

Miljö- och energidepartementet
Energienheten

2015-09-25

Regeringskansliets diarienummer: M2015/2234/Ee

Remissvar på Energimarknadsinspektionens rapport Funktionskrav på framtidens elmätare Ei R2015:09

Remissvar från Energidataföreningen

Energidataföreningen (EDF) välkomnar möjligheten att ge ett remissvar på Energimarknadsinspektionens rapport Funktionskrav på framtidens elmätare. Energidataföreningen representerar c:a 40 svenska energibolag som samverkar i tekniska frågor och systemfrågor sedan 1984.

Generella kommentarer

I huvudsak ser vi positivt på rapporten och det är bra att det klagörs vilken funktionalitet framtidens mätenheter och system ska klara att hantera, dock vill vi belysa några områden som behöver förtydligas och möjligen omvärderas.

Det är även önskvärt med en tydlig införandeplan för att nätkoncessionshavare på ett kostnadseffektivt sätt ska kunna leva upp till de nya funktionskraven och att därtill hörande förändringar av föreskrifter sker i god tid samt att harmonisering sker med andra regelverk som kan komma att påverkas.

Lagtext ellagen 3 kap 11§

(Författningsförslag sid 10 och kap 8 Författningskommentar)

Förslaget till lagtext i 11§ är: *"Nätkoncessionshavaren ska se till att elanvändaren utan kostnad löpande får tillgång till mätvärden och spänningsvärden"*

Förslag till textändring: *"Nätkoncessionshavarens mätenhet ska ge elanvändaren möjlighet att utan kostnad ansluta egen utrustning för löpande tillgång till mätvärden."*

I kapitel 8, sid 117, förtydligas syftet med det nya lagförslaget där det står att kunden skall få tillgång till mätvärden utan kostnad. Lagtextförslaget kan istället tolkas som att nätkoncessionshavare även ska leverera utrustning som möjliggör för kunden att se informationen löpande. Nätkoncessionshavaren bör tillhandahålla ett standardiserat fysiskt gränssnitt på mätenheten för kundens egen utrustning, framtida mätföreskrifter bör anpassas och specificera det fysiska gränssnittet. Det är också olämpligt att peka ut just spänningsvärden – dessa ingår väl i mätvärden. Vi

förutsätter att kunden kommer att ha tillgång till mätvärden och statistikvärden enligt dagens modell.

Lagtext ellagen 3 kap 10§

(Författningsförslag sid 10 och kapitel 8 Författningskommentarer sid 112, sid 116)

Förslaget till lagtext i 10§ är: *”Nätkoncessionshavarens mätsystem ska främja en tillförlitlig och effektiv nätdrift, en minskad energianvändning och en ökad integration av lokal elproduktion”*

Förslag till textändring: *”Nätkoncessionshavaren ska främja en tillförlitlig och effektiv nätdrift, en minskad energianvändning och en ökad integration av lokal elproduktion”*

Det är inte enbart nätkoncessionshavarens mätsystem som främjar en tillförlitlig och effektiv nätdrift. Förutom andra faktorer som t.ex. investeringar och sedvanligt underhåll är det nätkoncessionshavarens samlade system (t.ex. driftövervakningssystem, nätinformationssystem och mätsystem m.fl.) som utgör nätkoncessionshavarens möjligheter till tillförlitlig och effektiv drift. Man kan också förutse en framtida integration av sådana system, vilket kan ge nätkoncessionshavarna ökade möjligheter i deras arbete med att främja en tillförlitlig och effektiv nätdrift.

Definition av mätenhet och mätsystem

(Sammanfattning och kapitel 2.4 Beskrivning av mätsystem och kapitel 7 Konsekvensanalys)

I rapporten talas det ömsom om mätenhet ömsom om mätsystem. Det måste tydliggöras var gränsen går och vad som omfattas i begreppet mätsystem. Det är lämpligt att vissa krav endast sätts på mätenhetsnivå. Beroende på vilken funktion som berörs kommer konsekvenserna att innebära olika mycket jobb och kostnader för nätkoncessionshavaren. Speciellt i Sammanfattningen och kapitel 7 Konsekvensanalys är det en olycklig blandning av begreppen mätenhet och mätsystem.

T.ex. punkt 3 på sid 112 kapitel 7 står det att *”mätsystemet ska för varje fas...”*. Denna punkt anser vi avser mätenheten. Avses mätsystemet får det helt andra konsekvenser och påverkar både kostnader och nyttor på ett sätt som inte är hanterat i rapporten.

Även i punkt 5, 6 och 7 på sid 112-113 kapitel 7 är det samma blandning.

I punkt 1 sid 112 kapitel 7 används begreppet *mätaren*. I övrigt i dokumentet används begreppet *mätenhet*. Vi förutsätter att det är mätenheten som avses.

I kapitel 2.4 är det däremot tydligt beskrivet vad som avses med mätenhet och mätsystem m.m.

Säkerhet rörande kundens åtkomst till mätvärden från mätenheten

(Kapitel 4 Olika funktioner i mätsystem och 6.6 Integritet och säkerhet måste analyseras)

Flera av de nya funktionerna, t.ex. realtidsvärden och utökade mätdata, anser vi behöver säkerhetslösningar. T.ex. bör kunden på något sätt kunna verifiera att han eller hon har rättighet att få ut mätvärden från en enskild mätenhet. En inventering av placering av 355 000 mätenheter i Mälardalen (inom MittSAMS samarbete, se kapitel 1.3) visar att mer än 70% av mätenheterna är åtkomliga för fler än enbart kunden.

Säkerhetslösningar omnämns i kapitel 6.6, dessa bör integreras i mätenhet/systemet och kraven måste fastställas innan eller tillsammans med övriga funktionskrav.

Harmonisering mot övriga regelverk

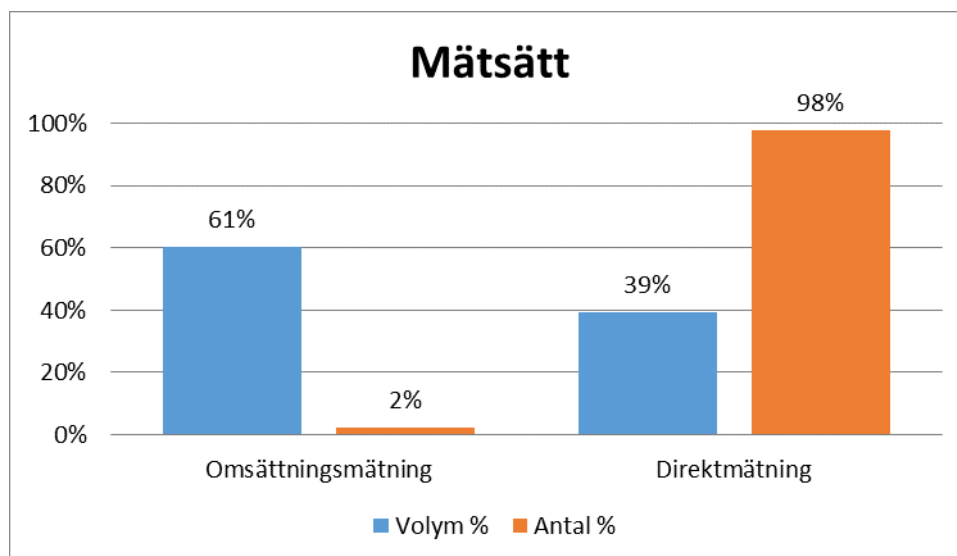
Det är väsentligt att kommande funktioner i mätenhet och mätsystem harmoniseras med andra funktioner och regelverk på den framtida elmarknaden. Exempel:

- Energieffektiviseringsdirektivet: Det ställs höga mätnoggrannhetskrav och funktionskrav på nätkoncessionshavarens mätenheter, medan mätning som utförs av övriga marknadsaktörer inte har motsvarande krav, t.ex. vid kollektivmätning inom bostadsrättsförening.
- Centraliserad informationsmodell ("hubben") inom Nordisk slutkundsmarknad: Krav på lagring av mätvärden, meddelandehantering, ansvarsförhållanden t.ex. vid tillkoppling av el, ägarskap av information.
- Regler om elavbrott EIFS 2015:4: Hur avbrott tolkas, hur avbrottsinformation lagras i mätenheten, krav på insamling av och tillgång till information.
- Förtydliga ansvarshållanden i elsäkerhetsanvisningar: Nya föreskrifter behöver skrivas, t.ex. vid avbrott, till- och frånslag och hantering av nollfel.

Vilka mätenheter omfattas?

Det är inte specificerat i rapporten vilka olika kategorier av mätenheter som omfattas. Vi tolkar det som att alla kategorier av mätenheter omfattas, d.v.s. både direktmätning och mätning med ström- respektive spänningstransformatorer. Dessa tas upp i kapitel 2.3 sid 18, men där görs bara en hänvisning till Swedacs definition, utan undantag, och därför gör vi vår tolkning att alla kategorier omfattas.

I figuren nedan visas ett exempel på hur fördelning av energivolymer och mätkategori ser ut i ett representativt nätområde (Linköping). I figuren avses med omsättningsmätning kategori 2-5 och direktmätning kategori 1. Notera att kategori 2-5 står för över 60% av energivolymen men utgör bara 2% av antalet mätpunkter. Ur ett energieffektiviseringsperspektiv är det med andra ord viktigt att mätning kategori 2-5 i tillämpliga delar omfattas av de nya funktionskraven.



Det är viktigt att i kommande föreskrifter förtydliga vilka funktioner som är tillämpliga i respektive kategori. T.ex. kan till- och frånslag, avbrottsinformation och nollfel inte hanteras på samma sätt för kategorierna 2-5 som för kategori 1.

Skulle exakt samma krav sättas på samtliga kategorier blir det kostnadsdrivande och vi hittar inte någon analys av detta i rapporten. I kapitel 2.5 kan noteras att Sweco i kostnads- och nyttoanalysen enbart tagit hänsyn till direktmätning (kategori 1) vilket innebär att konsekvensen av att sätta samma funktionskrav på samtliga kategorier inte är utredd i denna rapport.

Föreslagna funktionskrav

Kommentarer till funktionskraven

(Kapitel 6 Analys av förslag på funktionskrav)

Samtliga funktionskrav behöver specificeras tydligt i föreskrifterna, i rapporten väcks många frågor när det gäller detaljer. Mätenheten kommer att ha många nya funktioner, men det nämns t.ex. ingenstans vad som förväntas av nätägaren i samband med utlösta larm eller överskridna max-min värden. Vi vill lyfta fram att det behöver preciseras i en kommande föreskrift.

- Funktionskrav 1 *Nära realtidsvärden till kund*: Det behöver redan nu regleras hur kunden ska få tillgång till sina data och hur dessa tillgängliggörs på ett säkert sätt (se även vår kommentar till lagförslag 3 kap §11). Det behöver också beskrivas vad som händer vid kundskifte så att tidigare och nya elanvändare får tillgång till enbart sina data. Vilket ansvar har nätkoncessionshavaren för att inte otillbörliga ska få tillgång till mätvärden?
- Funktionskrav 3 *Utökad mätdata*. Här behöver det förtydligas med vilka mätvärden och med vilken upplösning och noggrannhet det utökade mätdata förväntas kunna registreras, och om det då även avses lagring i mätsystemet eller i mätenheten.
- Funktionskrav 5 *Registrering mätvärden*. Definition behövs om vilka storheter, upplösning och noggrannhet som ska omfattas. T.ex. om momentana värden som ström, spänning och effekt ska lagras, ska medelvärden över ett intervall beräknas och lagras eller ett momentant värde vid en viss tidpunkt?
- Funktionskrav 6, *Avbrottsregistrering* – hur ska funktionen harmoniseras med EIFS 2015:4? För att avbrottsregistrering ska komma till nytta för att främja tillförlitlig och effektiv nät drift är det väsentligt att kraven på mätenheten överensstämmer med kraven i EIFS 2015:4. Ska t.ex. mätenheten kunna identifiera korta och långa avbrott avseende tidsnoggrannhet och tidsstämpling.
- Funktionskrav 7.2 *Larm vid nollfel*. Här måste det speciellt tydliggöras vad som förväntas av nätkoncessionshavaren. Exempel på oklarheter är: Hur agera på ett larm? Vad göra? Ska signalen om nollfel automatiskt hanteras av mätenheten med bortkoppling som följd? Hur bör elanvändaren få vetskap om vad som hänt? Ansvar om utrustning förstörs? Harmonisering med elsäkerhetsverkets anvisningar bör ske, se även vår punkt om harmonisering av regelverk.

- Funktionskrav 9 *Fjärrpåslagning och fjärravstängning*. I dag är det nätkoncessionshavaren som råder över till- och fränkoppling, både i samband med in- och utflytt eller av annan orsak. I en tänkt framtida modell där elhandlaren hanterar flyttar m.m. kommer det att ställas andra krav på informationsutbyte mellan nätkoncessionshavaren och elhandlare för att det på ett smidigt och kostnadseffektivt sätt ska gå att utnyttja brytarfunktionaliteten. Denna funktion kan komma att kräva harmonisering med kommande regelverk rörande Nordisk Slutkundsmarknad, se även vår punkt om harmonisering av regelverk.

Kostnader för föreslagna funktionskrav

(Kapitel 5 Kostnadsnyttoanalys och kapitel 7 Konsekvensanalys)

I rapporten och i Swecos Kostnads-Nyttoanalysrapport finns ett antal kostnader och nyttor omnämnda. De enda kostnader som dock specificerats är merkostnader för ny funktionalitet på mätenheter för direktmätning (kategori 1).

För nätkoncessionshavaren finns ett stort antal tillkommande kostnader, för t.ex. kommunikation, systemanpassningar av mätsystem, verksamhetssystem och andra system, samt ökade arbetskostnader t.ex. för löpande drift.

Om vi gör en sammanställning av de kostnader som ändå specificerats av Sweco, d.v.s. för ny funktionalitet på mätenheterna, kan dessa se ut som i tabellen.

Funktionskrav enligt EI	Merkostnad Uppskattad av Sweco (kr/mätare)	Merkostnad för hela landet Baserat på 5 300 000 mätpunkter (Mkr)	Merkostnad exempel Omräknat till Linköping med 90 000 mätpunkter (Mkr)
1	20-50	106 – 265	1,8 – 4,5
2	0		
3	0 – 30	0 – 159	0 – 2,7
4	0		
5	50 – 120	265 – 636	4,5 – 10,8
6	0		
7	0 – 40	0 – 212	0 – 3,6
8	0		
9	100 - 300	530 – 1 590	9 - 27
10	0		
11	0		
Totalt	170 – 540	901 – 2 862	15,3 – 48,6

Slutsumman för de föreslagna funktionskraven landar alltså lågt räknat på 1 – 3 miljarder kronor, vilket inte tydligt är sammanställt i rapporten. Vi saknar en sådan sammanställning, t.ex. omnämns den inte i den avslutande konsekvensanalysen (kapitel 5).

I kapitel 7.2 omnämns aktörer som påverkas och konstateras att *”de föreslagna lagkraven på mätare och mätsystem inte medför några konsekvenser för elnätsföretagen”*. Vi motsäger oss denna slutsats. Tabellen ovan visar att det blir avsevärda merkostnader för elnätsföretagen, enbart för ny funktionalitet i mätenheterna.

Som vi nämnde ovan tillkommer även andra merkostnader för elnätsföretaget utöver ny funktionalitet i mätenheterna, så merkostnaderna är uppskattningsvis ännu högre än tabellen visar. Vi önskar en bättre genomlysning om kundnyttan uppväger kostnaderna, eftersom merkostnaderna för nätkoncessionshavaren i slutänden kommer att påverka kostnaderna för elanvändarna.

Införande och övergångsregler

Det finns en otydlighet mellan det som redovisas i kapitel 6.5 och rapportens sammanfattning. I kapitel 6.5 står "ska gälla för nya mätare som installeras efter 1 januari 2017". I sammanfattningen står "bör gälla för nya mätsystem som installeras efter 1 januari 2017". Vad som avses behöver tydliggöras. Vilka funktionskrav ska t.ex. gälla om enstaka mätare behöver bytas ut? Då krävs att ett komplett mätsystem med all ny funktionalitet behöver finnas på plats.

Tidplan för införande

Tidplan för införande 2017-01-01 till 2025-01-01 kan tyckas väl tilltagen men innebär i praktiken ett införande under 8 år. Remisstiden går ut 2015-09-28 och beslut dröjer kanske till våren 2016. Efter detta kommer tid för föreskriftsarbete som troligen inte är färdigställt förrän omkring årsskiftet 2016-2017. Detta innebär att tillverkare och leverantörer troligen inte har någon tid att ta fram produkter som uppfyller kraven till 2017-01-01. Nätkoncessionshavare kan först efter föreskrifters fastställande göra en upphandling, troligast våren 2017, och även den tar tid eftersom den ska följa regelverken för offentlig upphandling.

Enligt vår uppfattning är det inte enbart mätenheten som påverkas utan alla delar i mätkedjan, d.v.s. kommunikationsutrustning, insamlingssystem och mätvärdesdatabas påverkas och kommer att kräva utveckling, vilket ytterligare är skäl till att skjuta fram tidplanen.

Om man ser till den ekonomiska livslängden på dagens mätsystem och mätenheter så infördes de flesta 2008-2009 och har en avskrivningstid på tio år enligt förhandsregleringen. Lämpligen förskjuts tidplanen till att starta 2018-07-01 och löper till 2028-07-01 för ett införande under 10 år. Nätkoncessionshavaren får då möjlighet att utnyttja dagens teknik under de befintliga mätenheternas hela ekonomiska livslängd.

Succesivt införande av ny teknik

För att nätkoncessionshavarna ska ha möjlighet att på ett kostnadseffektivt sätt installera mätenheter som svarar upp till de föreslagna kraven är det en förutsättning att nätkoncessionshavaren råder över införandetakten. Om det istället blir ett kundstyrt införande är det sannolikt att nätkoncessionshavaren tvingas drifva och underhålla både ny och gammal kommunikationsinfrastruktur under en övergångsperiod, vilket kommer att bli väldigt kostnadsdrivande.

EDF:s remissvar har sammanställts av:

Roger Abrahamsson, Tekniska verken Linköping Nät AB
Thomas Bergerham, Mälarenergi Elnät AB
Margaretha Hellström, Nacka Energi AB
Teddy Hjelm, Gävle Energi AB
Catharina Retzman, Eskilstuna Strängnäs Energi och Miljö AB
Stefan Backlund, Sydkraft Hydropower AB (ordförande i EDF)
Håkan Sundberg, AdviceU AB (projektledare EDF:s projekt Nordisk slutkundsmarknad)

Stefan Backlund

Håkan Sundberg