglasttimmar kan det leda till en sänkning av nätförlusterna med nästan 4 procent. Utifrån antagandet att elpriset uppgår till drygt 37 öre/kWh samt att andelen elanvändning från småhus som förbrukar över 10 000 kWh/år uppgår till 30 procent av användningen på lågspänningsnätet har de ekonomiska konsekvenserna för elnätsföretagen beräknats. Sammantaget har värdet av minskade förluster för elnätsföretagen bedömts uppgå till ca 10 kr/år och kund som väljer att installera en styrapparat i referensfallet.

Merkostnader för användarfall 2: styrning av kundens utrustning baserat på elnätstariff:

- **Styrapparat (kostnad för kunden):**
Kunden behöver investera i en styrutrustning till exempelvis sin värmepump. Enligt uppgift från en leverantör kostar denna typ av utrustning i dagsläget 2 500–3 500 kr inklusive installation. Den mätutrustning som krävs i användarfall 2 kräver ingen egen mätning däremot en kommunikationslösning mellan mätaren och styrutrustningen. Mot bakgrund av detta antas denna utrustning i framtiden kosta 1 500 – 2 500 kr inklusive installation.

Kostnadsnyttoanalys användarfall 2: styrning av kundens utrustning baserat på elnätstariff:

Detta användarfall har framförallt en potentiell nytta för Sveriges ca 1,3 miljoner småhus med elvärme (detta antal inkluderar även småhus med värmepump)⁵³.

⁵¹ Energimyndigheten, energieffektiviseringspotentialen för infrastrukturen för gas och el dnr 2012-9091

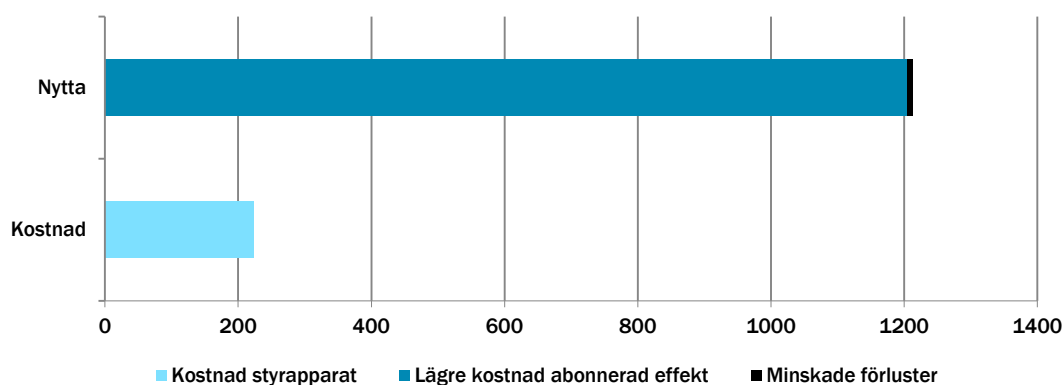
⁵² Koliou et al, 2014, Economic Impact of Demand Response on Costs to Distribution System Operators, Examensarbete KTH.

⁵³ Ei R2010:22 Ökat inflytande för kunderna på elmarknaden, Timmätning för elkunder med abonnemang om högst 63 ampere

Liksom i användarfall 1 är det svårt att bedöma hur många kunder som kan komma att använda funktionen. På motsvarande sätt som för användarfall 1 har vi utgått från 3 olika alternativ med stor spridning för antalet kunder som börjar använda funktionen. Utav 1,3 miljoner småhus har vi i analysen utgått från 3 alternativ om 65 000, 130 000 respektive 325 000 kunder som investerar i en styrapparat. Samma utvecklingstakt för kundanslutning som i användarfall 1 antas.

I figur 19 nedan redovisas nuvärdet av kostnaderna och nyttorna fördelat per variabel i referensfallet. De beräknade nyttorna är väsentligt större än kostnaderna och nettonuvärdet uppgår till 989 miljoner kr år 2017. Den största kostnadsposten utgörs av kostnaden för styrapparaten medan den största nyttan utgörs av elanvändarens lägre kostnad för abonnerad effekt.

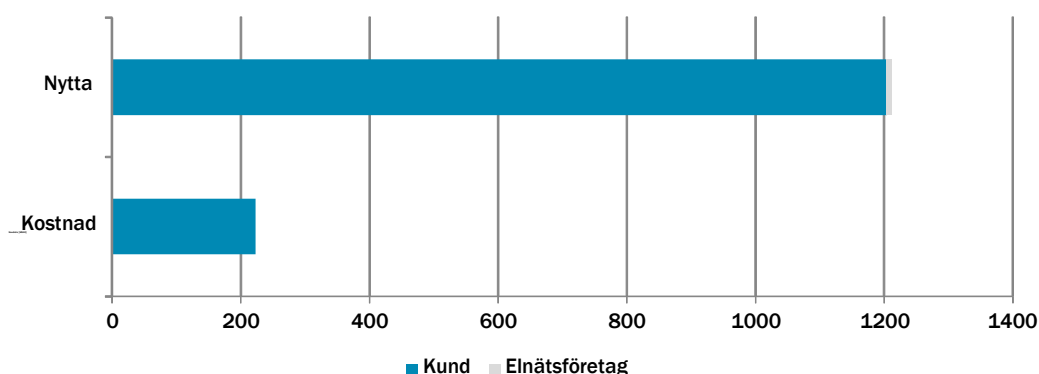
Figur 19 Kostnader och nyttor fördelat per variabel i användarfall 2, Referensfall, MSEK nuvärde år 2017



Källa: Sweco

I figur 20 nedan redovisas nuvärdet av kostnaderna och nyttorna fördelat per aktör i referensfallet. Kostnaderna liksom nyttorna faller primärt på elanvändarna.

Figur 20 Kostnader och nyttor fördelat på aktör i användarfall 2, Referensfall, MSEK nuvärde år 2017.



Källa Sweco

I tabell 5 nedan redovisas de variabler som har störst påverkan på nettonuvärdet för användarfall 2. Notera att ett givet scenario för exempelvis kostnaderna för styrapparat inte nödvändigtvis hänger ihop med motsvarande scenarionamn för antalet kunder. En låg kostnad för styrapparat kan exempelvis kombineras med ett högt antal kunder.

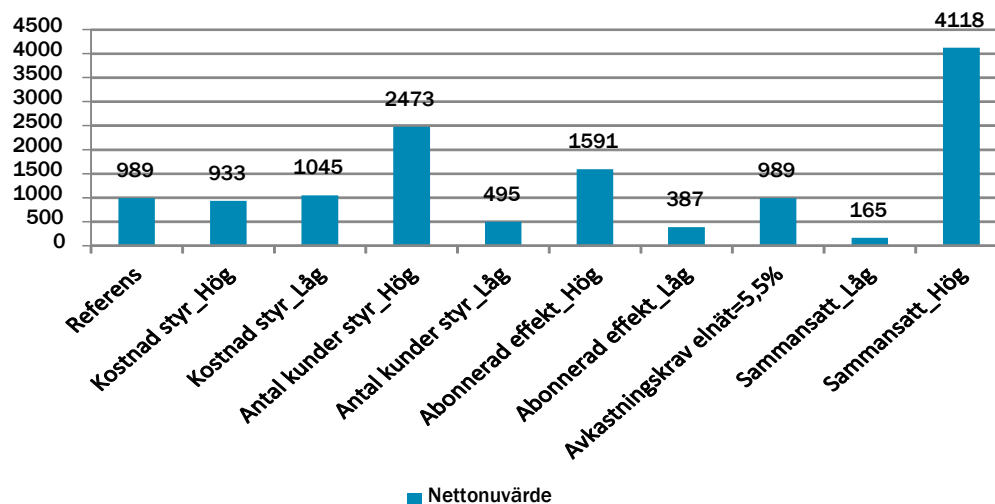
Tabell 5 Grundläggande antaganden användarfall 2

	Låg	Referens	Hög
Kostnad styrapparat kr/st.	1 500	2 000	2 500
Antal kunder som använder styrapparat	65 000	130 000	325 000
Minskad kostnad ab. effekt, kr/kund och år	500	1 000	1 500

Källa: Sweco

I syfte att beskriva osäkerheterna i kostnadsnyttokalkylen har ett antal känslighetsfall beräknats genom att variera kostnaderna och nyttorna upp eller ned, se figur 21. Även två sammansatta känslighetsanalyser har gjorts där flera faktorer har ändrats för att beskriva ett hög- respektive lågscenario. Sammantaget visar samtliga känslighetsfall på ett positivt nettonuvärde.

Figur 21 Nettonuvärde i användaralternativ 2 för olika känslighetsfall, MSEK.



Källa: Sweco

Kostnadsnyttoanalysen för användarfall 2 visar att nyttorna överstiger kostnaderna i samtliga utvärderade fall. Användarfall 2 baseras dock på att den fysiska porten redan har införts i användarfall 1.

Funktionskrav 1, övriga nyttor

Utöver användarfall 1 och 2 ovan har ett antal potentiella nyttor identifierats. Dessa beskrivs kvalitativt nedan.

Styrning av kundens elanvändning, externa prissignaler

Genom att använda kundgränssnittet för att hämta mätdata i nära realtid samt att installera styrutrustning för kundens utrustning (t.ex. värmesystem) möjliggörs flera potentiella nyttor för elsystemet. En förutsättning för dessa nyttor är timavräkning. Nedan följer en kortare beskrivning av några möjliga användningsområden:

- **Balansering av elsystemet (reglerkraft)**
Inom ramen för denna analys har Svenska kraftnät påtalat att en informationskanal via den fysiska porten på mätare sammankopplat med styrning av uppvärmningen skulle kunna möjliggöra framtida tjänster där kunder deltar, via en extern aktör, i balanseringen av systemet. Genom att läsa ut mätdata från mätaren och sedan föra dem vidare via kundens internetanslutning möjliggörs en mycket snabbare kommunikationsväg jämfört med den ordinarie mätvärdesinsamlingen till elnätsföretaget.
- **Komplement till effektreserven**
Med tillgänglig realtidsinformation från mätaren, styrutrustning på kundens utrustning (t.ex. värmesystem), timavräkning och kommunikation via kundens internetuppkoppling skulle det vara möjligt att aktivt vara uppdaterad på aktuell användning hos kunderna och därmed också kunna erbjuda förbrukningsreduktion, dvs. frigöra effekt. Då skulle avstängning av kunders utrustning kunna användas innan mer miljöstörande och dyrare produktionsalternativ startas. Respondenterna i denna analys indikerar att denna typ av komplement till effektreserven är en lösning som kan komma att implementeras i framtidens elsystem.
- **Frekvensreglering**
I dagsläget innebär frekvensreglering en stor kostnad för Svenska kraftnät som reglerar frekvensen genom att köpa produktionsförändringar. En potentiell utveckling i framtiden är att Svenska kraftnät istället styr utrustning i ett större antal hushåll, t.ex. genom att ändra hastigheten i kylskåpens kompressorer. Svenska kraftnät tillsammans med de andra nordiska stamnätsoperatörerna jobbar dock löpande med att göra det möjligt att involvera även små kunder. I Finland och Österrike finns idag utvecklade tjänster där småkunder deltar.
- **Tidsdifferentierade elnätstariffer**
Om funktionskrav 1 stimulerar investering i styrningsutrustning i kundanläggningar för styrning baserad på elnätstariff finns en möjlighet att även använda styrningsfunktionaliteten för att styra på en tidsdifferentierad elnätstariff.

Möjlighet för extern aktör att erbjuda nya tjänster

Genom att ta del av mätdata via den fysiska porten kan en extern aktör, t.ex. energitjänsteleverantör eller elhandelsföretag, erbjuda tjänster till kunderna.

Bättre underlag för prognostisering

Genom att samla in mätdata kan den balansansvariga samla in information i nära realtid om elanvändningen för hela, eller åtminstone stora delar av, kundkollektivet. Detta skulle medföra bättre förutsättningar för att prognostisera elanvändningen och därmed skulle elinköp kunna ske med betydligt bättre precision än vad som sker i nuläget

Nytta för Ei

Funktionskravet bidrar till att Ei fullföljer sitt uppdrag om att skapa förutsättningar för mer aktiva kunder samtidigt som möjligheterna för bl.a. införande av dynamiska tariffer och en energitjänstemarknad ökar. Mängden frågor kan minska på sikt om kunderna får mer information om sin elanvändning och kvaliteten på sin elleverans. Funktionskravet kan även öka transparensen på marknaden.

Kostnadsanalys funktionskrav 1, sammanfattande bedömning

- I det isolerade fallet då elanvändaren endast får tillgång till realtidsnära värden för visualisering (användarfall 1) bedöms nettonuvärdet i referensfallet bli minus 5 miljoner kr. Adderas möjligheten att styra kundanläggning på elnätstariff (användarfall 2) bedöms nettonuvärdet öka till 984 miljoner kr (baserat på referensfallen).
- Den samlade bedömningen är att denna typ av funktionalitet skapar marknadsutveckling med stor potential till en förhållandevis låg kostnad, en förutsättning är dock att timavräkning införs. Genom att använda kundgränssnittet för att hämta mätdata i nära realtid samt att installera styrutrustning för kundens värmesystem möjliggörs flera potentiella nyttor för elsystemet.
- En intressant iakttagelse är att tillfrågade elhandelsföretag har varit mycket intresserade av denna funktionalitet och varit tydliga i att det är detta som krävs för att skapa ett utbud av nya produkter.
- Eventuellt kan merkostnader tillkomma utöver vad som beräknats i denna analys för att hantera integritetsaspekten av den fysiska porten.

Koppling till övriga funktionskrav

För funktionskrav 1 finns följande kopplingar till övriga funktionskrav:

- Funktionskrav 3 - Utökad mätdata
Genom att kombinera funktionskrav 1 och 3 stärks nyttan med båda funktionskraven då kunden har möjlighet att få ut mer mätdata i den fysiska porten.
- Funktionskrav 5 - Timregistrering av mätvärden
Genom att kombinera funktionskrav 1 och 5 möjliggörs fler produkter för främst elhandelsföretag och energitjänsteleverantörer.

5.5 Funktionskrav 2: Historisk mätdata i mätaren för kunden

Funktionskravet innebär att kunden ska kunna få tillgång till sina mätvärden för de senaste 35 dagarna utan att kontakta nätföretaget. Kunden ska istället kunna hämta informationen direkt ur mätaren. Kunden ska få tillgång till åtminstone

lastkurvor med 15-minutersintervall och uppgifter om avvikande spänningshändelser (+-10 procent). Det ska finnas automatiserade systemfunktioner för radering av lagrade mätdata för att säkerställa integriteten för en kund, dvs. vid utflytt av kund ska mätdata raderas.

Merkostnader funktionskrav 2; Historisk mätdata i mätaren för kunden

Den stora kostnaden för funktionskravet bedöms vara att skapa ett gränssnitt mot kunden som möjliggör åtkomst till historisk mätdata i mätaren. Porten i funktionskrav 1 är enkelriktad av säkerhetsskäl, vilket innebär att ett nytt gränssnitt mot kunden skulle behöva skapas för denna funktion. De tillfrågade mätsystemleverantörerna bedömer att det skulle medföra stora kostnader.

Nytta funktionskrav 2; Historisk mätdata i mätaren för kunden

De tillfrågade respondenterna har svårt att ange direkt nytta med funktionskravet. De menar på att uppgifterna kommer att finnas tillgängliga via exempelvis nätföretagets kundportal. Om funktionskrav 1 införs kommer kunderna själva också att kunna logga tillgänglig data i mätaren. Detta gör sannolikt att eventuell nytta med funktionskrav 2 minskar.

Dålig spänningskvalitet kan orsaka skador på kundens utrustning. En möjlig nytta med funktionskrav 2 skulle kunna vara att information om avvikande spänningshändelser är tillgänglig för en elektriker vid felsökning av en kundanläggning. Detta skulle spara tid för både kunden och elektrikern. Elsäkerhetsverket bedömer dock att mervärdet är begränsat för denna funktion.

Kostnadsnyttoanalys funktionskrav 2 Historisk mätdata i mätaren för kunden

Merkostnaderna med funktionskravet har inte varit möjliga att kvantifiera i denna analys eftersom det inte är definierat hur kunden ska få direktåtkomst till mätarens register. Bedömning är att denna merkostnad kan bli betydande i och med att den planerade fysiska porten enbart tillåter envägskommunikation från mätaren till kunden. Nyttan är troligen begränsad och kostnaderna för funktionskravet överstiger troligen nyttorna.

5.6 Funktionskrav 3: Utökad mätdata

Funktionskravet innebär att mätsystemet för varje fas registrerar spänning, ström, energi samt aktiv och reaktiv effekt i båda riktningarna. I kombination med den fysiska porten i funktionskrav 1 kan också mätdata överföras direkt till kund, eller av kunden vald energitjänsteleverantör (via kundens internetuppkoppling).

Merkostnader funktionskrav 3 Utökad mätdata

Merkostnader elnätsföretag

Fyra av fem mätsystemleverantörer svarade att funktionskravet inte medför några merkostnader för mätsystemet. En mätsystemleverantör uppger en merkostnad på ca 20–30 kr till följd av extra behov av test och verifiering. Flera elnätsföretag bedömer dock att mätaren kommer att bli dyrare med detta funktionskrav. Mot bakgrund av detta antas att funktionskravet medför en merkostnad om 0–30 kr per mätare, se tabell 6. En andel av de befintliga mätarna har mätning av dessa storheter redan idag, men det saknas uppgifter kring hur stor denna andel är. För

att kunna göra en uppskattning av kostnaderna antas att 5–40 procent av mätarna *inte* kommer ha denna funktionalitet i en kommande marknadsutveckling enligt nollscenariot. För dessa mätare tillkommer således merkostnader vid ett införande av detta funktionskrav.

När det gäller kostnader för kommunikation, insamlingssystem och arbetstid har många elnätsföretag svarat att de ser omfattande kostnadsökningar om mätdata från samtliga register löpande ska samlas in till insamlingssystemet. Som nämns i beskrivningen av funktionskravet ovan är detta dock inte fallet. Kravet kommer att innebära att mätdata vid behov kommer hämtas hem till elnätsföretaget. Till exempel kan ett scenario vara att elnätsföretaget inför en investering i elnätet samlar in extra mätdata under en begränsad period från de kundanläggningar som ligger i den delen av elnätet där investeringen ska göras. Utifrån detta resonemang bedöms kostnaderna för kommunikation, insamlingssystem och arbetstid bero på hur elnätsföretagen väljer att använda detta utökade mätdata.

Merkostnader Ei

Funktionskravet kan innebära en ökad frågemängd till Ei:s funktion Konsumentkontakt. Detta uppskattas till mellan 10–200 tillkommande frågor på grund av funktionskravet, vilket motsvarar en kostnad på mellan 4 000–80 000 kr per år, se tabell 6. Frågorna förväntas inkomma under samtliga år som de nya mätsystemen installeras (år 2017 till 2027).

Tabell 6 Kostnader funktionskrav

Mätare	Kommunikation	Insamlingssystem	Arbetstid	Aktör
Ca 0–30 kr per mätare	Beroende av hur funktionen används	Beroende av hur funktionen används	Beroende av hur funktionen används	Elnätsföretag
			Frågor Konsumentkontakt 4 000–80 000 kr totalt per år	Ei

Källa: Sweco

Nyttor funktionskrav 3 Utökad mätdata

Mätaren förberedd för mikroproduktion

Som nämndes ovan angav elnätsföretagen 2013 att knappt 60 procent av mätarna i Sverige mäter både inmatning och uttag (elanvändning och elproduktion). För de 40 procent av mätarna som idag inte klarar mätning av produktion kommer elnätsföretaget vara tvunget att byta mätare till en som hanterar produktion om en kund bestämmer sig för att installera mikroproduktion, t.ex. solceller. Detta innebär kostnader i form av ett förtida mätarbyte. Om elnätsföretagen exempelvis skulle behöva genomföra 10 000 förtida mätarbyten p.g.a. att kunderna installerar mikroproduktion på kundanläggningar vars mätare inte hanterar produktion skulle detta kunna resultera i tillkommande investeringar på ca 10 miljoner kr. Genom att redan från början installera mätare som kan hantera produktion undviks denna tillkommande kostnad. Även om den faktiska installationstakten blir lägre än i detta scenario kan det vara klokt att mätarna är förberedda så att inte

de hämmar en framtida utbyggnad av mikroproduktion i Sverige. För kunden bör också tröskeln för att ta beslut om att installera mikroproduktion bli något lägre. Ett införande av funktionskravet innebär också att Ei fullföljer sitt uppdrag genom att skapa bättre förutsättningar för mikroproduktion

Möjlighet för kund att få mer mätdata via fysisk port

Om funktionskravet kombineras med funktionskrav 1, vilket gör det möjligt för kunden att få nära realtidsvärden från mätaren, skapas en utökad nytta. Kunden har då möjlighet att erhålla mer mätdata via den fysiska porten, t.ex. spänningvärden eller mätning av produktion. Förutom denna kundnytta skapas också en potential för energitjänsteleverantörer som genom att koppla upp sig på kundens mätare löpande kan registrera mätvärden och presentera det som är av intresse för kunden på ett lättillgängligt sätt – t.ex. skicka ett meddelande vid spänningsavvikelser. En standardiserad lösning skulle även göra det enklare för elektriker att logga eventuella misstänkta spänningsproblem i en kundanläggning.

Identifiera kunder med sned fasbelastning

Genom att mätningen sker per fas finns det en möjlighet att identifiera kunder med sned fasbelastning. Vid stor skillnad i belastning per fas skulle en justering av kundens belastning per fas kunna möjliggöra för kunden att byta till en lägre abonnerad effekt. Om exempelvis 2 000 kunder med sned fasbelastning identifieras och om detta innebär att hälften av dessa kunder skulle kunna gå ned till en lägre säkringsstorlek efter att ha korrigerat fasbelastningen skulle detta kunna resultera i ca 1 miljon kronor lägre årliga kostnader för kunderna (baserat på en kunds besparing för en lägre säkringsstorlek är 1 000 kr per år (samma antaganden som antagits avseende funktionskrav 1, användarfall 2).

Identifiera felkopplade mätare

Genom att analysera förhållandet mellan produktion och elanvändning kan elnätsföretaget identifiera felkopplade mätare (där en eller flera faser är fasvända och mätaren därmed mäter produktion istället för förbrukning). Ett av de tillfrågade elnätsföretagen hade gjort omfattande besparingar genom att identifiera och åtgärda ett antal kundanläggningar med denna typ av felkoppling. Utslaget på elnätsföretagets samtliga kundanläggningar med mätning av produktion bedömdes besparingen vara ca 10 kr per mätare.

Löpande information till driftavdelning

Genom att ha möjlighet att hämta hem mätdata kring t.ex. aktuell spänning från uttagspunkterna i lågspänningsnätet skulle driftavdelningen på ett elnätsföretag få betydligt mer information om driftläget i elnätet jämfört med den information de har att tillgå idag. Detta gör bl.a. att driftavdelningen kan arbeta mer proaktivt genom att identifiera spänningsavvikelser i nätet och sätta in åtgärder innan kunden blivit varse om problemen.

Mätning av reaktiv effekt

Andelen reaktiv effekt i elnätet ökar i takt med att kunderna börjar använda modern utrustning som orsakar mer reaktiv effekt än traditionell utrustning. Exempel på utrustning som orsakar stor andel reaktiv effekt är lågenergilampor,

LED-lampor, induktionshällar och värmepumpar. Det finns många potentiella nyttor med att mäta reaktiv effekt i nätet. Det är däremot inte lika självklart att det finns ett värde i att mäta reaktiv effekt för samtliga hushållskunder. Troligtvis är t.ex. småhus med värmepumpar av större intresse än lägenheter.

De samlade nyttorna med funktionskrav 3 sammanfattas i tabell 7.

Tabell 7 Nyttor funktionskrav 3

Beskrivning av nyttor	Ekonomisk nytta	Aktör
Mätaren förberedd för mikroproduktion	Ej behov av förtida mätarbyte	Elnätsföretag Ei
Möjlighet för kund att få mer mätdata via fysisk port	Möjlig ny marknad för externa aktörer	Kund Energitjänsteleverantör Elhandelsbolag
Identifiera kunder med sned fasbelastning	Möjlighet att gå ner i abonnerad effekt	Slutkund
Identifiera felkopplade mätare	Minskade förluster	Elnätsföretag
Löpande information till driftavdelning	Effektivisering av den dagliga driften av elnätet	Elnätsföretag
Identifiera och åtgärda kunder med stor andel reaktiv effekt	Minskade investeringar i elnätet p.g.a. möjlighet till lägre dimensionering, minskade förluster, möjlighet att ta betalt för reaktiv effekt för kunder med effekttariff	Elnätsföretag

Källa: Sweco

Kostnadsnyttoanalys funktionskrav 3 Utökad mätdata

- Det finns ett antal nyttor med funktionskravet för ett antal olika aktörer, samtliga nyttor har dock varit svåra att kvantifiera inom ramen för denna analys. De exempel som nämnts ovan visar dock att det finns ekonomisk potential för ett antal av dessa nyttor.
- Merkostnaden för mätarna är osäker då mätsystemleverantörerna inte angett en merkostnad men elnätsföretagen gjort det. Baserat på den information vi tagit del av bedömer vi att merkostnaden per mätare är ca 0–30 kr. Nuvärdet för år 2017 erhålls för investeringen Merkostnad mätare med funktionen utökad mätdata enligt tabell 8 nedan. Nuvärdet är som lägst 0 kr och som högst 48 miljoner kr.

Tabell 8 Nuvärde investering merkostnad mätare med funktion utökad mätdata, MSEK år 2017.

Andel mätare	Merkostnad mätare		
	30 kr	15 kr	0 kr
40 procent	48	24	0
20 procent	24	12	0
5 procent	6	3	0

Källa: Sweco

- I kombination med funktionskrav 1, en fysisk port som möjliggör för kunden, eller kundens energitjänsteleverantör att ta del av realtidsdata, ökar nyttan med funktionskrav 3. Här finns det potential för applikationer och produkter som ännu är svår att överblicka. Genom att tillgängliggöra utökad mätdata genom kundgränssnittet på mätaren möjliggörs framtida utveckling av nya applikationer och produkter, även sådana som idag kan vara okända.
- Den sammantagna bedömningen är att det finns potential för att nyttorna kommer att överstiga kostnaderna med funktionskrav 3. Värdet på den sammantagna nyttan är beroende av kundtyp; troligtvis är nyttan större för småhus än för lägenheter. Vid behov bör ytterligare utvärderingar av nyttorna göras på en mer detaljerad nivå än vad som varit möjligt inom ramen för denna analys.

Koppling till övriga funktionskrav

För funktionskrav 3 finns följande kopplingar till övriga funktionskrav:

- Funktionskrav 1 - Kunden får kostnadsfri tillgång till nära realtidsvärden på förbrukning. Genom att kombinera funktionskrav 3 och 1 stärks nyttan med båda funktionskraven då kunden har möjlighet att få ut mer mätdata i den fysiska porten.
- Funktionskrav 4 - Mätssystemet ska tillåta fjärravläsning och möjliggöra en fördröjning på enskilda avfrågningar på högst 2 minuter. Genom att kombinera funktionskrav 3 och 4 har elnätsföretaget möjlighet att hämta mer mätdata med enskilda avfrågningar med kort svarstid.

5.7 Funktionskrav 4: Fjärravläsning

Fjärravläsning innebär att nätägaren ska kunna fjärravläsa både schemalagt och genom enskilda avfrågningar. Alla registrerade data ska kunna fjärravläsas. I den här analysen har en beräkning gjorts för kostnaden och nyttorna med att mätsystemen kan svara på en avläsning inom 2 minuter.

Merkostnader funktionskrav 4 Fjärravläsning

Samtliga mätsystemleverantörer svarar att mätarna kan hantera denna funktion utan merkostnad. När det gäller kommunikation, insamlingssystem och arbetstider svarar mätsystemleverantörerna att framtida system, såväl telekommunicerande system som radio och PLC, klarar detta i *teorin*. Däremot svarar både mätsystemleverantörerna och elnätsföretagen att ett krav på två minuters svarstid i *praktiken* kan medföra stora kostnader om det införs utan möjlighet till undantag för avvikelser.

Ingen respondent har kunnat kvantifiera hur stora merkostnader som detta funktionskrav kan medföra. Det beror i stor utsträckning på lokala förutsättningar för respektive elnätsföretag och hur väl kommunikationen går att optimera för de mätsystem som används. Merkostnaderna för funktionskrav 4 sammanfattas i tabell 9.

Tabell 9 Merkostnader funktionskrav 4.

Mätare	Kommunikation	Insamlingssystem	Arbetstid	Aktör
Ingen merkostnad	För vissa kommunikationslösningar kan det tillkomma kostnader	För vissa elnätsföretag kan det tillkomma kostnader	För vissa elnätsföretag kan det tillkomma kostnader	Elnätsföretag

Källa: Sweco

Tillkommande nyttor funktionskrav 4 Fjärravläsning

Snabbare kundtjänsthantering

Med funktionskravet skapas förutsättningar för exempelvis kundtjänsten att kunna genomföra en fjärravläsning av en mätare i samband med ett kundärende via telefon och få svar från mätaren under pågående telefonsamtal. Som en konsekvens av detta uppstår även en nytta hos kunden som kan få en snabbare och mer korrekt hantering av sitt ärende. Enligt respondenterna är det dock få kundfrågor som rör mätarrelaterade frågor. Detta indikerar att nyttan av denna funktionalitet sannolikt är begränsad.

Hantering av avvikelser i elnätet

När det gäller mer akuta kundärenden med t.ex. spänningsfall i elnätet finns det ett värde i att elnätsföretagets driftavdelning kan upptäcka avvikande spänning ögonblickligen för att kunna vara proaktiv och åtgärda fel, helst redan innan kunderna blir varse om felen. Detta är till nytta för både elnätsföretag och kund.

Kostnadsnyttoanalys funktionskrav 4 Fjärravläsning

- Merkostnaderna till följd av funktionskravets krav på svarstid inom 2 minuter är svåra att kvantifiera, vilket till stor del beror på de lokala förutsättningarna för respektive elnätsföretag. De tillfrågade elnätsföretagen och mätsystemleverantörerna har informerat om att funktionskravet kan medföra stora merkostnader, ingen respondent hade dock möjlighet att kvantifiera merkostnaderna. För att ge en uppfattning om storleksordningen på kostnader för kommunikation etc. så kan nämnas att i Ei:s rapport *Ökat inflytande för kunderna på elmarknaden*⁵⁴ uppskattades kostnaderna till 350 miljoner kr i centrala system och ytterligare 100 miljoner kr i konzentrorer. Den uppskattade investeringen avsåg övergång till timmätning. Med ett antagande om att det skulle krävas en ytterligare investering på 20 procent för att nå ett mål på 2 minuters svarstid skulle det innebära investeringar på ca 90 miljoner

⁵⁴ R2010:22

kr. Denna uppskattning är inte underbyggd med några beräkningar utan ska endast ses som ett exempel på möjligt behov av investeringar för att klara kravet.

- I analysen har vissa nyttor identifierats med detta krav, bedömningen är dock att nyttorna med att kunna avfråga mätaren med en svarstid om 2 minuter inte är betydande. Indikationer från de elnätsföretag som tillfrågats är att mätar- och förbrukningsfrågor är mindre vanliga nu jämfört med tidigare då kunderna fakturerades schablonmässigt för en uppskattad förbrukning. Nyttan för elnätsföretagets driftavdelning är svår att bedöma eftersom denna funktionalitet inte används i någon större omfattning idag. Funktionen skulle troligen vara värdefull även vid något längre avfrågningstider än 2 minuter.
- Utifrån den aktuella definitionen av kravet om att varje avfrågning ska besvaras inom 2 minuter bedöms kostnaderna överstiga nyttorna. Om kravet skulle specificeras med en mindre strikt formulering kring svarstiden skulle troligtvis kostnaderna minska avsevärt och kostnadsnyttoanalysen skulle kunna ge ett annat resultat.

Nyttorna för funktionskrav 4 sammanfattas i tabell 10.

Tabell 10 Nyttor funktionskrav 4

Beskrivning av nyttor	Ekonomisk nytta	Aktör
Snabbare kundtjänsthantering	Nöjd kund, effektivare arbetssätt	Elnätsföretag
Snabbare kundtjänsthantering vid en framtida elhandlarcentrisk modell	Nöjd kund, effektivare arbetssätt	Elhandelsbolag
Snabbare kundtjänsthantering	Nöjd kund	Kund
Bättre information till driftavdelning kring pågående händelser i elnätet	Nöjd kund, effektivare arbetssätt	Elnätsföretag
Snabbare åtgärd av pågående händelser i elnätet	Nöjd kund	Kund

Källa: Sweco

Koppling till övriga funktionskrav

För funktionskrav 4 finns följande koppling till övriga funktionskrav:

- Funktionskrav 3 - Mätssystemet ska för varje fas registrera spänning, ström, energi samt aktiv och reaktiv effekt i båda riktningarna.
Genom att kombinera funktionskrav 4 och 3 har elnätsföretaget möjlighet att hämta mer mätdata med enskilda avfrågningar med kort svarstid.

5.8 Funktionskrav 5: Timregistrering av mätvärden

Detta funktionskrav innebär att mätsystemet ska hantera mätvärden med en registreringsfrekvens på högst 60 minuter med månadsvis insamling. Funktionskrav 5 innebär också att mätsystemet ska vara förberett för ett framtida möjligt skärpt krav på 15 minuters registrering och insamling till kl. 9.00 dagen

efter leveransdygnet, inte att dessa krav ska införas i nuläget. Detta krav harmoniserar med de krav som är ställda i Norge. Om ett skärpt krav för avräkning föreslås i framtiden kommer en separat kostnadsnyttoanalys att genomföras för införandet av detta.

Genom att proaktivt ställa högre krav på mätsystemet undviks en situation där elnätsföretag i framtiden behöver byta elmätare i förtid p.g.a. skärpta krav.

Merkostnader funktionskrav 5 Timregistrering av mätvärden

Merkostnader elnätsföretag

Enligt Ei:s rapport *Uppföljning av timmätarreformen*⁵⁵ från 2014 anges att drygt 20 procent av Sveriges uttagspunkter mäts per timme på eget initiativ, detta motsvarar ca 1 miljon mätare. För att uppfylla funktionskrav 5 innebär det att resterande 4,3 miljoner mätare ska gå från månadsvis/dygnsvis registrering till timvisregistrering med månadsvis insamling⁵⁶. Enligt mätsystemleverantörerna innebär detta inte någon merkostnad för nya mätare. Inte heller ett skärpt krav på registrering av 15-minutersvärden innebär någon merkostnad för nya mätare. Däremot tillkommer kommunikationskostnader för att hantera den ökade datamängden vid insamlingen. Denna uppskattas till en merkostnad på 23 kr per mätare för 4,3 miljoner mätare.

Enligt de tillfrågade mätsystemleverantörerna klarar insamlingssystemen funktionsmässigt funktionskravet för såväl timregistrering som ett möjligt skärpt krav på 15-minuters registrering. Den ökade datamängden medför dock behov av utökad datakapacitet vad gäller kommunikationsserverar, databaser etc. Investeringsbehovet för ökad datakapacitet för kommunikationsserverar, databaser etc. antas vara 50 kr per mätare (den lägsta kostnadsuppskattningen i spannet 50-150 kr).

Merkostnaderna för drift och underhåll i samband med övergången till timvärdeshantering uppskattas till 84 kr per mätare och år.

Merkostnader kund

Enligt samma resonemang som för funktionskrav 1 kräver beteendeförändringar en viss tid från kunden. Tidsåtgången och kostnaden för denna uppskattas till 10 minuter per mätare och år, motsvarande en kostnad på 10 kr per mätare och år.

Merkostnader Ei

Ei bedömer att funktionskravet kan innebära en ökad frågemängd till Ei:s funktion Konsumentkontakt. Ei bedömer att det kan bli mellan 20 och 400 tillkommande frågor på grund av funktionskravet, vilket motsvarar en kostnad på mellan 8 000

⁵⁵ Ei R2014:05 Uppföljning av timmätarreformen

⁵⁶ Enligt Swecos bedömning är det relativt vanligt att elnätsföretag självmant har gått över till insamling av timvärden. I praktiken kan det vara mer än 1 miljon mätare som har timvärdesinsamling i dagsläget. Enligt Swecos uppskattningar skulle det nu i själva verket kunna röra sig om uppemot 2 miljoner mätare, det finns dock ingen aktuell undersökning som kan bekräfta detta.

och 160 000 kr per år. Frågorna förväntas inkomma under samtliga år som de nya mätsystemen installeras (år 2017 till 2027).

Merkostnaderna för funktionskrav 5 sammanfattas i tabell 11.

Tabell 11 Merkostnader funktionskrav 5.

Mätare	Kommunikation	Insamlingssystem	Arbetstid	Aktör
Ingen merkostnad	Rörlig merkostnad 0,54 kr /mätare och år Investering 23 kr /mätare	Investering 50 kr /mätare och år	Rörlig merkostnad 84 kr /mätare och år	Elnätsföretag
			Rörliga merkostnader: Energieffektivisering (ökad tidsåtgång) 18 kr/kund och år Sökkostnad 10 kr/mätare och år	Kund
			Frågor Konsumentkontakt 8 000 – 163 000 kr totalt per år	Ei

Källa: Sweco

Funktionskrav 5, kvantifierbar nytta

Här beskrivs de kvantifierbara nyttor som används som indata i beräkningen av nettonuvärdet för funktionskrav 5. I ett senare avsnitt beskrivs ytterligare nyttor som inte varit möjliga att kvantifiera.

Nytta kund

- Energieffektivisering
Genom att timstatistik görs tillgänglig via t.ex. nätföretagets kundportal på internet har kunderna möjlighet att få en bättre förståelse för sin elanvändning och införa energieffektiviserande åtgärder för att minska den. Nyttan bedöms uppgå till 35 kr per kund och år för de kunder som genomför energieffektiviseringar. Detta baseras på ett antagande om 1 procent energieffektivisering per år och kund till följd av timregistrering av mätvärden. (Se även Nyttor användarfall 1: Visualisering av mätdata i beskrivning av funktionskrav 1 ovan.)

Nytta elnätsföretag

- Effektivare arbetsätt
Genom att ha timupplösning på elanvändningen i hela nätet möjliggörs underlag för att dimensionera och optimera elnätet på ett bättre sätt än idag. Med ett sådant underlag kan elnätsföretaget t.ex. analysera när effektoppar inträffar i elnätet⁵⁷. Livslängden på ett elnät är lång. Nätplanering sker ofta

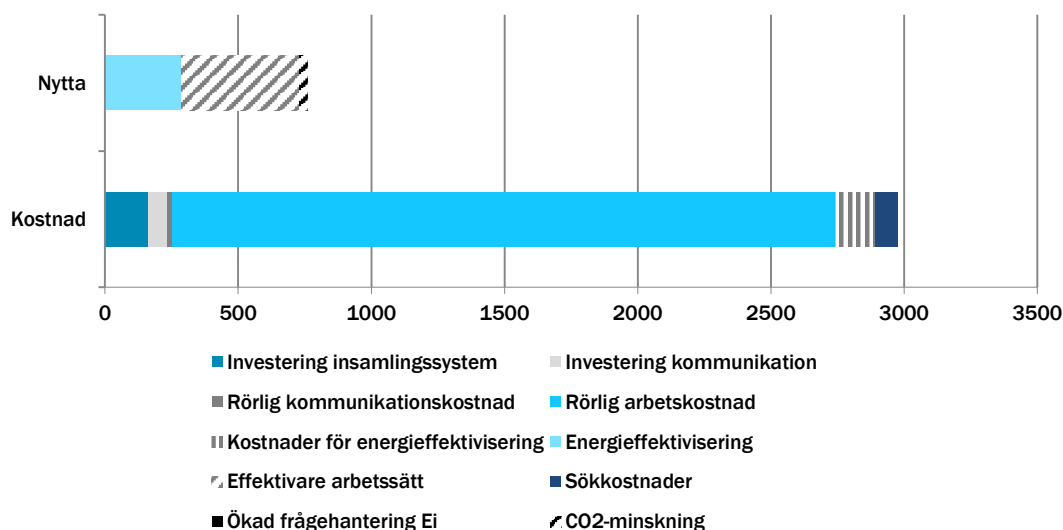
⁵⁷ Elmätarens roll i framtidens elnät, Examensarbete Uppsala universitet, Persson och Svanberg, 2014

uppemot 50 år framåt i tiden, vilket gör det svårt att förutse hur hög belastning det kommer vara på nätet även om elnätsföretaget har tillgång till timupplösning för elanvändningen. Ofta är kostnaden för ledningen eller kabeln i sig inte så hög jämfört med kostnaden för att gräva och installera den, vilket gör att nätägaren hellre överdimensionerar istället för att riskera att behöva installera en ny kabel om det visar sig att den första var otillräcklig⁵⁸. I rapporten *Ökat inflytande för kunderna på elmarknaden*⁵⁹ uppskattades nyttan för elnätsföretaget till 15 kr per mätpunkt och år – i detta ingår bl.a. att tillgång till timvärden underlättar för kundtjänstens och driftavdelningens arbete.

Kostnadsnyttoanalys funktionskrav 5 Timregistrering av mätvärden

I figur 22 nedan redovisas kostnaderna och nyttorna i referensfallet fördelat per variabel för funktionskrav 5. Sammantaget överstiger kostnaderna nyttorna och nettonuvärdet uppgår till minus 2 212 miljoner kr år 2017. Den största kostnadsposten utgörs av elnätsföretagens rörliga arbetskostnad vilken uppgår till ca 2 500 miljoner kr i nuvärde.

Figur 22 Kostnader och nyttor fördelat per variabel för funktionskrav 5, Referensfall, MSEK nuvärde år 2017



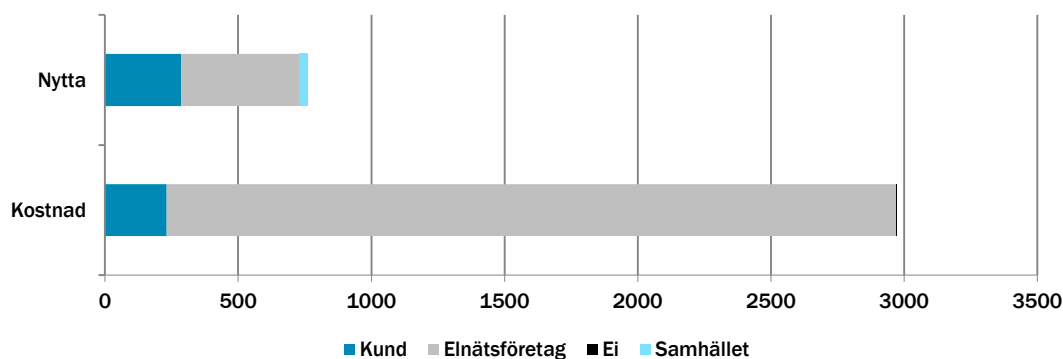
Källa: Sweco

I figur 23 nedan redovisas nuvärdet av kostnaderna och nyttorna fördelat per aktör i referensfallet. Kostnaderna faller primärt på elnätsföretagen p.g.a. ökade rörliga arbetskostnader medan nyttorna främst uppkommer hos elanvändarna och elnätsföretagen.

⁵⁸ Elforsk 13:98 Dimensioning of smart power grids for the future

⁵⁹ Ei R2010:22

Figur 23 Kostnader och nyttor fördelat på aktör för funktionskrav 5, Referensfall, MSEK nuvärde år 2017.



Källa: Sweco

I Tabell 12 nedan anges de merkostnader som har störst påverkan på nettonuvärdet för funktionskrav 5. Notera att ett givet scenario för exempelvis arbetskostnaderna inte nödvändigtvis hänger ihop med motsvarande scenarionamn för antalet kunder som nyttjar timvärdesstatistiken. En låg arbetskostnad kan exempelvis kombineras med ett högt antal kunder som nyttjar timvärdesstatistiken.

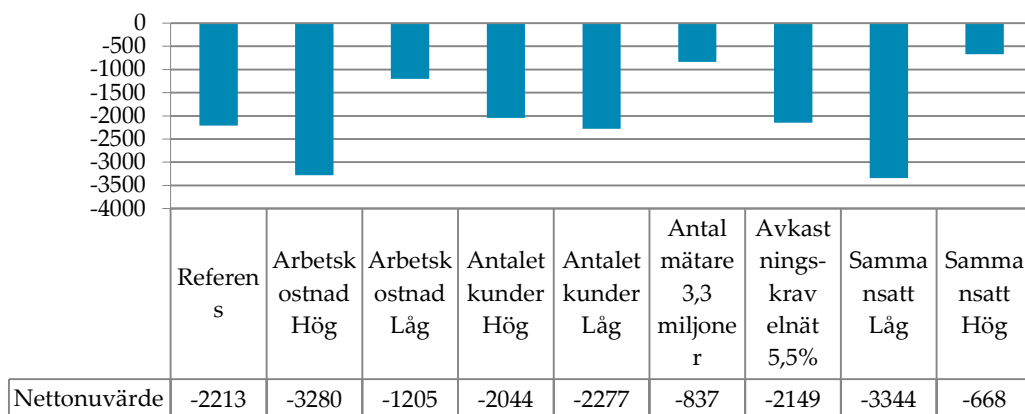
Tabell 12 merkostnader med störst påverkan på nettonuvärdet för funktionskrav 5.

	Låg	Referens	Hög
Arbetskostnad, kr/ mätare och år	50	84	120
Antalet kunder som nyttjar timvärdesstatistiken (5, 20, 60 procent)	215 000	860 000	2 580 000

Källa: Sweco

I syfte att beskriva osäkerheterna i kostnadsnyttokalkylen har ett antal känslighetsfall beräknats genom att variera kostnaderna och nyttorna. Sammantaget visar samtliga känslighetsfall på ett negativt nettonuvärde. Detta redovisas i figur 24 nedan. Den mest optimistiska kombinationen av dessa krav, Sammansatt hög, ger ett nettonuvärde år 2017 på minus 668 miljoner kr, den minst optimistiska kombinationen av dessa krav, Sammansatt låg, ger ett nettonuvärde år 2017 på minus 3 344 miljoner kr.

Figur 24 Nettonuvärde för funktionskrav 5 i olika känslighetsfall, MSEK år 2017.



Källa: Sweco

Funktionskrav 5, ej kvantifierbara nyttor

Utöver de nyttor som tagits med i beräkningen ovan har följande ej kvantifierbara nyttor identifierats.

Timregistrering möjliggör timavräkning

Genom funktionskrav 5 skapas förutsättningar i mätsystemet för registrering och insamling av timvärden. Detta möjliggör också ett framtida införande av timavräkning. Flera av de tillfrågade elhandelsföretagen i denna analys framhåller att timavräkning är en förutsättning för flera produkter och tjänster på elmarknaden, exempelvis för att möjliggöra efterfrågefleksibilitet.

Dagens system, när det är upp till elnätsföretaget att välja avräkningsform, har skapat otydliga förutsättningarna på marknaden. Detta har bland annat lett till att elhandelsföretag inte aktivt marknadsför timavtal. Detta visar på att det framöver är viktigt att ställa krav som tydliggör marknadsförutsättningarna. Enligt uppgift från två finska energibolag som intervjuats inom ramen för denna analys har det faktiska utfallet i Finland blivit att i princip alla kunder timavräknas, även om det inte är krav. Detta för att elnätsföretagen funnit det mer kostnadseffektivt att hantera alla kunder i ett och samma system.

Mätsystem förberett för europeisk harmonisering vid ev. krav på 15 minuters registreringsfrekvens och dygnsvis avräkning

Vissa respondenter ser en poäng med en harmonisering med övriga europeiska elmarknader, i övrigt är man tveksam till nyttan med både 15-minutervärden och insamlingen till kl. 9.00 dagen efter leveransdygnet. Om krav utifrån ett europeiskt perspektiv skulle ställas på 15-minutersavräkning och mätarna inte skulle vara förberedda så skulle det handla om mycket stora investeringar och kostnader för förtida byten. Bara investeringskostnaden skulle vara på ca 9 miljarder kr vid en kostnad på ca 1500 kr per mätare. Utöver dessa kostnader så skulle det tillkomma kostnader för förtida byten.

Nytta för Ei

För Ei är nyttan med funktionskravet att det bidrar till att genomföra Ei:s uppdrag i form av en mer effektiv marknad. Funktionskravet ger också ökade möjligheterna för bl.a. införande av dynamiska tariffer och en energitjänstemarknad.

Kostnadsanalys funktionskrav 5, sammanfattande bedömning

- Kostnadsnyttoanalysen visar tydligt negativt resultat för timregistrering av mätvärden med månadsvis insamling. Det är framförallt elnätsföretagens löpande kostnader för mätvärdesinsamling enligt tidigare rapporter som drar ner kalkylen.
- Det är möjligt att de senaste årens teknikutveckling för kommunikation och insamling kan ha ändrat förutsättningarna så att kostnaderna för timvärdesregistrering och insamling i praktiken är lägre idag. Till exempel visar erfarenheter från Finland på att nätägare har valt att timavräkna hela nätområden eftersom det har visat sig vara mer kostnadseffektivt.
- Nyttan med funktionskravet bedöms inte komma förrän timavräkning införs, då finns stora möjligheter med exempelvis efterfrågefleksibilitet. Denna nytta förstärks i kombination med funktionskrav 1.

Koppling till övriga funktionskrav

För funktionskrav 5 finns följande kopplingar till övriga funktionskrav:

- Funktionskrav 1 – Nära realtidsvärden till kund
Genom att kombinera funktionskrav 5 och 1 möjliggörs en marknadsutveckling av nya produkter från primärt elhandelsföretag och energitjänsteleverantörer

5.9 Funktionskrav 6: Avbrottsregistrering

Kravet innebär inte att avbrottsinformationen måste skickas till elnätsföretaget direkt när strömmen är tillbaka. Däremot ska informationen kunna skickas till elnätsföretaget vid behov.

Merkostnader funktionskrav 6

Merkostnader elnätsföretag

Enligt de tillfrågade mätsystemleverantörerna medför inte funktionen några merkostnader för mätarna eller insamlingssystemen. Beroende på hur funktionen används, med avseende på om och hur ofta avbrottsinformationen hämtas hem från mätarna, tillkommer kostnader för t.ex. kommunikation och arbetstid för elnätsföretaget. Om avbrottsinformationen ska överföras till överliggande system kan det även tillkomma integrationskostnader. I denna analys utvärderas dock enbart grundfunktionaliteten. Merkostnader på grund av användandet av funktionen tas inte upp.

Funktionalitet för avbrottsregistrering finns redan i många befintliga mätare. Enligt rapporten *Smarta mätsystem och smarta mätfunktioner*⁶⁰ svarade elnätsföretagen i en enkät från 2013 att 69 procent av mätarna registrerar avbrott,

⁶⁰ Smarta mätsystem och smarta mätfunktioner, Sweco, 2014

varav 66 procent registrerar både korta och långa avbrott och 3 procent enbart långa avbrott. I nuläget används dock inte funktionen fullt ut p.g.a. att elnätsföretagen inte kan lita på att avbrottsinformationen är korrekt. Detta beror på att huvudbrytaren för vissa kundanläggningar är monterad innan mätaren vilket innebär att mätaren registrerar avbrott om kunden själv bryter kundanläggningen.

En konsekvens av att mätaren blir spänningslös då kunden själv bryter sin anläggning är att även kommunikationen för mätvärdesinsamlingen slutar att fungera. För att undvika denna hantering har många elnätsföretag byggt om dessa kundanläggningar så att mätaren förblir spänningssatt även då kunden bryter strömmen. Mot bakgrund av detta antas elnätsföretagen genomföra omkoppling av kvarvarande kundanläggningar av denna typ vid kommande mätarbyten för att säkerställa kommunikationen. Som en konsekvens av denna åtgärd bedöms att avbrottsregistreringen kommer att vara betydligt mer tillförlitlig efter kommande mätarbyten jämfört med dagens situation.

Merkostnader Ei

Ei bedömer att funktionskravet kan innebära en ökad frågemängd till Ei:s funktion Konsumentkontakt. Ei bedömer att det kan bli 20–400 tillkommande frågor på grund av funktionskravet, vilket motsvarar en kostnad på 8 000–160 000 kr per år. Frågorna förväntas inkomma under samtliga år som de nya mätsystemen installeras (år 2017 till 2027).

I tabell 13 sammanfattas merkostnaderna för funktionskrav 5.

Tabell 13. Merkostnader funktionskrav 5

Mätare	Kommunikation	Insamlingssystem	Arbetstid	Aktör
Ingen merkostnad	Beroende av hur funktionen används	Beroende av hur funktionen används	Beroende av hur funktionen används	Elnätsföretag
			Frågor Konsumentkontakt 8 000–163 000 kr totalt per år	Ei

Källa: Sweco

Nyta funktionskrav 6, avbrottsregistrering

Bättre underlag för avbrottsersättning

Kunderna har rätt till avbrottsersättning från elnätsföretaget för avbrott som är längre än 12 timmar. Genom att ha tillgång till avbrottsinformationen direkt i mätarna sparar elnätsföretagen arbetstid genom ett mer effektivt arbetssätt.

Korrekt avbrottsersättning

Om avbrottsregistreringen utgår från de faktiska avbrott som mätaren registrerat i uttagspunkten innebär det att samtliga kunder erhåller korrekt avbrottsersättning.

Underlag för avbrottsrapportering

Elnätsföretaget är skyldigt att rapportera både korta och långa avbrott på kundnivå. Avbrottsersättningsärenden genomförs genom att elnätsföretaget, baserat på information om avbrott i elnätet, analyserar vilka kunder som varit påverkade av avbrottet. Om avbrottsinformationen istället finns i mätarna skulle elnätsföretagen spara arbetstid.

Korrekt avbrottsrapportering

Genom att använda avbrottsinformation från mätaren har elnätsföretagen möjlighet att rapportera en sammanställning av samtliga faktiskt inträffade avbrott i nätet. Att detta synliggörs kan ses som en samhällsnytta eftersom det då är lättare att bedöma det faktiska värdet av elnätet och vilka behov som finns för tillkommande investeringar.

Nyttor för Ei

Enligt Ei medför funktionskravet att det blir det enklare att genomföra tillsyn. Det ger högre kvalitet i tillsynen och gör det lättare för Ei att sammanställa uppgifter från nätägare än idag. Funktionskravet bidrar också till att Ei kan genomföra sitt uppdrag genom att öka transparensen och informationen till kunden och därigenom stärka kundens roll.

Kostnadsnyttoanalys funktionskrav 6

- Att uppfylla grundfunktionaliteten i detta funktionskrav innebär inga merkostnader enligt mätsystemleverantörerna. Mätarna kan dock ha en viss uppstartstid efter ett avbrott vilket kan påverka registreringen av multipla avbrott som infaller med kort mellanrum.
- Eftersom mätarna registrerar korta och långa avbrott i uttagspunkterna finns förutsättningar för att elnätsföretagen kan spara tid i arbetet med att ta fram underlag för avbrottsersättning och avbrottsrapportering. Det förenklar och förbättrar också Ei:s förutsättningar för att genomföra tillsyn.
- En förutsättning för att nyttan med funktionskravet ska nå full potential är att kundanläggningarna kopplas om så att mätaren är spänningssatt även om kunden bryter anläggningen.

I tabell 14 sammanfattas nyttorna med funktionskrav 6.

Tabell 14 Nyttor funktionskrav 6.

Nyttor, beskrivning	Ekonomisk nytta	Aktör
Bättre underlag för avbrottsersättning	Effektivare arbetssätt	Elnätsföretag
Korrekt avbrottsersättning	Ersättning för avbrott	Kund
Underlag för avbrottsrapportering	Effektivare arbetssätt	Elnätsföretag
Korrekt avbrottsrapportering	Möjlighet att göra en korrekt värdering av de svenska elnäten	Samhället
Förenkling och förbättring av Ei:s förutsättningar för att genomföra tillsyn	Lägre kostnader för Ei	Ei

Källa: Sweco

Koppling till övriga funktionskrav

För funktionskrav 6 har följande kopplingar till andra funktionskrav identifierats:

- Funktionskrav 7.1 - Mätssystemet ska kunna skicka larm från mätaren till nätföretaget, larm ska skickas vid avbrott
Funktionskrav 6 innebär att avbrottets start och slut ska registreras.
Funktionskrav 7.1 innebär att ett larm ska skickas till elnätsföretaget när avbrottet inträffar.

5.10 Funktionskrav 7.1 Avbrottslarm

Funktionen avbrottslarm innebär att mätaren skickar ett larm till insamlingssystemet när ett avbrott inträffar. Funktionen innebär att elnätsföretaget snabbare får information om när ett avbrott inträffar. Utan detta avbrottslarm får elnätsföretaget vanligtvis information om avbrottet först när kunden ringer för att anmäla att strömmen är borta. I funktionskravet ingår också ett meddelande som signalerar att anläggningen är spänningssatt igen efter ett avbrott.

Merkostnader funktionskrav 7.1 Avbrottslarm

Merkostnad elnätsföretag

Som funktionskravet är skrivet innebär det att enskilda avbrottslarm ska levereras inom 2 minuter. För avbrott som berör flera kundanläggningar finns dock inget tidskrav. På motsvarande sätt som för funktionskrav 4 klarar mätssystemen detta tidskrav i teorin men i praktiken kan det innebära behov av omfattande investeringar för att säkerställa att samtliga enskilda larm levereras inom 2 minuter. Ett antal elnätsföretag och mätssystemleverantörer har informerat om att ett krav för enskilda larm på 2 minuter kan medföra omfattande merkostnader för kommunikation, insamlingssystem och arbetsrutiner. Här antas detta krav primärt syfta till att ge information kring avbrott som berör fler kundanläggningar. Därför baseras kostnadsnyttanalyser på dessa större avbrott. Om kravet införs enligt nuvarande definition kan det dock medföra ytterligare merkostnader p.g.a. tidskravet på 2 minuter.

Det finns olika lösningar för att hantera avbrottslarm beroende på vilken kommunikationstyp som används. För radio och P2P krävs en lokal energibackup i mätaren, vanligtvis en kondensator eller ett batteri. Detta tillägg till mätaren är det som primärt bidrar till merkostnader med detta funktionskrav. För PLC krävs inte energibackup i mätarna men eftersom det i dagsläget är okänt hur fördelningen kommer att se ut mellan olika kommunikationstyper i kommande mätarinstallationer utgår denna kostnadsuppskattning ifrån att samtliga mätare kommer att behöva utrustas med en lokal energibackup. Kondensatorn bedöms ofta vara det mest kostnadseffektiva alternativet eftersom den har längre livslängd än ett batteri⁶¹. Enligt de tillfrågade mätsystemleverantörerna är kostnaden för en kondensator 0–40 kr per mätare.

Enligt rapporten *Smarta mätsystem och smarta mätfunktioner*⁶² svarade elnätsföretagen i en enkät år 2013 att 72 procent av mätarna hade avbrottslarm. Baserat på detta antas att funktionskravet enbart medför merkostnader för de kvarvarande 28 procenten av mätarna.

För varje larm som skickas tillkommer en mindre rörlig kommunikationskostnad. I examensarbetet *Elmätarens roll i framtidens elnät*⁶³ gjordes en kostnadsnyttoanalys för en möjlig avbrottslarmsfunktionalitet för Mälarenergis ca 100 000 elmätare. Som en del i analysen uppskattades de årliga tillkommande datatrafikkostnaderna för att skicka larm för samtliga avbrott i Mälarenergis nät. I den analysen antogs dataöverföringskostnaderna vara 4,50 kr/MB (baserat på Telias prislista) och varje meddelande antogs ha storleken 1 kB, utifrån Mälarenergis bedömning. Motsvarande beräkning utgående från samtliga avbrott i Sverige ger följande resultat:

- Enligt Ei:s avbrottsstatistik för 2013 drabbades svenska kundanläggningar på lågspänningsnätet av totalt 12,5 miljoner avbrott under 2013⁶⁴.
- Meddelandet som skickas in efter avbrott med avbrottsinformation antas vara 1 kB i enlighet med Mälarenergis tidigare uppskattning. Till detta tillkommer ett svarsmeddelande från insamlingssystemet med bekräftelse på att larmet kommit fram. Varje avbrott genererar därför 2 kB datatrafik.
- Merkostnaden för kommunikationen av meddelanden med avbrottsinformation blir 112 000 kr för samtliga svenska kundanläggningar på lågspänningsnätet, vilket innebär ca 0,02 kr per mätare och år.

Beräkningen av rörlig kommunikationskostnad ovan utgår från att samtliga mätare kommunicerar via mobilkommunikation mellan mätare och insamlingssystem (P2P-kommunikation). För radio och PLC-kommunikation sker dock kommunikationen från koncentratorn till insamlingssystemet ibland med bredbandskommunikation vilket ger lägre kostnader för datatrafik. Totalt sett utgör dock de rörliga kommunikationskostnaderna en liten andel av kostnaderna

⁶¹ Elmätarens roll i framtidens elnät, Examensarbete Uppsala universitet, Persson och Svanberg, 2014

⁶² Smarta mätsystem och smarta mätfunktioner, Sweco, 2014

⁶³ Elmätarens roll i framtidens elnät, Examensarbete Uppsala universitet, Persson och Svanberg 2014

⁶⁴ www.ei.se/sv/el/Elavbrott/Avbrottsstatistik (2013 års nyckeltal över elnätsföretagens elavbrott)

och därför har kostnaden för andelen av datatrafiken som går via bredbandskommunikation inte justerats ned.

Ytterligare en aspekt av avbrottslarm för mätare med P2P-kommunikation är att stora avbrott kan medföra att stora mängder av meddelanden skickas. Detta kan innebära risk för överbelastning av mobilnätet då många meddelanden skickas på kort tid. Det är därför möjligt att mobiloperatörerna kan vilja begränsa denna funktion hos mätarna.

När det gäller insamlingsystemen är dessa, enligt tillfrågade mätsystemleverantörer, redan förberedda för denna funktion vilket gör att det inte tillkommer någon merkostnad.

Beroende på hur larmfunktionen används kan det tillkomma merkostnader för arbetstid. Enligt examensarbetet *Elmätarens roll i framtidens elnät*⁶⁵ uppskattades merkostnaderna för utökad systemhantering till 12 200 kr per år för Mälarenergi vilket innebär 0,12 kr per mätare och år.

I tabell 15 sammanfattas merkostnaderna för funktionskrav 7.1.

Tabell 15 Merkostnader funktionskrav 7.1

Mätare	Kommunikation	Insamlingsystem	Arbetsrutiner	Aktör
Kondensator ca 0–40 kr/mätare	Uppskattad merkostnad 0,02 kr /mätare och år. Svarstid 2 minuter kan medföra stora kostnader	Ingen merkostnad. Svarstid 2 minuter kan medföra stora kostnader	Uppskattad merkostnad 0,12 kr/mätare och år för systemhantering av larm. Svarstid 2 minuter kan medföra stora kostnader.	Elnätsföretag

Källa: Sweco

Nytta funktionskrav 7.1 Avbrottslarm

Information till driften om pågående avbrott

I examensarbetet på Mälarenergi gjordes en grov uppskattning att drift- och mätavdelningen tillsammans skulle spara ca 160 000 kr per år vilket motsvarar en besparing på 1,60 kr per mätare och år. Besparingen uppstår primärt genom att avbrottslarmen underlättar kartläggning av avbrott och därmed gör det lättare att snabbt dirigera fälttekniker till rätt plats för åtgärdsarbete vilket leder till ett minskat antal bomkörningar. Genom ett meddelande när avbrottet är över behöver elnätsföretaget inte göra fältbesök för att kontrollera detta.

Värdet med avbrottslarm för extremt korta avbrott är sannolikt begränsat för elnätsföretagens avhjälpning av pågående avbrott. En möjlig förändring av

⁶⁵ Elmätarens roll i framtidens elnät, Examensarbete Uppsala universitet, Persson och Svanberg, 2014

funktionskravet skulle därför kunna vara att undanta korta avbrott från kravet att mätaren ska skicka avbrottslarm till elnätsföretaget.

Skapar förutsättning för snabbare åtgärd av avbrott

Genom att elnätsföretagen snabbare kan påbörja arbetet med att åtgärda avbrotten finns förutsättningar för att avbrotten blir kortare. Detta innebär en nytta för kunden som snabbare får tillbaka strömmen.

Baserat på Ei:s avbrottskostnadsvärdering⁶⁶ är kostnaden för icke levererad energi vid oaviserade avbrott 66 kr per kWh. Under 2013 var elanvändningen på lågspänningsnätet 66 607 GWh/år.⁶⁷ Det totala antalet avbrottstimmar på lågspänningsnätet var 12,56 miljoner timmar⁶⁸, fördelat på 5 378 388 kunder.

Detta innebär att den totala avbrottskostnaden beräknas till ca 1,17 miljarder kr/år. Någon uppgift om vilket procentuell minskning av avbrottstiden som funktionskravet 7.1 kan medföra har inte kunnat fastställas.

Nytta för elnätsföretag, elhandelsbolag, energitjänsteföretag

Med avbrottslarm finns det potential för elnätsägaren, eller en extern aktör som får tillgång till avbrottslarmen från elnätsföretaget, att leverera tjänster till kunderna i form av t.ex. SMS-avisering vid avbrott på kundanläggningen. Det finns dock redan idag andra aktörer som erbjuder denna funktion, exempelvis larmföretag. Denna nytta bedöms vara relativt begränsad.

I tabell 16 sammanfattas nyttorna för funktionskrav 7.1.

Tabell 16 Nyttor funktionskrav 7.1.

Nytta, beskrivning	Ekonomisk nytta	Aktör
Information till driften om pågående avbrott	Effektivare arbetssätt, 1,60 kr per mätare och år	Elnätsföretag
Skapar förutsättning för snabbare åtgärd av avbrott	Kundens kostnad för strömavbrott	Slutkund
Möjlighet att erbjuda mertjänster till kund	Potentiell marknad	Elhandelsbolag, Energitjänstebolag, Elnätsföretag

Källa: Sweco

Kostnadsnyttoanalys funktionskrav 7.1 Avbrottslarm

- Mot bakgrund av merkostnaden för kravet om leverans av enskilda avbrottslarm inom 2 minuter bedöms kostnaderna vara så pass höga att de överstiger nyttorna.
- För större avbrott, med flera drabbade kundanläggningar, gäller inte tidskravet på 2 minuters leveranstid. För dessa avbrott har kostnadsnyttoanalys

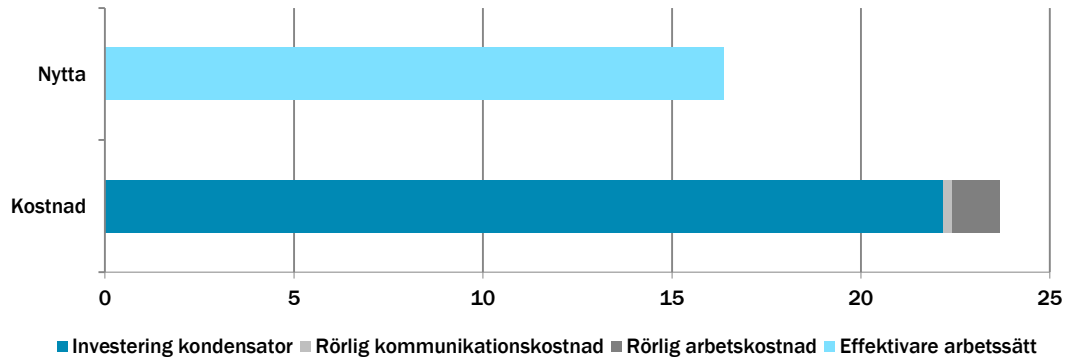
⁶⁶ Kvalitetsjustering av intäktsram för elnätsföretag, reviderad metod inför tillsynsperiod 2016-2019

⁶⁷ SCB El-, gas- och fjärrvärmeförsörjningen 2013 EN 11 SM 1401

⁶⁸ Ei Avbrottsstatistik 2013 års nyckeltal över elnätsföretagens elavbrott

genomförts baserat på antagande i kapitel 4. I den nedan beskrivna kostnadsnyttoanalysen antas priset på kondensatorn vara 20 kr. Detta medför ett nettonuvärde för elnätsföretagen på minus 7 miljoner kr, se figur 25.

Figur 25 Kostnader och nyttor fördelat per variabel för funktionskrav 7.1, Referensfall, MSEK nuvärde.



Källa: Sweco

De variabler som primärt påverkar nettonuvärdet är Investering kondensator och Effektivare arbetssätt. Dessa variabler har därför varierats i en känslighetsanalys av nettonuvärdets storlek baserat på om dessa variabler är de samma som i nuvärdesanalysen ovan (referens) eller om de antas vara högre eller lägre. I tabell 17 nedan redovisas de viktigaste antagandena för känslighetsanalysen. Notera att ett givet scenario för exempelvis kostnaderna för kondensatorerna inte nödvändigtvis hänger ihop med motsvarande scenarionamn för effektivare arbetssätt (nytta). En låg kostnad för kondensatorer kan exempelvis kombineras med ett högt scenario för effektivare arbetssätt.

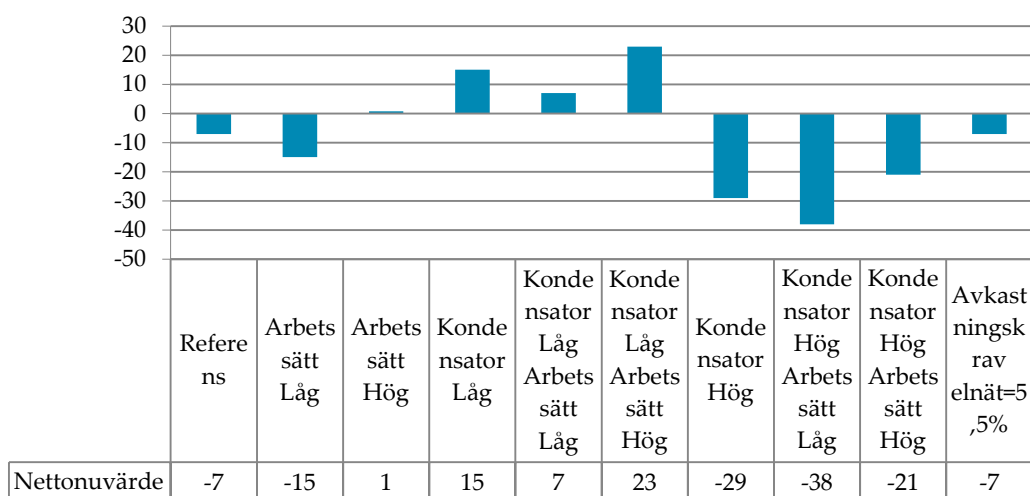
Tabell 17 Antaganden för funktionskrav 7.1.

	Låg	Referens	Hög
Investering kondensator, kr/ mätare	0	20	40
Effektivare arbetssätt, kr/mätare och år	0,8	1,6	2,4

Källa: Sweco

I figur 26 nedan redovisas nettonuvärdet för funktionskrav 7 i olika känslighetsfall. I känslighetsfallet Avkastningskrav elnät=5,5procent har endast avkastningskravet för elnätsföretagen ändrats från 5,2 till 5,5 procent reallt, i övrigt bygger känslighetsfallet på referenskostnaden för kondensatorer samt referensvärdet för effektivare arbetssätt.

Figur 26 Nettonuvärde för funktionskrav 7 i olika känslighetsfall, MSEK år 2017.



Källa: Sweco

- Känslighetsanalysen ger att nettonuvärdet varierar mellan minus 38 och plus 23 miljoner kr år 2017. Om hänsyn även tas till det potentiella värde som en snabbare åtgärd av avbrott medför för kunderna, bedöms nyttorna sammantaget överstiga kostnaderna. Vid behov bör detta dock utvärderas ytterligare.

Koppling till övriga funktionskrav

För funktionskrav 7.1 finns en koppling till följande funktionskrav:

- *Funktionskrav 6 Avbrottsregistrering*
Funktionskrav 6 innebär att avbrottets start och slut ska registreras och skickas som ett meddelande till elnätsföretaget efter avbrottet. Funktionskrav 7.1 innebär att ett larm ska skickas till elnätsföretaget när avbrottet inträffar.

5.11 Funktionskrav 7.2 Larm vid nollfel

Merkostnader funktionskrav 7.2 Larm vid nollfel

Enligt fyra av fem tillfrågade mätsystemleverantörer medför funktionskravet inte några merkostnader för mätare eller insamlingsystem. Baserat på detta bedöms detta funktionskrav inte medföra några merkostnader för de framtida mätsystemen eftersom funktionen finns hos en majoritet av aktörerna på marknaden.

När det gäller kommunikation tillkommer en mindre rörlig kostnad per larm som skickas. Sannolikt kommer antalet larm för nollfel vara väldigt lågt. Därför antas den rörliga merkostnaden för kommunikation av larm för nollfel vara försumbar.

Beroende på hur elnätsföretaget väljer att hantera larm kan det tillkomma kostnader, t.ex. för integration till överliggande system och arbetstid. Enligt ovan bedöms antalet larm vara få och mot bakgrund av detta antas merkostnaden för arbete med larmhantering av larm för nollfel vara försumbar.

Ett antal elnätsföretag och mätsystemleverantörer har informerat om att ett krav på 2 minuters leveranstid av larm från mätaren till insamlingsystemet kan medföra omfattande merkostnader för kommunikation, insamlingsystem och arbete.

I tabell 18 sammanfattas merkostnaderna för funktionskrav 7.2.

Tabell 18 Merkostnader funktionskrav 7.2

Mätare	Kommunikation	Insamlingsystem	Arbetstid	Aktör
Ingen merkostnad	Beroende av antal larm	Ingen merkostnad	Beroende av antal larm	Elnätsföretag

Källa: Sweco

Tillkommande nyttor funktionskrav 7.2 Larm vid nollfel

Genom att elnätsföretaget får larm för nollfel har de möjlighet att agera genom att skicka ut en fälttekniker och/eller kontakta kunden. Kundanläggningar med nollfel kan därför snabbare identifieras och åtgärdas. På grund av säkerhetsaspekten med detta larm finns det troligtvis ett värde i att larmet på kort tid når elnätsföretaget. Det är dock tveksamt om leveransen av larmet inom 2 minuter medför något extra värde jämfört med om larmet inkommer efter en något längre tid.

I tabell 19 sammanfattas nyttorna med funktionskrav 7.2.

Tabell 19. Nyttor funktionskrav 7.2

Nyttor, beskrivning	Ekonomisk nytta	Aktör
Ökad säkerhet		Elnätsföretag Kund

Källa: Sweco

Kostnadsnyttoanalys funktionskrav 7.2 Larm vid nollfel

Det finns nyttor i form av ökad säkerhet för fälttekniker och kund. Antalet larm för nollfel bedöms vara relativt få och därför bedöms även nyttan med funktionskravet vara relativt liten. Beroende på leveranskravet på 2 minuter bedöms merkostnaderna för detta funktionskrav vara omfattande. Bedömning är att nyttorna inte kommer att överstiga merkostnaderna.

Bortsett från leveranskravet om 2 minuter bedöms dock funktionskravets merkostnader vara försumbara. Utan tidsaspekten antas därför nyttorna överstiga kostnaderna för funktionskravet.

Funktionskrav 7.3 Larm vid misstänkt fysisk åverkan

Fysisk åverkan innebär att någon försöker påverka mätaren fysiskt, t.ex. genom att locket på mätaren lyfts av.

Merkostnader funktionskrav 7.3 Larm vid misstänkt fysisk åverkan

Enligt de tillfrågade mätsystemleverantörerna innebär detta funktionskrav ingen

merkostnad för mätaren då funktionen redan är utvecklad. Det tillkommer inte heller några merkostnader för insamlingsystemet.

När det gäller kommunikation tillkommer en mindre rörlig kostnad per larm som skickas. Beroende på hur elnätsföretaget väljer att hantera larm kan det också tillkomma kostnader, t.ex. för integration till överliggande system och arbetstid. Sannolikt kommer antalet larm för misstänkt fysisk åverkan vara få. Baserat på detta antas den rörliga merkostnaden för kommunikation av larm för misstänkt fysisk åverkan vara försumbar.

Även för denna funktion kan ett krav på 2 minuters leveranstid medföra merkostnader.

I tabell 20 sammanfattas merkostnaderna med funktionskrav 7.3.

Tabell 20. Merkostnader funktionskrav 7.3.

Mätare	Kommunikation	Insamlingsystem	Arbetstid	Aktör
Ingen merkostnad	Beroende av antal larm	Ingen merkostnad	Beroende av antal larm	Elnätsföretag

Källa: Sweco

Nyta funktionskrav 7.3 Larm vid misstänkt fysisk åverkan

Mervärdet med att elnätsföretaget får detta larm levererat inom 2 minuter jämfört med vid ett senare tillfälle bedöms som väldigt litet, se tabell 21.

Tabell 21. Nyttor funktionskrav 7.3.

Nyttor, beskrivning	Ekonomisk nytta	Aktör
Skapar förutsättning för att identifiera obehörig hantering av mätaren, ev. strömstöld	Minskade förluster	Elnätsföretag

Källa: Sweco

Kostnadsnyttoanalys funktionskrav 7.3 Larm vid misstänkt fysisk åverkan

Varje enskilt fall där strömstöld identifieras har ett stort värde för elnätsföretaget. Eftersom antalet fall med strömstöld bedöms vara litet är dock det totala värdet begränsat. Nyttorna bedöms inte överstiga merkostnaderna.

5.12 Funktionskrav 7.4 Larm vid dataintrång

Eftersom det inte finns en tydlig beskrivning av vilken funktionalitet som ska ingå i funktionskravet har det inte varit möjligt att genomföra någon kostnadsnyttoanalys.

5.13 Funktionskrav 8: Fjärruppgradering

Fjärruppgradering av mätare är en funktionalitet som i stor utsträckning redan finns i befintliga mätsystem. I framtida mätsystem kommer denna funktionalitet med största sannolikhet ha utvecklats ytterligare.

Merkostnader funktionskrav 8 Fjärruppgradering

De tillfrågade mätsystemleverantörerna uppger att funktionskravet inte medför några merkostnader för mätare eller insamlingssystem, se tabell 22. De tillfrågade nätföretagen uppger att det kan tillkomma merkostnader beroende av hur funktionen används.

Tabell 22 Merkostnader funktionskrav 8.

Mätare	Kommunikation	Insamlingssystem	Arbetstid	Aktör
Ingen merkostnad	Beroende av hur funktionen används	Ingen merkostnad	Beroende av hur funktionen används	Elnätsföretag

Källa: Sweco

Nyta funktionskrav 8 Fjärruppgradering

Nya funktioner kan tillföras kostnadseffektivt

Genom att ny funktionalitet kan införas kostnadseffektivt under mätarens livslängd kan mätaren via fjärruppgradering modifieras för att stödja nya affärsupplägg eller nya krav.

Åtgärda mjukvaruproblem under mätarens livslängd

Genom att kunna åtgärda mjukvaruproblem i mätaren på distans undviker elnätsföretaget kostsamma fältbesök. Kostnadsbesparingen med att kunna fjärruppgradera mätarna är potentiellt sett stora.

Mätaren behöver inte vara fysiskt tillgänglig för elnätsföretaget

Eftersom mätaren kan uppgraderas på distans behöver inte kunden tillgängliggöra mätaren för fälttekniker, på så sätt sparas även kundens tid. Detta gäller primärt för de mätare som är placerade inne i kundens bostad.

Nyttor för Ei

Enligt Ei medför funktionskravet ökade möjligheter för bl.a. införande av dynamiska tariffer och en energitjänstemarknad. Det blir också enklare för Ei att genomföra vissa regeländringar om nätägarens insats för att uppfylla nya regler förenklas genom fjärruppgradering av mätaren.

Nyttorna med funktionskrav 8 sammanfattas i tabell 23.

Tabell 23 Nyttor funktionskrav 8.

Nyttor, beskrivning	Ekonomisk nytta	Aktör
Nya funktioner kan tillföras kostnadseffektivt.	Minskade kostnader för fältbesök	Elnätsföretag
Åtgärda mjukvaruproblem under mätarens livslängd	Minskade kostnader för fältbesök	Elnätsföretag
Mätaren inte behöver vara fysiskt tillgänglig för elnätsföretaget.	Kundens tid	Kund
Enklare att genomföra vissa regeländringar		Ei

Källa: Sweco

Kostnadsnyttoanalys funktionskrav 8 Fjärruppgradering

Att införa funktionskravet innebär i princip inte någon skillnad jämfört med idag eftersom majoriteten av befintliga system redan klarar funktionskravet.

Funktionskrav 9: Fjärrpåslagning och fjärravstängning

Funktionskravet innebär att elnätsföretaget via insamlingssystemet kan utföra fjärrpåslagning och fjärravstängning av kundanläggningen. En förutsättning för denna funktion är att mätaren är utrustad med en brytare. Denna funktion används primärt i samband med kundflytt, avsaknad av kundavtal samt vid avtalsbrott (t.ex. bristande betalning). För att kunna genomföra tillslag via fjärr krävs ofta ett kunddeltagande för att undvika den säkerhetsrisk som uppstår om strömmen slås på utan att någon är på plats vid kundanläggningen.

Merkostnader funktionskrav 9 Fjärrpåslagning och fjärravstängning

Merkostnader elnätsföretag

Enligt de tillfrågade mätsystemleverantörerna kostar brytaren ca 100–300 kr per mätare. En okänd andel av befintligt installerade mätare har brytare. Merkostnaderna för att införa funktionskravet beror på hur stor andel av mätarna vid kommande mätarbyten som *inte* skulle utrustas med brytare utan detta funktionskrav. Enligt mätsystemleverantörerna beställs i dagsläget i princip alla nya mätare med brytare (90–100 procent av de mätare som levereras idag har brytare enligt två av de tillfrågade mätsystemleverantörerna). Enkätsvaren från elnätsföretagen indikerar också att andelen mätare med brytare kommer att öka vid kommande beställningar. Vissa elnätsföretag säger dock att de ser affärsmässig grund för att investera i brytare för vissa kundtyper, men inte för alla. Mot bakgrund av detta görs bedömningen att elnätsföretagen kommer att köpa brytare för en majoritet av mätarna i kommande beställningar. Baserat på svaren från mätsystemleverantörerna och elnätsföretagen görs bedömningen att elnätsföretagen *inte självmant* kommer att investera i brytare för mellan 5 och 20 procent av mätarna i kommande investeringar.

Eftersom fjärrpåslagning och fjärravstängning är en befintlig funktionalitet i mätsystemen tillkommer ingen kostnad för insamlingssystemen. Vid användande av brytarfunktionaliteten tillkommer dock en mindre, rörlig

kommunikationskostnad och en arbetskostnad i form av systemhantering och kundkontakt. Merkostnaden för kommunikation och arbete antas vara försumbar vid införande av detta funktionskrav.

Merkostnader Ei

Ei bedömer att funktionskravet kan innebära en ökad frågemängd till Ei:s funktion Konsumentkontakt. Ei bedömer att det kan bli 10–200 tillkommande frågor på grund av funktionskravet, vilket motsvarar en kostnad på 4 000–80 000 kr per år. Frågorna förväntas inkomma under samtliga år som de nya mätsystemen installeras (år 2017 till 2027).

Nytta funktionskrav 9 Fjärrpåslagning och fjärravstängning

Fältbesök behövs inte vid från- och tillkoppling

Genom att möjliggöra från- och tillkoppling av kundanläggningar via insamlingsssystemet behöver inte elnätsföretaget genomföra fältbesök vid anläggningen.

Ökat incitament att aktivt välja elavtal vid inflytt

Med fjärrbrytare installerade på samtliga kunders mätare ökar sannolikheten för att elnätsföretagen bryter kundanläggningen i samband med kundflytt. En fördel med att kundanläggningen är avstängd när kunden flyttar in är att kunden är tvungen att aktivt kontakta elnätsföretaget (eller elhandelsföretaget i en framtida elhandlarcentrisk marknadsmodell). När kunden tagit denna kontakt är tröskeln för att även diskutera elavtalet troligtvis lägre. Det finns därför en möjlighet att ökad användning av brytare i samband med flyttar kommer att leda till att färre kunder kommer att ha tillsvidareavtal. Ett införande av detta funktionskrav bidrar således till att Ei genomför sitt uppdrag genom att möjliggöra en effektivare flyttprocess.

Minskad elanvändning vid avtalslösa kundanläggningar och vid avtalsbrott

Genom att slå från kundanläggningar som är avtalslösa kan elnätsföretaget minska de förluster som uppstår om el ändå används vid anläggningen. I de fall det förekommer avtalsbrott för en kundanläggning (t.ex. bristande betalning från kund) finns även möjligheten för elnätsföretaget att fjärrledes slå från anläggningen för att undvika att kunden använder el som elnätsföretaget och/eller elhandelsföretaget inte kommer att få betalt för.

Nyttorna med funktionskrav 9 sammanfattas i tabell 24.

Tabell 24 Nyttor funktionskrav 9.

Nyttor, beskrivning	Ekonomisk nytta	Aktör
Fältbesök behövs inte vid från- och tillkoppling vid kundflytt	Minskad kostnad fältbesök	Elnätsföretag
Ökat incitament att aktivt välja elavtal vid inflytt	Färre kunder med tillsvidareavtal	Kund
Minskad elanvändning vid avtalslösa kundanläggningar och vid avtalsbrott	Minskade förluster	Elnätsföretag
Styrel vid nödsituation	Färre bortkopplingar av samhällsviktiga kundanläggningar vid akut effektbrist	Samhället

Källa: Sweco

Kostnadsnyttanalytisk funktionskrav 9 Fjärrpåslagning och fjärravstängning

Merkostnaderna för funktionskravet är investering i brytare för 5–20 procent av mätarna enligt antagande ovan. Brytaren bedöms kosta mellan 100 och 300 kr per mätare. Nuvärdet av investeringen för Sveriges alla mätare 2017 antas vara mellan 20 och 238 miljoner kr, se tabell 25.

Tabell 25 Nuvärde investering brytare baserat på andel mätare och merkostnad brytare per mätare, MSEK år 2017.

Andel mätare	Merkostnad brytare		
	300 kr	200 kr	100 kr
20 procent	238	159	79
10 procent	119	79	40
5 procent	59	40	20

Källa: Sweco

- Nyttan med de 5–20 procent av kundanläggningarna som elnätsföretagen bedömt inte behöver brytare är dock sannolikt begränsad eftersom relativt få så kallade brytarhändelser bedöms ske för dessa anläggningar. Nyttorna bedöms inte överstiga kostnaderna med funktionskravet för elnätsföretagen.
- För kunderna finns det en möjlighet att funktionskravet kommer att leda till att färre kunder kommer att ha tillsvidareavtal. Med samma argument som ovan kommer det troligtvis inte att ske så många kundflyttar för de 5–20 procent av kundanläggningarna som elnätsföretagen bedömt inte behöver brytare. Även för kunderna görs därför bedömningen att nyttan med detta funktionskrav är begränsat.
- Om detta funktionskrav kombineras med funktionskrav 10 Styrel på kundanläggningsnivå finns det en möjlighet att de sammantagna nyttorna för de två funktionskraven överstiger kostnaderna. Nyttan med styrel enligt funktionskrav 10 är dock svår att kvantifiera. Det bör finnas potential för att nyttan med styrel överstiger kostnaderna med extra investeringar i brytare på mellan 20 och 238 miljoner kr. För att säkerställa detta bör dock en mer grundlig analys av nyttan med styrel på kundanläggningsnivå göras.

Koppling till övriga funktionskrav

För funktionskrav 9 finns en koppling till följande funktionskrav:

- Funktionskrav 10 Styrel
Funktionskrav 9 och 10 är båda beroende av brytare på mätaren.

5.14 Funktionskrav 10: Styrel på kundanläggningsnivå

Med funktionalitet enligt detta funktionskrav skulle styrelsmetoden i Sverige kunna utvecklas. Styrel definieras som "identifiering och prioritering av samhällsviktiga elanvändare"⁶⁹. Styrel bygger på att myndigheter, länsstyrelser, kommuner och elnätsföretag identifierar och planerar för hur samhällsviktiga elanvändare ska kunna prioriteras vid elbrist.

Styrel bygger idag på bortkoppling av utgående ledningar från fördelningsstationer. Bortkoppling sker enligt en planerad prioriteringsordning. Vid den senaste genomförda styrelsprioriteringen prioriterades ca 45 000 av Sveriges 5,3 miljoner kundanläggningar. En konsekvens av att man bryter på ledningsnivå är att många kunder som inte borde vara prioriterade ur ett samhällsperspektiv ändå kommer att få behålla strömmen i en nödsituation eftersom deras anläggning är ansluten till samma ledning som t.ex. ett sjukhus. I många mindre orter finns prioriterade användare på samtliga utgående linjer vilket i praktiken innebär att dessa orter inte kan bidra med att sänka eluttaget i en situation med elbrist. Genom detta funktionskrav möjliggörs styrelsprioritering på kundanläggningsnivå istället för på ledningsnivå.

Merkostnader funktionskrav 10: Styrel på kundanläggningsnivå

Merkostnader Elnätsföretag

En förutsättning för funktionaliteten styrel på kundanläggningsnivå är att samtliga mätare i Sverige har brytare. Enligt samma resonemang som för funktionskrav 9 är merkostnaderna endast för brytare i de 5–20 procent av mätare som elnätsföretagen själva inte bedömer behöver brytare.

Styrel på kundanläggningsnivå kräver också systemstöd för att t.ex. kunna gruppera kunder för att med enskilda kommandon kunna bryta ett större antal kundanläggningar. Flera av de intervjuade mätsystemleverantörerna anger att grupperingsfunktionalitet för brytning av kundkollektiv redan finns i insamlingssystemen. Således tillkommer inga kostnader för insamlingssystemen. Beroende på hur elnätsföretagen väljer att sätta upp funktionen kan det tillkomma kostnader för t.ex. integration mot överliggande system.

Eftersom det redan finns en prioritering av kunder i Sverige antas att samma prioritering kan användas för styrel på kundanläggningsnivå. Det bör därför inte tillkomma några merkostnader för att prioritera kunder eller på annat sätt samordna berörda aktörer. Den enda skillnaden är att elnätsföretagen utför styrelorder på kundanläggningsnivå istället för på ledningsnivå.

⁶⁹ www.energimyndigheten.se

Merkostnader Ei

Ei bedömer att funktionskravet kan innebära en ökad frågemängd till Ei:s funktion Konsumentkontakt. Ei bedömer att det kan bli 10–200 tillkommande frågor på grund av funktionskravet, vilket motsvarar en kostnad på 4 000–80 000 kr per år. Frågorna förväntas inkomma under samtliga år som de nya mätsystemen installeras (år 2017 till 2027).

Merkostnaderna för funktionskrav 10 sammanfattas i tabell 26.

Tabell 26 Merkostnader funktionskrav 10.

Mätare	Kommunikation	Insamlingssystem	Arbete	Aktör
Ca 100–300 kr/mätare	Kostnad per från- resp. tillslag	Ingen merkostnad	Beroende på användandet	Elnätsföretag
			Frågor Konsumentkontakt 4 000–80 000 kr totalt per år	Ei

Källa: Sweco

Nytta funktionskrav 10: Styrel på kundanläggningsnivå

Inom ramen för detta arbete har både Energimyndigheten och Myndigheten för samhällsskydd och beredskap (MSB) kontaktats för att utvärdera nyttan med att bryta på kundanläggningsnivå istället för på ledningsnivå i en elbristsituation. Enligt dessa myndigheter skulle brytning på kundanläggningsnivå vara mycket positivt eftersom det då finns förutsättningar till en betydligt mer precis prioritering. Exempelvis kan då vårdcentral, dagis och äldreboende ha kvar elen men bostäderna i samma område kopplas bort vid elbrist. Myndigheterna ser stora värden med detta men påtalar att det inte har gjorts någon ekonomisk analys av denna funktionalitet eftersom det hittills inte varit praktiskt genomförbart. De påtalar också utmaningen med att kvantifiera värdet av att t.ex. en vårdcentral kan vara öppen istället för att behöva avbryta sin verksamhet i en halvtimme p.g.a. strömavbrott.

I Energimyndigheten rapport *Prioritering av elanvändare vid elbrist*⁷⁰ uppskattades kostnaderna för införande av styrel i sin nuvarande form (brytning på ledningsnivå) till ca 145 miljoner kronor. Kostnaderna avsåg främst arbetstid för att utföra prioriteringen av kunderna. Energimyndigheten bedömde att kostnaden på 145 miljoner kr är liten för att införa den nuvarande styrelsmetoden med brytning på ledningsnivå. Detta kan indikera det stora värdet med en väl fungerande styrelsmetod.

I dagsläget är elbrist väldigt ovanligt i Sverige, men det kan bli mer vanligt i framtiden. Svenska kraftnät har t.ex. signalerat att när svenska kärnkraftsreaktorer börjar avvecklas, av åldersskäl och kanske också på grund av dålig lönsamhet, kommer elen inte alltid att räcka till i Sverige. Mot bakgrund av detta kan det

⁷⁰ ER 2007:38

finnas skäl att tro att nyttan med en effektiv styrelsmetod kommer att öka i framtiden.

Nyttan med funktionskrav 10 sammanfattas i tabell 27.

Tabell 27 Nyttor funktionskrav 10.

Nyttor, beskrivning	Ekonomisk nytta	Aktör
Styrel på kundanläggning istället för ledning vid elbrist	Värdet för att samhällsviktiga kundanläggningar får behålla strömmen vid elbrist	Samhället

Källa: Sweco

Kostnadsnyttanalyt funktionskrav 10: Styrel på kundanläggningsnivå

Utifrån diskussionerna med MSB och Energimyndigheten bedöms integrering av brytare på kundnivå i styrel ge betydande samhällsnytta. Att kunna selektera brytning på kundnivå istället för på utgående linje skulle medge en betydligt mer precis prioritering jämfört med dagens styrelsmetod.

Flera av de mätsystemleverantörer som kontaktats har påtalat att det finns funktionalitet för gruppering av kunder och eftersom det stora jobbet, att sortera ut prioriterade kunder, redan är gjort inom styrel borde kostnaderna vara hanterbara.

Kostnaden för funktionskravet bedöms motsvara investeringen i brytare enligt funktionskrav 9, vilket innebär ett nuvärde år 2017 på mellan 20 och 238 miljoner kr. Vid införande av den befintliga styrelsmetoden med brytning på ledningsnivå ansåg Energimyndigheten att kostnaden på 145 miljoner kr var liten i jämförelse med nyttan. Det bedöms därför inte orimligt att även nyttan med att gå från brytning på ledningsnivå till kundanläggningsnivå skulle vara i denna storleksordning. Det finns också skäl att tro att nyttan med en väl fungerande styrelsmetod kommer att öka i framtiden om risken för elbrist i Sverige ökar. För att säkerställa om nyttan överstiger kostnaden för funktionskravet bör en mer detaljerad utvärdering än vad som varit möjligt inom ramen för denna analys genomföras.

Koppling till övriga funktionskrav

För funktionskrav 9 finns en koppling till följande funktionskrav:

- Funktionskrav 10 Styrel
Funktionskrav 9 och 10 är båda beroende av brytare på mätaren.

5.15 Funktionskrav 11: Säker datahantering och skydd från dataintrång

De tillfrågade respondenterna har inte tolkat att funktionskravet skulle innebära någon förändring jämfört med nuvarande säkerhetsnivå för datahantering. Samtliga mätsystemleverantörer uppger att de har byggt in säkerhetslösningar i sina respektive mätsystem som gör att de håller en god säkerhetsnivå.

Bedömning funktionskrav 11 Säker datahantering och skydd från dataintrång

Utifrån nuvarande definition av funktionskravet går det inte att läsa ut någon skillnad jämfört med mätsystemens befintliga säkerhetsnivå. Därmed går det inte heller att identifiera några kostnader eller nyttor för funktionskravet.

5.16 Övriga kostnader och nyttor Ei och Swedac

Utöver de merkostnader som presenterats ovan för funktionskrav 1 till 11 tillkommer även Ei:s egna kostnader för att ta fram regelverk för funktionskraven. Den totala kostnaden för samtliga funktionskrav uppskattas till ca 300 000–500 000 kr. Kostnaden bedöms inte påverkas i någon betydande mening om något enstaka funktionskrav tas bort från den föreslagna listan.

Även Styrelsen för ackreditering och teknisk kontroll (Swedac) kan komma att behöva justera regelverket baserat på funktionskraven. De bedömer att kostnaden kommer vara i samma storleksordning som Ei:s kostnad, det vill säga ca 300 000–500 000 kr.

Sammanlagt bedöms således kostnaderna för Ei:s och Swedacs arbete med regelverken uppgå till totalt ca 600 000–1 000 000 kr vid införande av funktionskraven.

6 Analys och förslag på funktionskrav

Utifrån formuleringen i uppdraget från regeringen har Energimarknadsinspektionen (Ei) undersökt behovet av att föreslå funktionskrav på mätsystem för att möjliggöra information till kunder, för att främja en effektiv nätdrift, för att minska energianvändningen och för att öka integrationen av lokal produktion. Ei har låtit Sweco genomföra analyser av kostnader och nyttor med ett antal funktionskrav. Den analysen utgör jämte erfarenheter från andra länder och andra kunskapskällor grund för de bedömningar och förslag som Ei lämnar i det här kapitlet.

Miniminivån för funktionalitet i mätsystem bör regleras

Sammantaget gör Ei bedömningen att ellagen bör kompletteras med dels en bestämmelse om kostnadsfri information till kunder om mätvärden och spänningsvärden, dels en bestämmelse om att mätsystemet ska främja tillförlitlig och effektiv nätdrift, minskad energianvändning och ökad integration av lokal produktion.

Funktionskrav skapar lika förutsättningar i hela landet

Det finns flera skäl till att Ei gör bedömningen att funktionskrav bör regleras. Genom att säkerställa en viss lägstanivå på mätsystem skapas förutsättningar för en välfungerande energitjänstemarknad. Det skapar också lika förutsättningar för alla berörda aktörer såsom kunder, elhandlare och energitjänsteföretag. Avsaknaden av funktionskrav på elmätare har hittills fått till följd att det är en relativt stor spridning på vilken funktionalitet som finns tillgänglig runt om i landet. Det har gjort att nätanvändare och marknadsaktörer mött olika situationer i olika nätområden, vilket kan tänkas hämma utvecklingen av tjänster och produkter.

Funktionskrav påskyndar utvecklingen mot ett smartare elnät

Funktionskrav säkerställer att verktygen för ett mer effektivt utnyttjande av nätets resurser finns tillgängliga. Med mer avancerade funktioner i mätsystem som även kan användas i nätdriften kan en utveckling mot smartare elnät påskyndas.

Genom reglering är det också möjligt att säkerställa att nätföretagen investerar i ny och mer avancerad teknik, vilket i slutändan kommer att gynna både elsystemet i allmänhet och kunderna i synnerhet. På grund av sin monopolställning saknar nätföretag samma drivkraft som företag som verkar på konkurrensutsatta marknader att satsa på innovativa lösningar, såsom avancerade elmätare. Reglering av en miniminivå av funktionskrav är därför viktigt för att säkerställa att kunderna kan åtnjuta samma funktionalitet och tjänsteföretag kan erbjuda samma tjänster över hela landet.

Slutligen så bör funktionskrav regleras för att uppfylla EU-kommissionens rekommendationer. Dessa är formulerade som rekommendationer som

medlemsländerna i möjligaste mån bör följa. Om det i framtiden ställs striktare krav i form av direktiv som måste följas, är det rimligt att anta att dessa kommer utgå från de rekommenderade funktionskraven.

Detaljerade funktionskrav bör definieras i förordning och föreskrifter

De tillägg till ellagen som Ei föreslår säkerställer både att kunder får information för att kunna bli mer aktiva och bidra till energieffektivisering och att mätsystemen används för att göra nätet mer effektivt och tillförlitligt. Tilläggen innebär dock inte att specifika funktionskrav införs direkt i lagen utan syftar till att beskriva ett övergripande syfte med nätföretagens mätsystem. Det krävs därför närmare regler i förordning och föreskrifter för att ange vilka funktionskrav som ska ställas. Vad gäller ett funktionskrav finns det dessutom behov av att Styrelsen för ackreditering och teknisk kontroll (Swedac) utfärdar närmare föreskrifter.

Framtagande av mer detaljerade krav i förordning och föreskrifter måste utredas i särskild ordning men Ei vill redan nu peka på de huvudsakliga krav som bör ställas, i huvudsak baserade på de rekommendationer som EU-kommissionen publicerade 2012. Rekommendationerna har delvis anpassats utifrån svenska förhållanden och därefter genomgått en kostnadsnyttoanalys. Efter att ha diskuterat resultatet av kostnadsnyttoanalysen med företrädare för branschen och andra intressenter har Ei också modifierat och anpassat funktionsbeskrivningarna så att de är lämpliga utifrån såväl kunders som branschens perspektiv, samtidigt som funktionerna är lämpliga ur ett samhällsekonomiskt perspektiv.

Kommentarer från marknadsaktörer, som tagit del av Swecos analys, har påtalat att vissa detaljer saknats i analysen, eller att vissa kostnader överskattats alternativt underskattats. Ei kan konstatera att det alltid finns svårigheter när kostnadsnyttoanalyser ska genomföras. Sammantaget bedömer Ei dock att analysen ger en god övergripande bild av det allmänna kostnadsnyttoläget för de undersökta funktionerna.

Vissa aktörer har också framfört synpunkter på utformningen och omfattningen av de funktionskrav som bör införas i förordning och föreskrift. Givet att Ei får ett bemyndigande av regeringen att utfärda närmare föreskrifter blir det under ett sådant arbete aktuellt att mer i detalj diskutera den exakta utformningen av respektive funktionskrav. Det blir i det sammanhanget även aktuellt att genomföra en konsekvensutredning av funktionskraven som de slutligen kommer att utformas.

6.1 Lagförslag som skapar förutsättningar för en utvecklad energitjänstemarknad

Förslag: 3 kap 11 § ellagen. Nätkoncessionshavaren ska se till att elanvändaren utan kostnad löpande får tillgång till mätvärden och spänningsvärden. Närmare föreskrifter om angivna skyldigheter meddelas av regeringen eller den myndighet regeringen bestämmer.

En snabb återkoppling till kunden om elanvändningen är av stor betydelse för att kunden själv ska kunna förstå sin elförbrukning och vad som påverkar den. Informationen är även viktig för att kunden ska kunna vidta åtgärder för att anpassa sin förbrukning utifrån prissignaler från elhandel eller nättariffer. Som det redogörs för tidigare i rapporten finns det potentiellt betydande energibesparingar att göra för kunder om de får mer information om sin elförbrukning. Lagförslaget skapar förutsättningar för att utfärda närmare föreskrifter om ett öppet och standardiserat gränssnitt där kunden ges tillgång till nära realtidsinformation om sin förbrukning, vilket Ei bedömer skapar goda förutsättningar för en utvecklad energitjänstemarknad med produkter och tjänster som kan hjälpa kunden att minska sin elförbrukning och sina kostnader.

Följande funktionskrav bör regleras i förordning eller föreskrift:

- Mätaren ska utrustas med ett öppet och standardiserat gränssnitt som levererar nära realtidsvärden på effekt, mätarställning, spänning och i förekommande fall produktion. Kunden ska få tillgång till dessa värden.

Nedan följer ytterligare beskrivning av ovanstående funktionskrav.

Kunden får tillgång till nära realtidsvärden på förbrukning.

Genom att elmätaren utrustas med ett öppet, standardiserat gränssnitt möjliggörs både nära realtidsinformation till kunden och utveckling av energitjänstemarknaden.

En lösning med ett gränssnitt på mätaren innebär att kunden eller tredjepartsaktörer inte behöver vända sig till nätföretaget för att få detaljerad information om förbrukning. Snabb återkoppling är också en viktig funktion för att åstadkomma beteendeförändringar i form av energieffektivisering och efterfrågefleksibilitet.

Nära realtid innebär att informationen bör göras tillgänglig för kunden så nära konsumtionstillfället som är tekniskt möjligt. Beroende på kommunikationen (vid t.ex. ett trådlöst gränssnitt) kan en viss fördröjning uppstå. Eftersom informationen kommer direkt från mätaren utan att kontrolleras av nätföretaget bör denna fördröjning inte vara mer än ett fåtal sekunder. Begreppet *nära realtid* bör definieras i föreskrift.

Att mätaren utrustas med ett gränssnitt innebär att kunden får möjlighet att ta del av sin realtidsinformation kostnadsfritt, men utrustningen för att göra detta bekostas av kunden. Det kan utgöra ett hinder för vissa kunder. Ei bedömer ändå att detta är den mest kostnadseffektiva lösningen. Ett alternativ skulle vara att ställa krav på att alla mätare utrustas med en display, vilket också i förlängningen

skulle ha bekostats av kundkollektivet. En display är dock inte den enda lösningen för visualisering av förbrukning, och passar nödvändigtvis inte alla kunder. Genom att låta marknaden ta hand om visualiseringen av data gentemot kunden kan företag utveckla olika tjänster/produkter och kunden kan välja den modell som passar hen bäst. Det är också troligt att lösningar för visualisering av förbrukning eller för styrsystem i hemmet kommer att använda befintliga displayer hos kunden, t.ex. läsplattor eller smarta telefoner.

Ytterligare en möjlighet är att använda den lysdiod som finns på mätaren som en givare av realtidsinformation. Den lösningen skulle dock endast ge kunden tillgång till information om förbrukning, och det finns också tveksamheter om noggrannheten i denna information. Att alla uppmätta storheter kan strömmas utifrån mätaren är i det avseendet en mer framtidssäker lösning eftersom det kan finnas större behov i framtiden av att ge kunden information om producerad energi, effekt och spänning.

Uppgifter om spänning kan vara av intresse för kunden, och att det bör vara enkelt för kunden att ta del av spänningsinformation. Detta skulle ge kunderna tillgång till information som de inte har idag, och därmed stärka kundens roll om kundens anläggning har dålig leverans kvalitet. Nyttan med att tillgängliggöra spänningsnivåer för alla hushållskunder får dock anses vara begränsad. Genom att spänningsvärden kan hämtas från det öppna gränssnittet kan intresserade kunder, eller kunder som upplever att de har dålig leverans kvalitet, på eget initiativ, eller med hjälp av ett energitjänstföretag, analysera och spara dem.

Ei bedömer att det inte finns några skäl till att kunden inte ska få ta del av alla registrerade mätdata. Om kunden har egen produktion eller upplever dålig leverans kvalitet är det rimligt att kunden ska kunna ta del av information om producerad el, spänningsnivåer eller reaktiv effekt. Det är dock viktigt att poängtera att informationen som kunden får via det öppna gränssnittet inte är kvalitetssäkrat och därmed kan skilja sig från den information som ligger till grund för debitering. Målet måste dock vara att denna data ska vara så precis som möjligt. Ei bedömer ändå att nära realtidsinformationen från mätaren håller sådan kvalitet att den är praktiskt användbar för kunder och energitjänsteföretag.

Vikten av standardisering av gränssnittet har lyfts fram till Ei vid upprepade tillfällen. Ei instämmer i att standarder är viktiga för att åstadkomma en väl utvecklad tjänstemarknad, och för att kunder ska kunna använda samma utrustning vid flytt eller i olika bostäder. Att peka ut en standard för gränssnittet faller dock utanför ramen för detta uppdrag och även utanför Ei:s ansvarsområde i och med att Ei bör ställa teknikneutrala krav för att inte motverka teknikutveckling och innovation. Ei:s bedömning är att branschen bör enas om en eller ett antal standarder för gränssnittet.

Åtkomst till mätaren

Kundernas tillgång till elmätaren regleras i Swedacs föreskrifter.⁷¹ Där fastställs att oavsett om en mätare kan fjärravläsas ska den ändå vara försedd med en metrologiskt kontrollerad display eller räkneverk som är tillgänglig för

⁷¹ STAFS 2006:4

konsumenten utan att använda verktyg. Det värde som avläses på displayen eller räkneverket utgör det mätresultat som ska ligga till grund för debitering.

Det är ett känt problem att många kunder som bor i flerbostadshus inte har tillgång till sin elmätare eftersom fastighetsägaren låst in elmätarna i ett utrymme till vilket hyresgästerna inte har tillträde. För att kunden ska kunna läsa av elmätaren själv krävs att fastighetsägaren släpper in kunden i det aktuella utrymmet.

Om elmätare utrustas med ett öppet gränssnitt, en port, till vilken kunden kan ansluta utrustning för att läsa av eller analysera sin energiförbrukning kan svårighet att komma åt mätaren hämma utvecklingstakten av sådan användning. Det här är en möjlig barriär för utvecklingen av energitjänster för de kunder som har inlåsta mätare, typiskt sett boende i flerbostadshus. Om utvecklingen visar att inlåsta mätare är ett hinder för marknadsutvecklingen eller för att kunder själva ska vidta åtgärder för att exempelvis minska sin energiförbrukning kan det eventuellt behövas ny lagstiftning som reglerar tillgången till elmätare.

6.2 Lagförslag som främjar nätdriften och gynnar en hållbar utveckling

Förslag: 3 kap 10 § ellagen. Nätkoncessionshavarens mätsystem ska främja en tillförlitlig och effektiv nätdrift, en minskad energianvändning och en ökad integration av lokal elproduktion. Närmare föreskrifter om angivna skyldigheter meddelas av regeringen eller den myndighet regeringen bestämmer.

Det är viktigt att nätföretagens elmätare och mätsystem utformas så att de bidrar till en effektiv och tillförlitlig nätdrift, vilket i förlängningen gynnar kunderna och bidrar till att mindre resurser kan göra mer. Mätsystemet bör också utformas så att det bidrar till en minskad energianvändning och ökar förutsättningarna för att i än högre grad integrera lokal, främst småskalig, elproduktion. De föreslagna kraven skapar förutsättningar för att ta fram funktionskrav som bidrar till ett effektivare resursutnyttjande samtidigt som det blir enklare att ansluta framförallt små förnybara elproduktionsanläggningar.

Följande funktionskrav bör regleras i föreskrift eller förordning:

- Mätsystemet ska för varje fas registrera spänning, ström, energi samt aktiv och reaktiv effekt för uttag och inmatning av el.
- Alla registrerade data ska kunna fjärravläsas.
- Mätsystemet ska registrera mätvärden med en frekvens på 60 minuter och kunna ställas om till en frekvens på 15 minuter.
- Vid avbrott ska mätsystemet registrera och spara uppgifter om tidpunkt för början och slut på ett avbrott längre än 3 minuter i en eller flera faser.
- Mätsystemet ska kunna skicka larm vid nollfel i kundens anläggning.

- Nätkoncessionshavaren ska fjärrledes kunna uppgradera mjukvara och ändra inställningar i mätsystemet.
- Nätkoncessionshavaren ska fjärrledes via mätsystemet kunna spänningssätta och fränkoppla elanläggningar.

Följande funktioner bör utredas ytterligare:

- Mätsystemet ska kunna skicka larm vid avbrott.
- Mätsystemet ska kunna skicka larm och ge svar på avfrågningar med en viss maximal tidsåtgång. Hur lång tidsåtgång som är rimlig att kravställa bör utredas ytterligare.

Nedan följer ytterligare beskrivning av ovanstående funktionskrav.

Mätsystemet ska för varje fas registrera spänning, ström, energi samt aktiv och reaktiv effekt i båda riktningarna.

Det här funktionskravet är viktigt för att kunna integrera mer mikroproduktion i elnäten. I ett elnät med stor andel lokal och intermittent produktion finns större behov av att mäta producerad el, reaktiv effekt och spänningar på alla faser.

Eftersom funktionskravet rör den metrologiska delen i elmätaren anser Ei att regeringen bör ge Swedac i uppdrag att utfärda föreskrifter om noggrannhetskrav för de olika storheterna.

En princip för noggrannhetskrav är att de storheter som ligger till grund för debitering måste mätas med hög noggrannhet. Traditionellt har detta för kunder upp till 63 A innefattat förbrukning av el. Eftersom allt fler nätföretag använder sig av effektbaserade tariffer idag finns det ett större behov av att ställa noggrannhetskrav även på effekt. En utveckling där fler och fler konsumenter av el också blir producenter ökar behovet av att ställa noggrannhetskrav även på mätning av producerad energi genom den ordinarie elmätaren.

Mätsystemet ska tillåta fjärravläsning.

I kravet ingår att alla registrerade data ska kunna fjärravläsas både schemalagt och genom enskilda avfrågningar. Funktionskravet främjar en effektiv mätvärdesinsamling.

Fjärravläsning är ett av de av EU-kommissionen rekommenderade funktionskraven för mätsystem och ses som en central funktion i smarta elnät. Trots att det inte finns krav på fjärravläsning av mätsystem i Sverige idag valde de allra flesta svenska nätföretagen att installera fjärravlästa mätare i samband med månadsmätningensreformen som trädde i kraft 2009. Många mätsystem kan avläsas både schemalagt och genom enskilda avfrågningar.

Timmätning

Mätsystemet ska registrera mätvärden med en registreringsfrekvens på högst 60 minuter och enkelt kunna ställas om till en registreringsfrekvens på högst 15 minuter.

I dagsläget finns inte krav på varken timavräkning eller kvartsavräkning för kunder upp till 63 A. För kunder över 63 A finns däremot lagkrav på timmätning. Med hänsyn till pågående europeiskt harmoniseringsarbete är det troligt att kvartsavräkning kommer att bli aktuellt under livslängden för nästa generations mätsystem. De bör därför vara förberedda för att hantera en registreringsfrekvens på 15 minuter för att undvika förtida mätarbeten vid införandet av ett sådant krav.

Funktionskravet stämmer överens med de krav som gäller i Norge. Enligt norska krav ska data dessutom kunna överföras senast kl. 9.00 dagen efter driftdygnet. I nuvarande svenska krav⁷² ska data kunna överföras senast kl. 10.00 dagen efter driftdygnet. Vilket klockslag som ska anges i kommande föreskrifter bör utredas ytterligare. Här måste hänsyn också tas till det arbete som pågår för att åstadkomma en gemensam balansavräkning inom Sverige, Norge och Finland.

Det finns idag krav på att kunder med en säkring över 63A ska mätas per timme.⁷³ För dessa kunder finns även krav på att de ska avräknas per timme. Ei kan inte se någon anledning till att detta krav inte också ska omfatta även de kunder under 63 A som valt ett timavtal. Frågan behöver dock utredas närmare, vilket inte varit möjligt inom ramen för det här uppdraget. Om regelverket ska ändras behöver en konsekvensutredning genomföras.

Samordningsrådet för smarta elnät har lämnat lagförslag om att alla kunder ska ges rätt till timmätning utan extra kostnad, oavsett vilken avtalsform de har. Ei bedömer att de lagförslag som vi lämnar i den här rapporten inte står i konflikt med samordningsrådets lagförslag. Ei bedömer inte heller att rådets förslag står i strid med de mer detaljerade funktioner som Ei anser bör regleras i form av kommande ändringar i förordning och föreskrift.

Om mätsystemen ställs om till att registrera mätvärden med 15-minutersfrekvens bör en uppdatering av den tillåtna tidsavvikelsen göras. I Swedacs föreskrifter⁷⁴ anges att tillåten tidsavvikelse vid timmätning är 7 sekunder. För kvartsmätning bör denna uppdateras. Antalet decimaler på mätvärdet bör också ses över och eventuellt uppdateras.

Mätsystemet ska kunna registrera början och slut på långa avbrott på en eller flera faser

Det här funktionskravet är viktigt för att stärka kundens roll och det kan också effektivisera nätföretagens avbrottsrapportering.

Kunder som drabbas av mer än 12 timmars avbrott på en eller flera faser har rätt till avbrottsersättning enligt 10 kap. 10 § ellagen. Nätföretagen är också skyldiga att rapportera antalet avbrott samt längden på dessa enligt föreskrift EIFS 2013:2. Detta är uppgifter som ligger till grund för kvalitetsjusteringen.

Genom att kundens elmätare kan registrera tidpunkten för början och slut på ett avbrott kan denna information användas som underlag till avbrottsersättning. Många nätföretag använder redan den här möjligheten idag. De nätföretag som

⁷² EIFS 2011:3

⁷³ 6 § i förordningen (1999:716) om mätning, beräkning och rapportering av överförd el

⁷⁴ STAFS 2009:8 3-5 §§.

inte har den här funktionen använder ofta den avbrottsinformation som finns på högre nivåer i nätet, men när fel uppstår längre ned i nätet är den informationen inte tillräcklig. Flera nätföretag har också valt att basera information om avbrottets början på kundsamtal. Den lösningen kan leda till att endast de kunder som ringer sitt nätföretag direkt vid avbrottets början ges korrekt avbrottsersättning, och att kunder som är mindre aktiva eller har dålig kännedom om sina rättigheter missgynnas. Dessa kunders roll förstärks genom att avbrottsinformation baseras på uppgifter från elmätaren, och inte när nätföretaget får information om avbrott genom samtal från kund.

I den kostnadsnyttoanalys som redovisas i kapitel 5 bedöms att krav på att mätaren ska kunna registrera korta avbrott (0,1 sek–3 min) kan vara kostnadsdrivande. Korta avbrott beror också ofta på fel på mellan- och högspänningsnätet där exakt information om avbrottets början och slut redan registreras. Ei anser därför att kravet endast bör gälla för långa avbrott på en eller flera faser, dvs. avbrott längre än 3 minuter.

Nätföretaget bör kunna välja hur informationen om avbrott ska samlas in, antingen genom att mätsystemet automatiskt skickar informationen vid avbrottets slut, eller genom avfrågning. Det viktiga är att informationen kan användas som underlag för avbrottsrapportering.

Mätsystemet ska kunna fjärruppgraderas.

Uppgradering syftar till både uppgradering av mjukvara och att ändra inställningar i mätsystemet. Funktionskravet möjliggör ett effektivt och kostnadsbesparande arbetssätt.

Fältbesök är kostsamma och genom att systemen kan fjärruppgraderas kan dessa till stor del undvikas. Fjärruppgradering innebär att mätsystemens mjukvara ska kunna uppdateras och att så kallade buggar i systemen ska kunna åtgärdas. Det innefattar också uppdatering av inställningar i systemet, t.ex. inställningar för mätning av produktion, gränser för spänningsnivåer och registreringsfrekvens för förbrukning. Uppgraderingar av den metrologiska delen, vad mätsystem kan mäta och hur noggrant, innefattas inte av detta krav.

Swecos kostnadsnyttoanalys visar att den här funktionen är kostnadsbesparande då vissa typer av fältbesök kan undvikas. Funktionen innebär också en framtidssäkring, då den möjliggör att olika applikationer och ändrade krav kan införas utan mätarbyten. Det har emellertid också tagits upp att det kan finnas begränsningar för hur många gånger uppdateringar kan göras på grund av minneskapacitet i mätsystemen. Ei menar att det är rimligt att kravet ställs så att uppgraderingar är möjliga att göra åtminstone under hela avskrivningstiden för mätsystemen, dvs. under tio år.

Mätsystemet ska tillåta fjärrpåslagning och fjärravstängning.

Att kunna bryta kundens anläggning genom mätsystemet bidrar till en effektiv nätdrift eftersom vissa typer av fältbesök kan undvikas.

Funktionen innebär att mätaren måste utrustas med en brytare vilket innebär en merkostnad. Trots det är det många nätföretag som redan idag har denna funktion på hela eller stora delar av sina mätsystem. Funktionen ingår också i EU-

kommissionen rekommendationer. Det är Ei:s samlade bedömning att funktionen är värdefull då den möjliggör snabbare och mer exakta flyttprocesser bland annat genom snabb inkoppling till nyinflyttade eller kunder som haft strömmen avslagen på grund av bristande betalning.

Fjärrpåslagning måste ske i enlighet med Elsäkerhetsverkets föreskrifter.

Funktionen att kunna slå av och på anläggningen på distans innebär också en möjlighet till ett mer förfinat förfarande för styrel vid extrem effektbrist. Styrel innebär planering för prioritering av samhällsviktiga elanvändare, såsom sjukhus. Resultatet av styrelplaneringen utgör de underlag nätkoncessionshavare använder för att utarbeta de från- och tillkopplingsplaner som ska användas vid en manuell förbrukningsfrånkoppling. Syftet med styrelplaneringen är att lindra konsekvenserna för samhället vid en eleffektbrist. I dagsläget medger tekniken inte att enskilda samhällsviktiga elanvändare kan prioriteras utan prioriteringen görs på ledningsnivå, dvs. alla anläggningar som är anslutna till samma ledning som en samhällsviktig funktion prioriteras. En teknikutveckling som möjliggör från- och tillkoppling av enskilda elanvändare vid en krissituation skulle dels förbättra krishanteringen, dels effektivisera planeringsprocessen som till stora delar genomförs av länsstyrelser, kommuner och nätkoncessionshavare.

Larm vid nollfel

Nollfel i en anläggning kan leda till personskada och i värsta fall dödsfall, och kan även orsaka skador i anläggningen. Både kostnader och nyttor för denna funktion ansågs vara små i analysen eftersom denna typ av fel inträffar sällan. På grund av den stora säkerhetsrisken bedömer Ei att nollfelslarm bör ingå som funktionskrav.

6.3 Funktionskrav som behöver utredas ytterligare

Avbrottslarm

Ei har utrett möjligheten att föreslå funktionskrav för larm vid avbrott. Ei:s bedömning är att mycket talar för att den här funktionen bör införas, men att frågan behöver utredas ytterligare i ett eventuellt föreskriftsarbete.

Avbrottslarm kan bidra till mer effektiv och tillförlitlig nät drift vilket är en nytta för elnätsföretaget och kunden. Genom kvalitetsjustering och avbrottsersättning har nätföretaget ekonomiska incitament att korta ned avbrottstiden och förbättra kundens leverans kvalitet. Ett sätt att göra detta kan vara att i högre utsträckning integrera mätsystem i driftcentralens system, och att utrusta mätsystem med larmfunktion för avbrott. Genom snabbare identifiering av avbrott kan längden på avbrotten minskas vilket är en nytta för samhället.

Avbrottslarm och integrering i driftsystem är en viktig del i att skapa ett smart elnät med möjligheter till övervakning och styrning även på lågspänningsnätet. Det är dock inte säkert att alla mätare behöver utrustas med denna funktionalitet. För flerbostadshus kan det räcka att en av mätarna kan ge larm. På samma sätt kan det vara kostnadseffektivt att installera larmfunktion på mätaren i den anläggning som ligger längst ut på en ledning.

Nätföretagens varierande resurser, kompetens och ambitionsnivå gör nyttan med den här funktionen svårbedömd. Att reglera att mätsystemen har larmfunktion är ingen garanti för att nätföretagen faktiskt använder funktionen i sina driftsystem och faktiskt minskar avbrottslängden. För de kunderna skulle funktionen enbart innebära en kostnad i form av dyrare mätare. Hur detta krav kan formuleras bör utredas ytterligare i ett eventuellt föreskriftsarbete. Det är dock Ei:s bedömning att funktionen kan vara mycket viktig för att förbättra leveranssäkerheten i nätet och påskynda en utveckling mot ett smartare elnät.

Tidsåtgång för avfrågningar och larm

När det gäller enskilda avfrågningar som inte schemalagts bedömer Ei att det finns en viss nytta för kunden om mätsystemet kan läsas av under ett pågående samtal med nätföretagets kundtjänst. På så vis kan kunden snabbt få information om mätarställning, eller om ett eventuellt fel beror på fel på nätet eller i kundens anläggning. För att det ska vara möjligt bör en enskild avfrågning kunna göras inom 2 minuter. Ei kan dock inte bedöma i vilken omfattning en sådan möjlighet att göra avfrågningar av den enskilda mätaren faktiskt skulle utnyttjas.

När det gäller larm om elavbrott och nollfel bedömer Ei att det skulle vara av stor nytta för både kunden och nätföretaget om larmet kom fram inom 2 minuter.

Kostnadsnyttoanalysen i kapitel 5 visar att trots att ett 2-minuterskrav för kommunikationen är möjligt att uppfylla i teorin, kan det vara kostnadsdrivande att säkerställa att kravet uppfylls i alla situationer och för alla kunder. Analysen visar också att den samhällsekonomiska nyttan med ett krav på 2 minuter bedöms vara begränsad. Mot bakgrund av detta menar Ei att det inte i nuläget går att motivera att ställa krav på högst 2-minuters tidsfördröjning för en enskild avfrågning eller avbrottslarm. Samtidigt visar information från vissa aktörer att det inom en snar framtid, med hjälp av kommunikationssystem som utgår ifrån befintlig infrastruktur för mobiltelefoni, kommer att vara fullt möjligt att på ett kostnadseffektivt sätt åstadkomma avfrågningar och larm som sker betydligt snabbare än 2 minuter. Den typen av kommunikationslösningar kan potentiellt ge en rad andra nyttor som kan utnyttjas för smarta nät.

Ei vill lyfta fram att avfrågningar och larm bör kommuniceras så snabbt som är tekniskt möjligt givet att kostnaderna kan hållas på en rimlig nivå. Frågan om vad som är ett rimligt krav på tidsåtgång för bland annat avfrågningar och larm bör utredas närmare i föreskriftsarbetet och frågan bör även bedömas ur perspektivet att det är ett övergripande mål att åstadkomma smartare nät i Sverige.

6.4 Funktionskrav som utretts men inte föreslås

Energimarknadsinspektionen (Ei) har utrett följande funktionskrav och kommit till slutsatsen att de inte bör omfattas av eventuella kommande regler i förordning och föreskrifter.

Lokal lagring i mätsystemen

Att kunden och eventuella tredjepartsaktörer ges tillgång till historiska data är en viktig funktion. Det är dock inte säkert att det bästa sättet att åstadkomma detta är genom lokal lagring i elmätaren. Flera nätföretag tillgängliggör t.ex. kundens mätdata via webbplatsen eller via en applikation som kunden kan komma åt via

telefon eller läsplatta. Att ställa krav på att denna information ska komma åt via mätaren skulle innebära att Ei frångår principer om att vara teknikneutrala och skulle också innebära att Ei ställer krav på *hur* en funktion levereras snarare än som idag *vad* som levereras. Det viktiga är att säkerställa att kunden får enkel tillgång till sitt förbrukningsdata, inte hur.

Funktionskravet om ett öppet gränssnitt på mätaren säkerställer att realtidsvärden strömmas från mätaren. Om kunden är intresserad av att spara historiska data kan extern utrustning kopplas till mätaren för att göra detta. Kunden har också rätt att ta del av sitt historiska förbrukningsdata genom regelverket i mätföreskriften.

Laststyrning genom mätsystemen

Det är möjligt att styra kundens effektuttag genom vissa typer av elmätare, genom att slå av och på olika reläer till vilka apparater med hög elförbrukning är kopplade. Denna effekt kan dock även uppnås på andra sätt, och det är därför Ei:s bedömning att det inte är rimligt att ställa krav på att alla kunders mätare utrustas med denna funktionalitet. Det kan finnas behov av att utreda denna funktion ytterligare.

Det finns redan idag tjänsteföretag som via exempelvis internetbaserade kommunikationslösningar styr apparater i kundens hem, såsom t.ex. värmepumpar, utifrån elpris och nättariffer. Det är troligt att utvecklingen av denna marknad kommer att fortsätta, särskilt i takt med att både mikroproduktion och elbilar blir vanligare inslag i kundanläggningar. Elmätaren kan fylla en viktig roll som informationsgivare till dessa styrsystem, men måste inte vara inblandad i själva styrningen.

Ei inser vikten av att åstadkomma en högre grad av efterfrågeflexibilitet och att en effektiv marknad för detta kommer till stånd. Det är emellertid tveksamt om styrning genom mätsystemet är en framtidssäker lösning. Det kan finnas risk för intressekonflikt om kommunikationsvägar, såsom mätsystemet, som används och kontrolleras av ett monopolföretag även ska utnyttjas av företag på den konkurrensutsatta marknaden. Det är mer framtidssäkert om dessa verksamheter hålls åtskilda och om andra kommunikationsvägar, såsom kundens egen internetuppkoppling, används istället. Det är därför inte meningsfullt att föreslå laststyrning genom relästyrning i mätaren som funktionskrav för alla mätare.

När det gäller effektbegränsning på systemnivå vid extrema effektbrister möjliggörs detta genom att mätsystemen har en brytare (se avsnitt 6.2).

Larm vid misstänkt fysisk åverkan

Ei har också utrett möjligheten att ställa krav på att mätsystemen skickar larm vid misstänkt fysisk åverkan och dataintrång. Misstänkt fysisk åverkan har behandlats som bruten plombering på mätaren, och är en funktion som många befintliga mätsystem uppfyller redan idag. Det är också en funktion som lyfts fram i EU-kommissionens rekommenderade funktionskrav (bekämpa och upptäcka bedrägeri). Ei anser dock inte att detta bör utgöra ett funktionskrav för samtliga mätsystem, då det ligger i nätföretagets egenintresse att säkerställa att ingen försöker bryta sig in i mätaren för att göra olagliga omkopplingar.

Mätsystemet ska möjliggöra säker datahantering och skyddas från dataintrång.

Datasäkerhet för mätsystem har inte utretts inom ramen för detta uppdrag. Sweco har inte heller kunnat uppskatta kostnader och nyttor för detta. En mer fullständig utredning av datasäkerhet och personuppgiftshantering för mätsystem bör göras. Här måste dock lyftas fram att det redan finns gällande lagstiftning som är tillämplig på mätsystem. För personuppgiftshantering gäller personuppgiftslagen (PUL) och för förvanskning av mätinstrument gäller STAFS 2006:4 (se avsnitt 3.9).

6.5 Ei föreslår implementering från 2017

Ei föreslår att funktionskraven ska gälla för nya mätare som installeras efter 1 januari 2017, dock senast 1 januari 2025. Ei bedömer att den största delen av det befintliga mätarbeståndet kommer att behöva bytas ut under denna period oavsett nya funktionskrav, då den ekonomiska och tekniska livslängden är uppnådd.

En implementering som pågår under så lång tid som Ei föreslår kan försvåra för leverantörer av tjänster och produkter. Nätföretag kommer troligen att välja att byta ut delar av eller hela sitt mätarbestånd i olika faser vilket innebär att beståndet av mätsystem under en lång period kommer att ha olika funktionalitet. Kunder hos olika nätföretag, eller även inom samma nätföretag, kommer då inte ges samma möjlighet till information eller att köpa tjänster och leverantörer kommer att behöva anpassa sitt utbud av produkter och tjänster delvis utifrån den funktionalitet som finns tillgänglig i det enskilda nätområdet. Ei bedömer dock att den samhällsekonomiska nyttan med att tillåta en relativt lång implementeringstid, till 1 januari 2025, överstiger nackdelarna. Samtidigt skapar ett fastslaget slutdatum förutsägbarhet för marknadens aktörer om när funktionaliteten finns tillgänglig i hela landet. Vidare anser Ei att det är viktigt att implementeringen av den nya funktionaliteten genomförs inom en överblickbar tidsperiod så att nyttorna av de nya mätsystemen kan komma marknaden och kunderna tillgodo i form av energitjänster, mer information till kunderna och effektivare nät drift.

Många av de befintliga mätsystemen installerades under 2006–2009, vilket innebär att de med en avskrivningstid på tio år kommer att vara avskrivna senast 2019. Övergången till en reglering som bygger på en real linjär metod innebär större incitament för nätföretagen att byta ut mätsystemen när de är avskrivna. Ei bedömer därför att huvuddelen av det svenska mätarbeståndet kommer att bytas ut inom de närmaste åren.

I ett kommande föreskriftsarbete måste det tydliggöras vad som avses med att ett nytt mätsystem installeras. Om endast enstaka mätare byts ut utan att kommunikation och övriga system uppgraderas eller byts ut, exempelvis pga. tekniskt fel i mätaren, innebär det troligen att den rekommenderade funktionen inte uppnås. Det är dock Ei:s uppfattning att nätföretagen planerar att byta ut stora delar av sitt mätarbestånd på samma gång, vilket innebär att nätföretagen kommer att installera helt nya mätsystem och därigenom uppnå den föreslagna funktionalitetsnivån.

6.6 Integritet och säkerhet måste analyseras

De funktioner som Ei föreslår för framtida mätsystem innebär att mätsystem i framtiden kommer att producera mer data om den enskilda kundens elanvändning. Det står klart att det finns betydande vinster med en ökad mängd data eftersom det skapar förutsättningar för mer aktiva kunder, nya produkter och tjänster och effektivare elnät. Samtidigt är det av största vikt att elkunders personuppgifter (såsom t.ex. mätvärden) skyddas och att elsystemets säkerhet hålls på en hög nivå.

Den ökade mängden data innebär att såväl bransch som myndigheter står inför en utmaning. Branschen måste skydda kundernas integritet i den dagliga praktiska hanteringen av mätvärden och det är upp till myndigheterna att se till att marknaden och regelverket för densamma utformas så att informationen kan skyddas på ett enkelt sätt.

Möjliga åtgärder för att öka skyddet

Det är förmodligen av underordnad betydelse var lagring av mätvärden och annan information sker så länge behovet av persondataskydd, rättssäkerhet och informationssäkerhet tillgodoses. Men i det fortsatta arbetet bör det klargöras var och hur lagring ska ske i ett mätsystem som kan komma att innefatta komponenter fysiskt hos elkunden t.ex. i en fysisk mätare, hos en nätägare i en koncentrator eller genom central lagring hos nätägaren, eller i en tjänstehubb.

Nätföretagets uppgiftssamling måste skyddas så att ingen annan obehörigen kommer åt de uppgifter som finns där. Det bör finnas lämplig nivå av legitimering för tillträde till nätföretagets uppgifter så att obehöriga inte får åtkomst till dessa uppgiftssamlingar. Ett sådant skydd bör byggas in i mätsystemet, som bör ha standardinställningar för högsta skydd inom ramen för de funktioner som utrustningen erbjuder.

Hanteringen i mätsystemet av *uppgifter som elnätsföretaget ska samla in* eller föra vidare, t.ex. till en tjänstehubb bör utformas så att uppgifterna så långt möjligt:

- a. *avidentifieras*, med en metod som leder till att bakvägsidentifiering inte blir möjlig av en viss kund eller viss anläggning. Det kan ske antingen genom att aggregera uppgifter så att det inte går att peka ut viss individ eller viss anläggning eller genom att skapa motsvarande hinder genom att t.ex. ta bort data som knyter samman ett mätvärde med en källa.
- b. *anonymiseras*, så att det krävs tillgång till uppgifter som inte kan antas vara tillgängliga för den som skulle vilja bakvägsidentifiera kunden.

Hanteringen i ett mätsystem av *uppgifter som ska överföras till en tjänstehubb*, för att lagras där bör utformas så att uppgifterna bevaras och överförs skyddat.

Det ska finnas kryptografiska funktioner för insynsskydd, legitimering och underskrift.

I möjligaste mån bör man använda sig av säkerhetsinfrastruktur som tillämpas inom andra sektorer för att inte skapa hinder mot att kommunicera med andra

aktörer och för att säkerställa att funktionaliteten hålls på en hög nivå samtidigt som kostnaderna därigenom sannolikt kan hållas nere.

Sannolikt behövs någon form av säkerhetslösning för att skydda åtkomsten av mätvärden i det öppna gränssnittet som Ei föreslår. Det kan exempelvis ske genom att gränssnittet som standardinställning är låst och att kunden för att få åtkomst till mätvärden kontaktar nätföretaget som i sin tur läser upp gränssnittet åt kunden.

Skyddet måste analyseras utifrån ett systemperspektiv

Det går inte att analysera hantering av personuppgifter såsom mätvärden enbart utifrån vilken typ av mätare och vilka mätsystem som används. En sådan analys skulle bli alltför avgränsad och ofullständig. En fullständig analys av på vilket sätt mätvärden och andra personuppgifter ska hanteras och skyddas låter sig inte göras förrän mätvärdeshantering för de svenska elkunderna är definierad även ur ett systemperspektiv. En sådan analys är därför lämplig att göra i samband med att närmare tekniska förutsättningar och specifikationer för den planerade tjänstehubben för den svenska elmarknaden utreds.

Det är naturligt att frågan om informationssäkerhet och integritet blir en del av den föreslagna utredningen om regelverk i relation till den föreslagna tjänstehubben. Eftersom Ei saknar särskild kompetens när det gäller integritetsfrågor föreslår vi att Datainspektionen får ett utpekat ansvar att bistå Ei med den typen av analyser.

7 Konsekvensanalys

De enda funktionskrav som idag finns på elmätare eller relaterade system styr de rent metrologiska delarna av mätaren. Det finns inte några krav som syftar till att ge kunder information för att exempelvis kunna reagera på prissignaler, krav för att underlätta integrering av lokal elproduktion, krav för att minska energianvändningen eller krav för att främja driften av elnätet. Många elnätsföretag har dock på eget initiativ valt att investera i mätare och system som ger den typen av funktionalitet.

Energimarknadsinspektionens (Ei) förslag innebär att två nya bestämmelser införs i 3 kap. ellagen. De föreslagna bestämmelserna syftar till att

1. ställa krav på att nätägarens elmätare och relaterat mätsystem ska utformas så att de främjar en tillförlitlig och effektiv nätdrift, bidrar till att såväl kunder som nätkoncessionsinnehavare minskar sin användning av el samtidigt som lokal produktion av el i större utsträckning kan integreras i elsystemet, samt
2. ställa krav på att elanvändaren utan kostnad ska få tillgång till mätvärden och spänningvärden. Syftet med att införa paragrafen är att säkerställa att elanvändare får tillräcklig information om sin elanvändning för att kunna påverka densamma, antingen själva eller med hjälp av ett tjänsteföretag eller en elhandlare.

Ei föreslår samtidigt att Ei får ett bemyndigande att utfärda föreskrifter och allmänna råd om vilka funktionskrav som bör ställas på nätföretagens elmätare och relaterade system. Ei anser att de föreskrifterna bör omfatta följande funktionskrav:

- Mätaren utrustas med ett öppet, standardiserat gränssnitt som levererar nära realtidsvärden på effekt, mätarställning, spänning och i förekommande fall produktion. Kunden får tillgång till dessa värden.
- Allmänt råd: kunden får tillgång till mätvärden och spänningvärden via ett öppet gränssnitt eller en webbsida.
- Mätsystemet ska för varje fas registrera spänning, ström, energi samt aktiv och reaktiv effekt för uttag och inmatning av el.
- Alla registrerade data ska kunna fjärravläsas.
- Mätsystemet ska registrera mätvärden med en frekvens på 60 minuter och kunna ställas om till en frekvens på 15 minuter.
- Vid avbrott ska mätsystemet registrera och spara uppgifter om tidpunkt för början och slut på ett avbrott längre än 3 minuter i en eller flera faser.

- Mätssystemet ska kunna skicka larm vid nollfel i kundens anläggning.
- Nätkoncessionshavaren ska fjärrledes kunna uppgradera mjukvara och ändra inställningar i mätssystemet.
- Nätkoncessionshavaren ska fjärrledes via mätssystemet kunna spänningssätta och fränkoppla elanläggningar.

Ei anser att följande funktioner bör utredas ytterligare:

- När mätvärden ska kunna överföras till nätföretaget.
- Mätssystemet ska kunna skicka larm vid avbrott.
- Mätssystemet ska kunna skicka larm och ge svar på avfrågningar med en viss maximal tidsåtgång. Hur lång tidsåtgång som är rimlig att ställa krav på bör utredas ytterligare.

Detta är sådana funktionskrav som Ei avser att vidare reglera i en föreskrift. Dessa uppgifter omfattas inte av det aktuella lagförslaget.

7.1 Alternativ

Energimarknadsinspektionen (Ei) har under uppdragets utförande valt mellan tre huvudsakliga alternativ:

1. Ei föreslår att funktionskrav på elmätare och relaterade system regleras via ellagen och att Ei ges rätt att utfärda föreskrifter och utöva tillsyn,
2. funktionskraven regleras via Styrelsen för ackreditering och teknisk kontroll (Swedacs) föreskrifter. Vi bedömer att de funktionskrav som vi tar upp i den här rapporten ryms inom det bemyndigande som Swedac redan har,
3. eller att funktionskrav på mätare och relaterad system inte regleras.

Ei har valt att föreslå att funktionskrav ska regleras via nya bestämmelser i ellagen och att Ei bör ges såväl föreskriftsrätt som tillsynsansvar över funktionskraven. Ei kan konstatera att även om funktionskraven ryms inom ramen för Swedacs befintliga bemyndigande så finns Swedacs huvudsakliga kompetens inom det metrologiska området. Syftet med de funktioner som Ei föreslår är att åstadkomma en utvecklad elmarknad med mer information till elkunder och möjligheter för elnätsföretagen att utnyttja funktionerna för att effektivisera nätdriften. De frågorna ligger inom ramen för Ei:s kompetens och ansvarsområde varför det också är lämpligt att Ei utfärdar de närmare föreskrifterna liksom utövar tillsyn över att marknadens aktörer följer de kommande föreskrifterna.

Ei har även analyserat möjligheten att inte föreslå att mätfunktionaliteten regleras. Det finns en del som talar för att en sådan väg skulle vara framkomlig. Det har under projektets gång framkommit att många nätföretag redan har mätare och mätssystem som klarar de föreslagna funktionskraven. Vidare uppger såväl

nätföretag som mätartillverkare att många av funktionskraven redan utgör en miniminivå för mätare som tillverkas idag. Samtidigt så ser Ei en stor vinst i att åstadkomma en gemensam miniminivå för funktionalitet i mätare och mätsystem i hela landet. På grund av sin monopolställning saknar elnätsföretag samma drivkraft som konkurrensutsatta företag att satsa på innovativa lösningar, såsom avancerade elmätare. Genom att en minimifunktionalitet regleras så kan alla kunder och aktörer på den konkurrensutsatta marknaden utnyttja samma funktionalitet för eget bruk eller för att utveckla produkter och tjänster för elkunder. Samtidigt säkerställer funktionalitetskrav att verktygen för ett mer effektivt utnyttjande av nätets resurser finns tillgängliga i hela landet.

Slutligen så bör funktionskrav regleras för att uppfylla EU-kommissionens rekommendationer. Dessa är formulerade som rekommendationer som medlemsländerna i möjligaste mån bör följa. Om det i framtiden ställs striktare krav i form av direktiv som måste följas, är det rimligt att anta att dessa kommer utgå från de rekommenderade funktionskraven.

7.2 Berörda aktörer

De förändringar som Ei föreslår riktar sig mot elnätsföretag, elhandlare och elkunder. Det finns idag ca 5,3 miljoner elkunder, ca 150 elhandlare och drygt 160 elnätsföretag på den svenska elmarknaden.⁷⁵

Gemensamma konsekvenser för berörda aktörer

Ei bedömer att de föreslagna lagkraven på mätare och mätsystem inte medför några nämnvärda konsekvenser för berörda aktörer. Tanken med lagförslagen är snarare att möjliggöra att mer detaljerade krav på mätare och mätsystem kan ställas i förordning och föreskrifter. De föreskriftsändringar som Ei ser som en naturlig följd av ett eventuellt beslut att införa de föreslagna lagkraven kommer dock att få omfattande konsekvenser för i första hand elnätsföretag och kunder. Det är med andra ord kraven i de kommande föreskrifterna som skulle innebära att nätföretagen gör förändringar i mätsystemen, inte lagkraven i sig. En första ansats till analys av de kostnader och nyttor som väntas uppstå av dessa föreskrifter framgår av kapitel 5 i denna rapport. Det bör dock betonas att dessa kostnader och nyttor i hög grad påverkas av detaljerna i funktionskraven, vilka återstår att fullt ut analysera och besluta om. En utförlig konsekvensanalys av kraven i sådana föreskrifter kommer att göras i samband med den regelgivning som blir aktuell om regeringen ger Ei i bemyndigande att utfärda nämnda föreskrifter.

Elnätsföretagen

Ei bedömer att de föreslagna lagkraven på mätare och mätsystem inte medför några konsekvenser för elnätsföretagen.

Lagförslaget som syftar till att ge kunder tillgång till information om mätvärden bedöms inte innebära några konsekvenser för nätföretagen eftersom det redan idag finns krav på att nätföretag ska ge kunden information om sin förbrukning.⁷⁶

⁷⁵ Uppgifter från februari 2014

⁷⁶ EIFS 2014:7, 6 kap. 8 § och 11 kap. 1 § och 2 §

Elhandlare

Ei bedömer att de föreslagna lagkraven på mätare och mätsystem inte medför några konsekvenser för elhandlarna.

Särskilt om små företag

Ei bedömer att de föreslagna lagkraven på mätare och mätsystem inte medför några särskilda konsekvenser för små företag.

Svenska kraftnät

Ei bedömer att de föreslagna lagkraven på mätare och mätsystem inte medför några konsekvenser för Svenska kraftnät.

Slutkunderna på elmarknaden

Ei bedömer att de föreslagna lagkraven på mätare och mätsystem inte medför några konsekvenser för slutkunderna på elmarknaden.

Lagförslaget som syftar till att ge elkunder tillgång till information om mätvärden bedöms inte innebära några konsekvenser för kunderna eftersom det redan idag finns krav på att nätföretag ska ge kunden information om sin förbrukning.⁷⁷

Energimarknadsinspektionen

De föreslagna lagkraven på mätare och mätsystem medför konsekvenser för Ei i form av arbetsinsatser för att ta fram närmare föreskrifter som reglerar vilka funktionskrav som ska ställas på elmätare och relaterade system. Den totala kostnaden för arbetet beräknas till 300 000–500 000 kr.

Swedac

De föreslagna lagkraven på mätare och mätsystem medför konsekvenser för Swedac i form av arbetsinsatser för att ta fram närmare föreskrifter som reglerar vilka funktionskrav som ska ställas på elmätare och relaterade system. Den totala kostnaden för arbetet beräknas till 300 000–500 000 kr.

⁷⁷ EIFS 2014:7, 6 kap. 8 § och 11 kap. 1 § och 2 §

8 Författningskommentarer

Förslag till ändringar i ellagen (1997:857)

Krav på mätsystem och skyldighet att mäta och beräkna överförd el

3 kap 10 §

Nätkoncessionshavarens mätsystem ska främja en tillförlitlig och effektiv nät drift, en minskad energianvändning och en ökad integration av lokal elproduktion.

Närmare föreskrifter om angivna skyldigheter meddelas av regeringen eller den myndighet regeringen bestämmer.

Bestämmelsen är ny.

Syftet med bestämmelsen är att ställa krav på att nätkoncessionshavarens elmätare och mätsystem utformas så att de främjar en tillförlitlig och effektiv nät drift, vilket bidrar till att såväl kunder som nätkoncessionsinnehavare minskar sin användning av el samtidigt som lokal produktion av el i större utsträckning kan integreras i elsystemet.

För att ovan nämnda mål ska kunna uppfyllas krävs i praktiken att närmare anvisningar meddelas i form av förordning eller föreskrifter som definierar vilka funktioner i mätsystemet som anses bidra till att nämnda mål uppfylls.

Rubriken kompletteras så att den utöver skyldighet att mäta och beräkna överförd el även omfattar krav på mätsystem.

I andra stycket föreslås att regeringen eller myndighet som regeringen bestämmer får ett bemyndigande att utfärda närmare föreskrifter om vilka funktioner som krävs för att ett mätsystem ska främja tillförlitlig och effektiv nät drift, minskad energianvändning och en ökad integration av lokal elproduktion.

Med anledning av att den nya bestämmelsen betecknas som 10 § föreslår Energimarknadsinspektionen att nuvarande 3 kap. 10 § får beteckningen 3 kap. 10 a § och att nuvarande 3 kap. 10 a § betecknas 3 kap. 10 b §.

3 kap. 11 §

Nätkoncessionshavaren ska se till att elanvändaren utan kostnad löpande får tillgång till mätvärden och spänningsvärden.

Närmare föreskrifter om angivna skyldigheter meddelas av regeringen eller den myndighet regeringen bestämmer.

Bestämmelsen är ny.

Syftet med bestämmelsen är att ställa krav på att elanvändaren utan kostnad får tillgång till mätvärden och spänningsvärden. Paragrafen införs för att säkerställa att elanvändare får tillräcklig information om sin elanvändning för att kunna påverka densamma, antingen själva eller med hjälp av ett tjänsteföretag eller en elhandlare.

Nuvarande rubrik som finns före bestämmelsen behålls eftersom nedanstående bestämmelser även fortsättningsvis rör kostnader för mätning och beräkning.

I andra stycket föreslås att regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får ett bemyndigande att utfärda närmare föreskrifter för på vilket sätt elanvändaren ska ges löpande kostnadsfri tillgång till mätvärden och spänningsvärden.

I 3 kap. 10 §, som nu föreslås bli 3 kap. 10 a §, finns sedan tidigare bestämmelser om rapportering av mätvärden och ett bemyndigande till regeringen att meddela närmare föreskrifter om detta. Den bestämmelsen omfattar dock punktvis rapportering av mätresultat mellan aktörer medan den föreslagna nya bestämmelsen 3 kap. 11 § syftar till ge elkunden möjlighet att kontinuerligt ta del av sina mätvärden, utan att nätkoncessionshavaren samlar in dessa mätvärden för att sedan rapportera dem.

Med anledning av att den nya bestämmelsen betecknas som 11 § föreslår Energimarknadsinspektionen att nuvarande 3 kap. 11 § får beteckningen 3 kap. 11 a §.

