

Hantering av månadsmätvärden i en tjänstehubb

EN RAPPORT TILL SVENSKA KRAFTNÄT

15 APRIL 2016, PROJEKT NR: 5472268000



Copyright © 2016 Sweco Energuide AB

All rights reserved

No part of this publication may be reproduced, stored in a retrieval system or transmitted in any form or by any means electronic, mechanical, photocopying, recording or otherwise without the prior written permission of Sweco Energuide AB.

Disclaimer

While Sweco Energuide AB ("Sweco") considers that the information and opinions given in this work are sound, all parties must rely upon their own skill and judgement when making use of it. Sweco does not make any representation or warranty, expressed or implied, as to the accuracy or completeness of the information contained in this report and assumes no responsibility for the accuracy or completeness of such information. Sweco will not assume any liability to anyone for any loss or damage arising out of the provision of this report.

Report name	Hantering av månadsmätvärden i en tjänstehubb
Availability status	Slutgiltig
Completion date	2016-04-15
Project manager	Patrik Forsgren
Authors and contributors	Bertil Söderquist, Malin Anderberg, Magnus Lindén

Innehåll

1. Inledning och bakgrund	7
2. Metod, förutsättningar och avgränsningar.....	9
2.1 Metod.....	9
2.2 Utgångspunkt för analysen.....	10
3. Nuläge.....	12
3.1 Schablonavräkning idag.....	12
3.2 Danmark, Norge och Finland	13
4. Beskrivning av alternativen	14
4.1 Alternativ 1 – Nätägaren utför schablonisering	14
4.2 Alternativ 2 – Tjänstehubben utför schablonisering	14
4.3 Alternativ 3 – Reglering tar bort månadsmätvärden	15
5. Kommentarer till alternativen	16
5.1 Allmänt.....	16
5.2 Alternativ 1	16
5.3 Alternativ 2.....	17
5.4 Alternativ 3.....	18
6. Kostnads-nyttoanalys	24
6.1 Nyttor	24
6.2 Alternativ 1 och 2	24
6.3 Alternativ 3a och 3b	25
7. Kvalitativ analys	27
8. Slutsatser	29
9. Referenser.....	30
Figur- och tabellförteckning.....	31
Appendix A – Alternativ för utökad timavräkning.....	32

Sammanfattning

Sweco har fått i uppdrag av Svenska kraftnät att göra en kostnads-nyttoanalys för ett par frågeställningar inom ramen för det pågående projektet att utveckla en central tjänstehubb för den svenska elmarknaden. Uppdraget avser att belysa två modeller för beräkning av schablonförbrukning samt två modeller för en total timavräkning för kraftsystemet. En viktig avgränsning görs i uppdraget att analysen inte ska beakta eventuella samhällsnyttor av en övergång till timmätning.

De två studerade modellerna för beräkning av schablonförbrukning innebär i det ena fallet att nätägaren schabloniserar förbrukningen per leveranspunkt och rapporterar det som en timserie till hubben. Den andra modellen innebär att nätägaren rapporterar månadsförbrukningar och mätarställningar till hubben som utför schablonisering för balansavräkningen. Det senare kan göras i två steg där schablonisering först görs per leveranspunkt för att därefter aggregeras per leverantör. Alternativt utförs beräkningen i ett steg så att man direkt får schablonförbrukning per leverantör och nätområde, som ska rapporteras till den nordiska balansavräkningen.

Analysen visar i den frågan att det är enklast och mest ekonomiskt fördelaktigt att låta hubben utföra beräkningen. Man behöver därmed endast göra utvecklingen i det centrala systemet och inte hos alla de 170 nätägarna.

De två studerade modellerna för att införa timavräkning för hela kraftsystemet innebär:

Alternativ 3a Alla uttagspunkter timavräknas.

Alternativ 3b En ny mätstruktur etableras genom en striktare tillämpning av ellagen.

Det senare alternativet stödjer sig på att lokalnätägarna enligt ellagen enbart är skyldiga att mäta förbrukningen i uttagspunkter från det koncessionspliktiga nätet. Skyldigheten omfattar då inte lägenheter eftersom dessa inte är anslutna till lokalnätet utan till ett fastighetsnät som inte är koncessionspliktigt (IKN-nät). Genom att införa mätning och timavräkning för den totala förbrukningen i flerfamiljshus, samtidigt som fastighetsägaren övertar hela ansvaret för mätning av lägenheterna, kan hela kraftsystemet bli timavräknat. Antalet timavräknade uttagspunkter skulle därmed reduceras från 5,2 till ca 2 miljoner.

Analysen har visat att ett införande av en fysisk mätare för hela förbrukningen i flerfamiljshus blir kostsamt. Om man vill införa en renodlad mätstruktur är det mindre kostsamt att placera timmätare för varje lägenhet och beräkna den totala förbrukningen i fastigheten som en virtuell mätpunkt. Utredningen visar dock att om/när timavräkning införs för hela kraftsystemet är det fördelaktigare att bibehålla dagens mätstruktur och då timavräkna alla uttagspunkter, dvs inklusive lägenheter. I appendix A beskrivs en modell för en successiv övergång till timavräkning för hela kraftsystemet, vilken kan införas samtidigt med en tjänstehubb och utan stora investeringar i nya IT-system hos nätägarna.

1. Inledning och bakgrund

Svenska Kraftnät kommer att införa en central informationshanteringsmodell, en så kallad tjänstehubb, för att underlätta införandet av en elhandlarcentrisk modell och en nordisk slutkundsmarknad. Med en central tjänstehubb avses ett IT-system för informationshantering och informationsutbyte mellan elmarknadens aktörer.

Målet med arbetet är att utveckla en effektiv tjänstehubb för elmarknaden med ändamålsenliga och förankrade funktioner. Arbetet ska också beskriva hur tjänsthubben ska drivas och förvaltas på ett kundvänligt, säkert och effektivt sätt.

Denna studie är en del av detta arbete och omfattar en utredning av olika sätt att hantera månadsmåtvärden när en tjänstehubb är etablerad på den svenska elmarknaden.

Idag är drygt 5 miljoner leveranspunkter i Sverige månadsmätta. Vid balansavräkningen behövs måtvärden dagligen med timupplösning för föregående dygn. För att hantera de månadsmätta leveranspunkterna utför nätägaren och Svenska kraftnät schablonisering av energin för dessa punkter. Inför varje månad rapporterar nätägaren preliminära andelstal¹ per balansansvarig och nätområde till Svenska kraftnät och preliminära andelstal per elhandelsföretag och nätområde till balansansvariga företag. Dagligen rapporterar nätägaren förbrukningsprofilen² per nätområde till Svenska kraftnät, som i sin tur beräknar timupplöst schablonförbrukning per balansansvarigt företag och nätområde. På liknande sätt beräknar balansansvariga företag schablonförbrukning per elhandelsföretag och nätområde. När månaden är slut rapporterar nätägaren slutliga andelstal, uppmätta värden, och skillnaden mellan slutliga och preliminära andelstals avräknas i slutavräkningen, även kallad kvarkraftavräkningen.

Det finns tre tänkbara scenarier för att hantera månadsmåtvärden i tjänsthubben vilka har utretts i denna studie:

- 1) **Nätägaren hanterar schablonisering av månadsmåtvärden.**
- 2) **Tjänsthubben hanterar schablonisering av månadsmåtvärden.**
 - a. Tjänsthubben schabloniserar per leveranspunkt.
 - b. Tjänsthubben schabloniserar per elleverantör och nätområde.
- 3) **Reglering tar bort månadsmåtvärden.**
 - a. Alla leveranspunkter i Sverige blir timmätta, ca 5 miljoner.
 - b. En delmängd av leveranspunkterna, drygt 2 miljoner, blir timmätta. Resten, främst lägenheter, hanteras på annat sätt. Energivolymerna i dessa mätpunkter ingår då på ett eller annat sätt i de 2 miljoner timmätta leveranspunkterna.

Studien har även tagit hänsyn till framtida förändringar. Idag har vi timmätning och en "Imbalance Settlement Period" (ISP, balansavräkningsperiod) på en timme. Det är högst troligt att man i Sverige kommer att ändra ISP till 15 minuter och då måste följaktligen måtvärdesrapporteringen uppdateras till att behandla kvartsvärden.

¹ Andelstal är den andel av den månadsmätta förbrukningen som en aktör har. Den beräknas från föregående års uppmätta förbrukning för motsvarande månad.

² Förbrukningsprofilen är den förbrukning inklusive förluster som fås genom att subtrahera den totala timavräknade förbrukningen från den totala inmatningen till ett nätområde. Förbrukningsprofilen är timupplöst.

Det är troligt att alternativ 3 ovan på sikt kommer att genomföras på den svenska elmarknaden, men det är oklart när detta kommer att ske. Alternativ 1 eller 2 kan därför betraktas som steg på vägen i den riktningen.

För de olika alternativen har konsekvenser för Nätägare och Tjänstehubb belysts och den totala kostnaden och nyttan beräknats.

2. Metod, förutsättningar och avgränsningar

2.1 Metod

Dataunderlaget bygger på tidigare utredningar och informationsinsamling genom dialog med representanter från branschen. Vi har också tagit del av erfarenheter från övriga hubbprojekt i Norden och andra projekt inom området mätdatahantering.

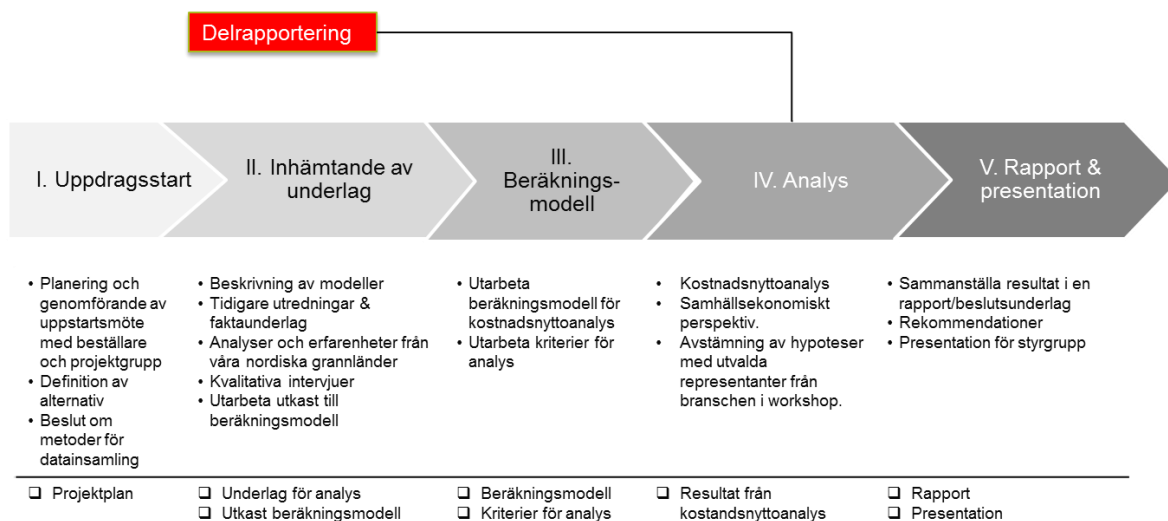
Sweco har vidare genomfört en workshop tillsammans med representanter för ett antal energiföretag 2016-04-07. Där deltog representanter för Vattenfall, E.ON, Ellevio, Göteborg Energi, Kraftringen och Nacka Energi. De båda sistnämnda deltog även som representanter för Energidataföreningen, som är en sammanslutning av ett 40-tal mindre och medelstora energiföretag. Dessutom deltog uppdragsgivaren med två representanter.

Kostnads-nyttoanalysen har genomförts kvantitativt för de delar där det varit möjligt att kvantitativt uppskatta kostnader och nyttor. I tillägg till detta diskuteras ett antal ytterligare kostnader/nyttor i kvalitativa termer.

Alla kalkyler görs ur ett makroperspektiv, dvs totalt för alla aktörer (elleverantörer, nätägare, kunder, fastighetsägare, hubben, etc). Det innebär bl a att eventuell omfördelning av kostnader mellan aktörerna inkluderas inte i kalkylen.

Kostnader i kalkylen har angetts som engångskostnader (investering) och årliga kostnader.

Figur 1 - Genomförande av analysen



Källa: Sweco

2.2 Utgångspunkt för analysen

2.2.1 Förutsättningar

Förutsättningarna för analysen har redovisats i uppdragsbeskrivningen (Svenska kraftnät, 2016). I tillägg gäller förutsättningar enligt nedan.

Energimarknadsinspektionen (Ei) föreslog i sin rapport Ei R2015:09 Funktionskrav på framtidens elmätare (Ei, 2015) ett antal nya krav på elmätare. Vi har i studien förutsatt att merparten av de föreslagna kraven kommer att genomföras i kommande ändringar av mätföreskrifterna. Det praktiska genomförandet förutsätts dock ske successivt fram till 2025.

De noggrannhetskrav på mätare som sätts upp för mätning av elleveranser specificerade i MID-direktivet gäller för mätare i både i det koncessionspliktiga nätet och i bostadslägenheter inom en byggnad om det föreligger en skyldighet att mäta enligt 2 § lagen (2014:267) om energimätning i byggnader. MID direktivet träder i kraft 20 april 2016 och listar bland annat instrumentspecifika grundläggande krav för aktiva elenergimätare.

Enligt elmarknadsdirektivet ska alla slutkunder av el kunna byta elleverantör utan kostnad. Slutkunder av el kan i Sverige både vara kunder som tar ut el direkt från det koncessionspliktiga nätet och kunder som får sin el från en punkt på ett icke koncessionspliktigt nät (IKN) t ex ett fastighetsnät. Detta leder till att avräkning (av åtminstone vissa delar) av lägenheterna måste kunna göras mellan fastighetsägare och leverantörer. Detta har tagits upp i studien, men kommer inte till fullo att analyseras.

Beräkningarna i kostnads-nyttoanalysen baseras på en diskonteringsränta på 3,5 % för alla aktörer.

Kalkylperioden har begränsats till 10 år med hänsyn till att det kan vara en rimlig avskrivningstid för de aktuella investeringarna samtidigt som det är svårt att överblicka förändringar längre fram än så.

2.2.2 Antaganden

För att genomföra analysen har antaganden gjorts. De kan givetvis inte säkerställas till hundra procent då framtiden är oviss. Antaganden har dock bedömts som rimliga utgångspunkter för analysen och är som följer:

- Mätföreskrifterna kommer inte att ändras mer än vad som krävs på grund av införandet av en tjänstehubb.
- Det kommer även fortsättningsvis att krävas att mätarställningar presenteras på fakturan till slutkunden om anläggningen är månadsmått.
- Estimering av saknade timserier ska även fortsatt göras av nätägare
- Den elhandlarcentriska modellen kräver att slutkunden avtalar med en elhandlare för att få leverans av el. Anvisningsavtal kommer därför endast att förekomma i de fall då slutkunden inte lyckas teckna avtal, och då en "supplier of last resort" får träda in.
- Utbyte av utrustning sker när utrustning nått sin ekonomiska livslängd (intäktsram el motsvarande). Längden på övergångsbestämmelser anpassas till detta.

2.2.3 Avgränsningar

Det har för studien gjorts en viktig avgränsning från uppdragsgivaren som innebär att analysen inte ska beakta den samhällsnytta som uppstår vid införande av timmätning. Det innebär att vi kommer att bortse från ökade möjligheter till energieffektivisering, förbrukningsflexibilitet, mer exakta förbrukningsprognoser, osv. Däremot tas för och nackdelar för timmätning specifikt på mätpunkter i fastighetsnät upp då det är relevant för jämförelsen mellan 3a och 3b.

I studien behandlas inte kommersiella och juridiska aspekter på relationen mellan hubb-organisationen och aktörerna, t ex hur avtal reglerar ansvarsfrågor.

I övrigt har följande fall inte hanterats i utredningen:

- Kommersiella hyresgäster i IKN nät
- Industri & Produktionsnät
- Hantering av omätta anläggningar
- Andra eventuella specialfall förknippade med andra typer av udda förbrukare

Det bör också påpekas att denna studie avser en genomgång av två frågor utbrutna ur en större helhetsbild. Då helheten i nuläget inte är till fullo känd kan det finnas andra faktorer än de som beaktas i denna studie, som kan ha påverkan på det slutliga valet av alternativ.

3. Nuläge

3.1 Schablonavräkning idag

Här ges en kort beskrivning av hur schablonavräkning går till i dagsläget.

Bakgrunden är att i ett växelströmssystem som det nordiska (Sverige, Norge, Finland och Själland) måste det hela tiden råda balans mellan tillförsel och uttag. Det är Svenska kraftnät som har systemansvaret för det svenska elnätet, och därmed ansvarar för att upprätthålla balansen mellan produktion och förbrukning. Detta görs bland annat genom att ett antal företag (balansansvariga) deltar i detta arbete. De balansansvariga anmäler dagen före driftdygnet den planerade produktionen och prognoserad förbrukning.

Nätägarna ansvarar för att beräkna och rapportera det faktiska utfallet för både inmatning och uttag från respektive nätområde. Rapportering ska göras till Svk senast kl 8.00 dagen efter driftdygnet.

Balansavräkning innebär att man jämför planerade/prognoserade volymer med utfallet. Differensen mellan dessa kallas balanskraft, och kan vara både positiv och negativ. Svk köper respektive säljer dessa volymer från/till de balansansvariga, vilket benämns balansavräkning.

Balansavräkningen utförs per timma. Produktion ska alltid mätas per timme, men förbrukning mäts enligt regelverket till största delen per månad. För anläggningar som har en huvudsäkring större än 63 A ska nätägare mäta och rapportera timserier för både enskilda leveranspunkter och aggregerade volymer per leverantör. De enskilda leveranspunkterna rapporteras till elhandlaren och aggregerade timserier till Svk. Nätägaren kan välja att även inkludera anläggningar under 63 A i timavräkningen. Timavräkningen rapporteras normalt varje dygn senast kl 8.00 dagen efter driftdygnet. Det finns nu även en förenklad variant av timavräkning som nätägare kan välja att använda för mindre anläggningar där man mäter per timme men rapporterar en gång per månad (kallas populärt timavräkning light). Det avser kunder som valt att teckna avtal med elhandlare om ett timpris på sin elleverans. Förslag finns även på att alla kunder ska kunna begära att få tillgång till timvärden.

För de anläggningar som inte timavräknas (idag merparten) tillämpas schablonavräkning, vilket innebär att månadsmätvärden omvandlas till timserier som används i balansavräkningen. I schablonavräkningen fördelas de månadsmätta volymerna efter nätområdets förbrukningsprofil. Förbrukningsprofilen är den timserie man får om man från nätområdets totalt uppmätta förbrukning (per timme) subtraherar de leveranspunkter som är timavräknade. Den representerar alltså schablonförbrukningen i nätområdet. Nätägaren rapporterar förbrukningsprofilen till Svk varje dygn.

Här ska dock framhållas att för en stor andel av de som är månadsavlästa enligt regelverket idag samlar nätägarna in timvärden och/eller dygnsvärden, vilka dock inte används i avräkningen.

Idag ska nätägaren beräkna och till Svk rapportera ett andelstal som anger respektive leverantörs andel av schablonförbrukningen i nätområdet. Det beräknas som summan av månadsförbrukningen för leverantörens alla månadsavlästa kunder dividerat med den totala månadsmätta förbrukningen i nätområdet. Beräkningen görs först för nästkommande månad baserat på värden från motsvarande månad föregående år, så kallade preliminärt andelstal. När månaden är slut beräknas slutligt andelstal på de verkligt uppmätta månadsförbrukningarna. Andelstalen anges normalt i både kWh och procent. Det preliminära andelstalet används i balansavräkningen eftersom den utförs per dygn och innan månaden förlupit. Det slutliga andelstalet används för att korrigera efter att balansavräkningen stängt. Den volym som utgör skillnaden mellan preliminär och slutlig schablonförbrukning kallas kvarkraft.

Nätägaren beräknar även ett andelstal för nätförlusterna, som är den rest man får när man subtraherat alla schablonavräknade förbrukningar från nätområdets totala schablonförbrukning. Nätförlusterna hanteras i balansavräkning på motsvarande sätt som schablonförbrukning, men där nätägaren är "kunden" och har avtal med en leverantör som levererar dessa.

När Svk tagit emot det preliminära andelstalet beräknas preliminär schablonförbrukning för varje leverantör och balansansvarig i respektive nätområde. Beräkningen innebär att man multiplicerar nätområdets förbrukningsprofil med leverantörens andelstal (kWh) dividerat med totalt andelstal för nätområdet (kWh). Resultatet är en timserie som representerar leverantörens levererade schablonförbrukning i nätområdet. Summering görs även per balansansvarig.

I samband med övergången till nordisk balansavräkning under hösten 2016 ändras, enligt NBS regelverk, ansvaret för beräkning av schablonförbrukning så att nätägaren ska beräkna och rapportera preliminär schablonförbrukning till eSett som utför balansavräkningen (eSett, 2016). I Sverige har dock branschen enats om att Svk även fortsatt ansvarar för att beräkna schablonförbrukningen och fr o m 2016 rapportera den till NBS i avvaktan på att en hubb kommer i drift. Svk kommer också fortsatt att ansvara för beräkning och avräkning av kvarkraft.

3.2 Danmark, Norge och Finland

Satsningen på en tjänstehubb för den svenska elmarknaden ingår som en del i en långsiktig inriktning mot en nordisk elmarknad, vilket kommer att kräva en harmonisering av processer och rutiner mellan de nordiska länderna. Följande är en kort beskrivning av nuläget i våra nordiska grannländer.

I Danmark finns en central datahubb i drift i en första etapp sedan mars 2013. Den drivs av Energinet.dk och går under namnet Datahub. Planen är att den 1 april 2016 driftsätta etapp 2 som innebär en fullständig övergång till elhandlarcentrisk modell inklusive samfakturering av nät och elhandel. Datahub baseras på en central lagring av alla data. I Datahub etapp 1 har nätavräkningen flyttats till hubben för både schablonavräkning och timavräkning. Danmark har än så länge bara fjärravläsning och timmätning på delar av nätet. Nya föreskrifter kräver fjärravläsning och timmätning i Danmark från 2020.

I Norge pågår utveckling av en central datahubb. Projektet drivs av Statnett som kommer att driva hubben genom ett bolag med namnet Elhub. Målet är att kunna ta hubben i bruk under 2017, och då som i Danmark en etapp 1 som exkluderar samfakturering. Elhub utvecklas som en central databas som lagrar alla data. I Norge pågår parallellt utrustning av fjärravläsning (AMS). Där är kravet att detta ska vara infört med timmätning för alla anläggningar från 1 januari 2019. Dock görs vissa undantag i regelverket som möjliggör att äldre mätare för manuell avläsning kan behållas när förbrukningen understiger 2000 kWh/år. Dessa anläggningar kommer att profilavräknas, vilket ungefär motsvarar det som i Sverige kallas schablonavräkning. För de profilavräknade anläggningarna rapporterar nätägarna mätarställningar till Elhub som beräknar profilförbrukning som en timserie per mätpunkt. Aggregering görs av Elhub per leverantör och balansansvarig och rapporteras till eSett.

I Finland pågår upphandling av en central datahubb med målsättning att kunna ta den i bruk hösten 2019. Även denna är designad med central datalagring. Merparten av alla elanläggningar i Finland är redan timmätta. För de anläggningar som inte är timmätta ska nätägaren utföra profilering och rapportera en timserie per mätpunkt till hubben.

4. Beskrivning av alternativen

Samtliga alternativ innebär att nätägare ska rapportera in till hubben all inmatning och uttag inom respektive nätområde. Det innefattar:

- Total inmatning till nätområdet per timme
- Produktion (timserier)
- Timavräknad förbrukning (timserier)
- Schablonavräknad förbrukning (månadsmätvärden)

Frågeställningen här avser hur den sistnämnda posten ska rapporteras och behandlas.

4.1 Alternativ 1 – Nätägaren utför schablonisering

Nätägaren beräknar förbrukningsprofilen och fördelar energin per timme preliminärt per leveranspunkt med hjälp av förbrukningsprofilen och mätpunktens andel av förbrukningsprofilen (andelstalet). Nätägaren beräknar andelstalet. När mätvärdet samlats in efter att månaden passerat fördelar nätägaren energin per timme per leveranspunkt baserat på den uppmätta energin. Nätägare rapporterar två tidserier per leveranspunkt, en preliminär och en slutlig, till tjänstehubben.

Det är osäkert om man kan låta nätägaren schablonisera per leverantör då vi inte vet om nätägaren via tjänstehubben kommer att ha tillgång till information om vem som är leverantör i leveranspunkten. Tjänstehubben aggregerar därför den preliminära schablonförbrukningen per leverantör och nätområde, och sänder till den nordiska balansavräkningen hos eSett.

När månaden passerat beräknar tjänstehubben differensen mellan preliminära och slutliga energivolymer per leverantör vilket utgör kvarkraften. Underlaget levereras till Svk som utför avräkningen av kvarkraften.

I analysen av detta alternativ (punkt 5.2) diskuteras även varianten att nätägaren schabloniserar per leverantör.

4.2 Alternativ 2 – Tjänstehubben utför schablonisering

Detta alternativ innebär att nätägaren rapporterar mätarställningar och månadsförbrukningar för schablonavräknade leveranspunkter till tjänstehubben. Det gäller både periodiska avläsningar vid månadsskifte och avläsningar vid händelser som leverantörsbyte, flytt, stängning och återinkoppling.

Tjänstehubben beräknar nätområdets förbrukningsprofil och fördelar energin per timme preliminärt per leveranspunkt med hjälp av förbrukningsprofilen och leveranspunktens andel av förbrukningsprofilen (andelstalet). Hubben beräknar andelstalet. Tjänstehubben aggregerar preliminär schablonförbrukning per leverantör och nätområde, samt sänder detta till den nordiska balansavräkningen hos eSett.

När mätvärdet samlats in efter att månaden passerat, eller då det gjorts en mätaravläsning under månaden för in-/utflyttning eller leverantörsbyte, rapporterar nätägaren mätarställning och uppmätt energi för leveranspunkten till tjänstehubben. Hubben beräknar då den slutliga schablonförbrukningen och beräknar kvarkraftvolymen som rapporteras till Svk för avräkning.

Det finns två olika sätt beträffande hur tjänsthubben skulle kunna hantera schabloniseringen.

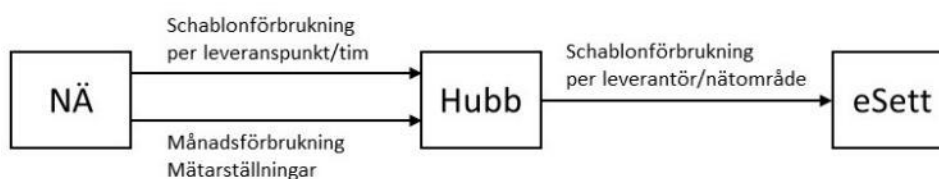
- a. Tjänsthubben schabloniserar per leveranspunkt.
- b. Tjänsthubben schabloniserar per elleverantör och nätområde.

Alternativ 2b innebär att man inte beräknar någon schablonförbrukning för den enskilda leveranspunkten utan bara en aggregering per leverantör, vilket i princip motsvarar dagens tillvägagångssätt.

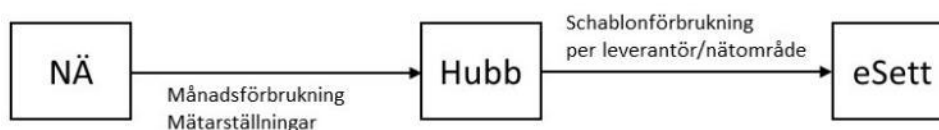
Följande bild illustrerar flödet av data mellan nätägare, tjänsthubb och den nordiska balansavräkningen hos eSett.

Figur 2 - Mätvärdesflödet i alternativ 1 och 2

Alternativ 1 – Nätägaren schabloniserar



Alternativ 2 – Tjänsthubben schabloniserar



I syfte att förenkla bilden visas endast flödet av mätvärden från nätägaren till hubben och vidare till eSett. Hubben kommer att erbjuda möjlighet till återrapportering till nätägarens system och en möjlighet att kontrollera den totala inrapporteringen för nätområdet via aktörsportalen.

4.3 Alternativ 3 – Reglering tar bort månadsmätvärden

Detta alternativ förutsätter att regleringen ändras så att alla leveranspunkter på det koncessionspliktiga nätet ska vara timmätta och dygnsvis avräknade. Tjänsthubben behöver för dessa leveranspunkter enbart hantera timvärden. Ca 90 % av alla installerade energimätare i Sverige har register för timmätvärden. En konsekvens av att regleringen ändras blir att nätägarna måste samla in och rapportera timmätvärden varje dygn. För detta behöver insamlingsystem och rapporteringssystem ha tillräcklig kapacitet. Samhällsnyttan med timmätning är inte lika stor för alla leveranspunkter, därför kan man tänka sig två olika scenarier gällande timmätning.

- a. Alla leveranspunkter i Sverige blir timmätta och timavräknade, ca 5,2 miljoner.
- b. En delmängd av leveranspunkterna, drygt 2 miljoner, blir timmätta och timavräknade. Resten, främst lägenheter, hanteras på annat sätt. Energivolymerna i dessa mätpunkter ingår dock på ett eller annat sätt i de 2 miljoner timavräknade leveranspunkterna. Hela kraftsystemet blir därmed timavräknat samtidigt som lägenheterna med denna mätstruktur skulle kunna mätas på ett enklare och billigare sätt.

5. Kommentarer till alternativen

5.1 Allmänt

Man kan konstatera att de tre alternativ som ska behandlas i denna studie egentligen inte är alternativ som man kan ställa vid sidan av varandra och jämföra. I viss mån är det snarare etapper på väg mot ett framtidsscenario. Idag har vi endast ca 200 000 uttagspunkter som är timavräknade medan den helt dominerande delen (5 miljoner) är schablonavräknade. Det finns en inriktning att i framtiden överföra allt till timavräkning, men frågeställningen är hur snabbt och i vilken omfattning det ska ske. Man kan här notera att Norge beslutat om timavräkning för alla med undantag för mycket små förbrukare från 2019 när Elhub tas i drift. Danmark har lagstiftat om fjärravläsning och timmätning från 2020. Finland har redan timmätning på i princip alla leveranspunkter.

Alternativ 1 och 2 avser två varianter hur man kan hantera schablonavräkning, medan alternativ 3a och 3b avser timavräkning i varierande omfattning. Då studien har avgränsats så att vi i kostnadsnyttoanalysen inte ska ta hänsyn till samhällsnyttan t ex från möjligheter till förbrukningsflexibilitet, så kommer det inte att vara möjligt att ställa timavräkning mot schablonavräkning. Dock är det en del i uppdraget att analysera om det finns en viss minsta tid som alternativ 2 måste vara i bruk för att motivera funktionen i hubben innan allmän timavräkning genomförs.

Vi kommer därför i denna studie att behandla alternativ 1 och 2 som en analys, och alternativ 3a och 3b i en separat analys.

5.2 Alternativ 1

Detta alternativ innebär att nätägaren ska utföra schablonisering för uttagspunkter med månadsmätning. Då designen av den elhandlarcentriska marknaden i nuläget inte är klar vet vi inte säkert om nätägaren har tillgång till uppgift om vem slutkunden valt som leverantör. Nätägaren kan i så fall inte utföra schablonisering per leverantör på det sätt som Svk gör idag. Vid drifttagning av den nordiska balansavräkningen (NBS) hösten 2016 ska rapporteringen till eSett för schablonförbrukning göras med en timserie per leverantör och nätområde. I avvaktan på en svensk hubb kommer denna rapportering att utföras av Svk. Nätägarna kommer därför att fortsätta rapportera andelstal till Svk som idag.

Vid införande av en hubb enligt alternativ 1 måste nätägarnas system kompletteras med funktionalitet för att utgående från månadsvolymerna kunna beräkna schablonförbrukning per leveranspunkt som en timserie.

Nätägarens rapportering till hubben måste dock utöver den beräknade timserien för schablonförbrukning även innefatta mätarställningar vid månadsskifte och förbrukning per månad. Motsvarande rapportering ska göras vid händelser som flytt eller leverantörsbyte. Detta är nödvändigt för att elhandlaren på sin faktura enligt dagens regler ska kunna presentera mätarställningar vid månadsskiften eller händelser. Denna typ av rapportering är den samma som nätägaren idag gör till elhandlaren. Vi utgår därför från att det inte innebär någon väsentlig förändring i nätägarens verksamhet utan enbart att man ändrar mottagaren till att vara hubben i stället för

respektive elhandlare. Då det dessutom är lika i alternativ 1 och 2 lämnar vi kostnaderna för förändringen utanför analysen.

När hubben mottagit nätägarens timserier med beräknad schablonförbrukning per uttagspunkt ska hubben aggregera dessa per leverantör och nätområde. Det innebär en beräkning i hubben som är identisk med aggregering av timserier för timavräknade uttagspunkter. Det kommer därför inte att kräva någon extra funktionalitet i hubben. Beräkning av kvarkraftsvolymer kommer att utföras på samma sätt i båda alternativen varför vi inte beaktar kostnaden för denna funktionalitet och inte heller resursbehovet för att övervaka den processen.

Konsekvenserna av ett införande av schablonisering enligt detta alternativ är att det krävs ny funktionalitet i nätägarnas system. Det består dels av en eventuell kostnad till systemleverantören, dels kostnaden för det interna förändringsarbetet inom respektive företag. Vi antar att detta är en kostnad av ungefär samma storleksordning hos alla företag, men att den sannolikt är större hos de stora företagen med större organisationer. I kalkylen har vi utgått från att det här är en förändring som blir en liten del i ett mycket större omläggningsarbete. Vi kan därför räkna på enbart en marginalkostnad. Merkostnaden för att utveckla den nya funktionaliteten uppskattas till 1,5 – 2 kr/leveranspunkt. Förändringsarbetet kommer minst att kosta lika mycket, vilket innebär att totalkostnaden hamnar på 3 – 4 kr/leveranspunkt. För hela landet (5 milj leveranspunkter) motsvarar det 15 – 20 Mkr.

Då nätägaren ska ansvara för att beräkna timfördelad schablonförbrukning per uttagspunkt innebär det att man måste ha personalresurser för att övervaka att processen fungerar. I princip bör det dock inte vara någon större skillnad från dagens ansvar att beräkna och rapportera andelstal. Personalkostnaderna hos nätägarna förändras därför inte märkbart av denna förändring.

Vi tar i kalkylen inte hänsyn till att nätägaren ska rapportera mätarställningar eftersom det förutsätts vara lika i både alt 1 och 2.

Det finns också anledning att kommentera antagandet att nätägaren eventuellt inte har tillgång till uppgift om vem som är leverantör i uttagspunkten. Om det ändå kommer att vara så att uppgiften är tillgänglig för nätägaren, och denne därmed kan beräkna schablonförbrukning per leverantör, så kommer det inte att påverka kostnadsbilden vare sig hos nätägaren eller för hubben. Den något annorlunda algoritmen hos nätägaren resp att hubben slipper summera inkommande timserier har ingen praktisk påverkan då utveckling ändå ska ske på båda ställena.

Det är också så att alternativ 1 kommer att innebära att nätägarnas system kommer att kräva att bibehålla merparten av de funktioner som används i dagens nätavräkning för att t ex beräkna nätområdesprofilen. Vi har i kalkylen inte beaktat kostnaderna för att behålla denna funktionalitet, men nämner det som en nackdel för alternativ 1.

5.3 Alternativ 2

Detta alternativ innebär att nätägaren rapporterar mätarställningar och månadsvolym till hubben på samma sätt som i alternativ 1. Schablonisering utförs i hubben, och det kan göras enligt två olika modeller.

2a. Tjänstehubben schabloniserar per leveranspunkt.

2b. Tjänstehubben schabloniserar per elleverantör och nätområde.

På samma sätt som i alternativ 1 bortser vi här från förändringsbehov och kostnader för nätägaren för att förändra mottagare av mätarställningar och månadsvolym eftersom det är lika i båda alternativen.

Varianterna 2a respektive 2b skiljer sig endast åt på det sättet att beräkningen ska utföras på lite olika sätt. I 2a gör hubben motsvarande beräkning som nätägaren gör i alternativ 1. Alternativ 2b innebär att hubben först aggregerar inrapporterade månadsvolym per leverantör och nätområde. Därefter omvandlas detta till en timserie som rapporteras till eSett. Vi har inte räknat med någon samhällsnytta med schablonisering per leveranspunkt. Den enda betydande nytta vi kan se är att det innebär en harmonisering mot Norge och Finland.

Alternativ 2 kräver därför lite annan funktionalitet i hubben än i alt 1. Den kompliceras något av att beräkningen måste ta hänsyn till händelser som flytt och leverantörsbyte. Om det enbart rörde sig om att omvandla inrapporterade månadsvolym till timserie skulle algoritmerna bli väldigt enkla.

Alternativ 2 kräver därför lite mer arbete med specifikation och utveckling av beräkningsalgoritmer i hubben samt marginellt mer testarbete. Erfarenheter från liknande projekt leder till en bedömning att merarbetet kostar ca 1-2 Mkr när det utförs som en del i den totala utvecklingen av hubben. I kostnads-nyttoanalysen har vi dock ansatt ett osäkerhetsintervall på 1 – 4 Mkr. Det har inte kunnat konstateras någon signifikant skillnad mellan 2a och 2b vid utvecklingen av hubben. Den enda skillnaden utgörs av att man i alt 2a liksom i alt 1 kommer att lagra lite mer data eftersom man har timserier per uttagspunkt. Merkostnaden för detta har dock bedömts försumbar (< 500 GB).

Då ansvaret för schabloniseringen ligger på hubben kommer det marginellt att kräva något mer personalresurser för att övervaka processen. Det kan bara vara fråga om delar av en persons arbetsuppgifter varför vi ansatt en kostnad på 100 kkr/år.

I alternativ 2 ansvarar nätägaren inte för beräkningarna, vilket kommer att leda till ett reducerat behov av personalresurser. Då det endast handlar om att minska omfattningen i arbetet hos nätägaren på grund av att beräkningen förenklas kommer det i praktiken att bli en mycket marginell påverkan på personalbehovet. Vi antar därför att detta maximalt uppgår till i genomsnitt en halvtimme per vecka för en person. Det motsvarar 1,25 % av en heltid på alla nätföretag. Med 170 nätföretag och en årskostnad per person på 700 kkr innebär det för hela landet en kostnadsreduktion på maximalt 1,5 Mkr. I kostnads-nyttoanalysen ansätts ett osäkerhetsintervall på 0 – 1,5 Mkr/år. För att göra beräkningen tydligare kommer detta belopp att presenteras som en merkostnad i alternativ 1.

De angivna årskostnaderna ovan avser enbart övervakning och kontroll av att schabloniseringen fungerar. Om ett fel identifieras som beror på indata krävs det att nätägaren korrigerar felet, företrädesvis så nära källan som möjligt, och rapporterar på nytt. Detta arbete kan vara ganska betydande, men skiljer sig inte åt mellan alternativ 1 och 2 varför vi inte tar in det i nuvärdeskalkylen.

5.4 Alternativ 3

I detta alternativ förutsätts att schablonavräkning avskaffas och att alla uttagspunkter blir timavräknade. Syftet är att hela kraftsystemet ska vara timavräknat för att få en mer optimal styrning av det. Längre fram kan upplösningen i balansavräkningen komma att ökas till 15-minutersintervall (se punkt 1).

Två alternativ ska studeras

3a. Alla leveranspunkter i Sverige blir timavräknade, ca 5,2 miljoner.

3b. En ny mätstruktur införs.

En delmängd av leveranspunkterna, drygt 2 miljoner, blir timavräknade.

Resten, främst lägenheter, hanteras på annat sätt. Energivolymerna i dessa mätpunkter ingår då på ett eller annat sätt i de 2 miljoner timavräknade leveranspunkterna, vilket innebär att hela kraftsystemet kommer att vara timavräknat.

I samband med den workshop som hölls inom uppdraget framkom en alternativ modell för hur man successivt kan utvidga timavräkningens omfattning utan att behöva göra stora investeringar.

Förslaget beskrivs i appendix A men kommer inte vidare att analyseras inom ramen för uppdraget.

5.4.1 Alternativ 3a – Allt timavräknat

I detta alternativ förutsätts att timmätare ska finnas i alla uttagpunkter. Det gäller i princip redan idag då de flesta nätägare valde att installera timregistrerande elmätare till 2009. Cirka 90 % av elanläggningarna har därför en timmätare idag³. Däremot har nätägarnas rapporteringssystem inte alltid kapacitet för att rapportera underlag för timavräkning för alla leveranspunkter varje dygn. Alternativ 3a kräver därför att ca en halv miljon elanläggningar får en timmätare installerad och att rapporteringssystemen uppgraderas för att klara rapportering varje dygn.

Den här förändringen har i viss mån redan påbörjats då den teknisk-ekonomiska livslängden för de mätare som installerades fram till 2009 nu börjar löpa ut. Förnyelseprojekt har påbörjats på flera håll. I dessa projekt inkluderas de förväntade framtida kraven på utökad funktionalitet i framtidens elmätare som presenterades i Ei:s rapport Ei R2015:09 Funktionskrav på framtidens elmätare (Ei, 2015). Den förväntas under 2016 leda fram till nya föreskrifter om mätning som kan börja gälla från 2017. Förändringarna kommer att kräva en övergångsperiod innan de får fullt genomslag. Längden på denna vet vi inte i nuläget, men antar här att de nya föreskrifterna kommer att ha fullt genomslag från 2025.

Mot denna bakgrund kommer det att vara lite osäkert hur man ska se på kostnaderna för att införa timmätare överallt i detta alternativ. Kostnaden för en icke timregistrerande mätare, men som uppfyller kraven på mätnoggrannhet enligt MID-direktivet kommer att vara obetydligt lägre än för en timmätare. Merkostnaderna för att ha timavräkning för alla uttagpunkter blir därför i första hand kostnaderna för att driva mätinsamling och rapportering dygnsvis i stället för månadsvis. Om rapportering krävs varje dygn måste beredskapen för att åtgärda störningar i kommunikation mm att vara betydligt högre än om man rapporterar enbart varje månad. Validering av timmätvärden kommer också att vara väsentligt mer resurskrävande än om man bara ska använda dessa för månadsfakturerings.

5.4.2 Alternativ 3b – Ny mätstruktur

Enligt ellagen är nätägaren skyldig att mäta och rapportera alla uttag och inmatningar i sitt koncessionspliktiga nät. Idag har nätägaren även mätning för flertalet lägenheter trots att dessa inte är anslutna direkt till det koncessionspliktiga nätet utan till ett fastighetsnät som ägs av fastighetsägaren eller en bostadsrättsförening.

Propositionen 1998/99:137 (8 kapitlet §4) om införande av schablonberäkning på elmarknaden ger dock följande definition:

³Källa: SvK, uppdragsbeskrivning

En uttagpunkt är, tekniskt sett, den anslutningspunkt där en anläggning för användning av el är ansluten till ett ledningsnät. Det är som huvudregel i uttagpunkten elanvändaren, enligt avtal med nätinnehavaren, tar ut el för förbrukning och det är därför också i uttagpunkten som mätning av den överförda elen äger rum. Det nu sagda är dock inte helt korrekt vad gäller hushållskunder i flerbostadshus. Husets anläggning för användning av el, dvs. husets interna ledningsnät, är visserligen ansluten till ledningsnätet i uttagpunkten men det är inte där som de boende i huset tar ut sin el för förbrukning. Det sker i stället, i enlighet med avtalen mellan nätinnehavaren och de boende i huset, i den punkt på husets interna ledningsnät där elen förs in till elanvändarens lägenhet.

I alternativ 3b studeras om det kan vara motiverat med en mer strikt tillämpning av vilka anläggningar som ska anses vara anslutna till det koncessionspliktiga nätet. Detta för att reducera kraven på mätning av mindre förbrukare vid en total övergång till timavräkning i hela kraftsystemet. För att kunna timavräkna hela kraftsystemet räcker det om man placerar en timmätare i varje flerfamiljshus som mäter hela förbrukningen i fastigheten. Lägenhetsmätarna blir därmed undermätare inne i fastighetsnätet. Med denna utformning kommer fastighetsägarna att få rollerna som nätaccessansvarig, mätdataansvarig och faktureringsansvarig för alla lägenhetskunder.

Det finns två olika lagar som påverkar detta område. Den ena är ellagen som reglerar kraven på mätning i koncessionspliktiga nät. Vid sidan av den finns en lag om energieffektivisering, som utgår från EUs energieffektiviseringsdirektiv. Den kräver att fastighetsägaren mäter energiförbrukning per lägenhet och ser till att den boende får en faktura avseende energiavgiften för sin förbrukning. Syftet är att ge incitament till energihushållning även hos mindre förbrukare. Elmarknadsdirektivet kräver också att det ska finnas möjlighet för den boende att byta elleverantör utan kostnad. Man ska alltså inte vara tvungen att använda fastighetsägaren som elleverantör, eller att välja samma leverantör av el som fastighetsägaren valt.

För att kunna jämföra en fullständig utbyggnad av timmätning i alla uttagpunkter enligt alt 3a med den begränsade enligt alt 3b får vi här anta att man på något sätt kan "stoppa" utbyggnaden med timmätare för lägenheter. Åtminstone gäller att det inte ska finnas krav på timmätare för lägenheter.

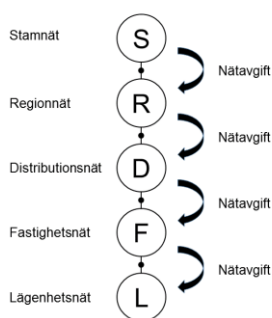
I en eventuell fortsatt utredning av alternativ 3 bör det juridiska läget beträffande kunder i fastighetsnät klargöras. Vid fortsatt utredning av alternativ 3b bör även en nära dialog föras med Swedac i ett tidigt skede.

Avsikten är inte att med en utformning enligt alternativ 3b exkludera lägenhetskunder från de gemensamma marknadsprocesserna som t ex samfakturerering, men den frågan kräver fördjupade utredningar.

En renodlad mätstruktur

Alternativ 3b möjliggör att mätstrukturen renodlas genom att nivån fastighetsnät införs. Det är ett icke-koncessionspliktigt nät (IKN), som inte regleras i ellagen, men däremot i säkerhetsföreskrifter mm. IKN-nät finns också inom större affärsfastigheter eller industriområden där flera företag är lokaliserade, och för produktionsanläggningar som t ex vindkraftparker. Mätstrukturen skulle därmed se ut som i Figur 3. Fördelarna är framförallt en renodling och att det timavräknade kraftsystemet får mindre omfattning. Det senare kan vara viktigt vid en övergång från dagens balansavräkningsperiod på 1 timme till 15-minutersintervall för att då inte i onödan kräva den höga upplösningen i mätningen av mindre förbrukningar.

Figur 3 - En renodlad mätstruktur



Källa: Svenska kraftnät

Om den renodlade mätstrukturen appliceras i hubben öppnar det senare för att ta in även mätvärden från andra IKN-nät i hubben. Det är framförallt aktuellt för produktionsnät, och då för att hämta in mätvärden för elcertifikat via hubben. Dessa rapporteras idag inte till balansavräkningen utan enbart till Cesar-systemet för registrering av elcertifikat. I Norge kommer Elhub att rapportera produktionsmätvärden till det norska elcertifikatsystemet NECS, liksom även rapportera leverantörernas uttag av elcertifikat.

Förändring av mätinstallationer i flerfamiljshus

En renodling av mätstrukturen kräver att varje flerfamiljshus förses med en mätare som mäter hela förbrukningen i fastigheten inklusive alla lägenheter. Denna mätare ska tillhöra lokalnätägaren. Det är ovanligt att man har detta arrangemang idag även om kanske flertalet fastigheter som ny- eller ombyggt under senare år har utrustats med så kallad kollektivmätning. Ett strikt krav på en fysisk mätare i varje flerfamiljshus skulle bli kostsamt eftersom det kräver en ombyggnad i varje fastighet. Det rör sig om ett mycket stort antal fastigheter i hela landet. Man kan därför tänka sig ett alternativ, vilket möjligen också ska ses som en övergångslösning. Man har redan idag timmätare på uppskattningsvis mer än 80 % av lägenhetsbeståndet, och dessutom en timmätare för fastighetens egen förbrukning. Lokalnätägarna skulle därför kunna beräkna och rapportera timmätvärden för en virtuell mätpunkt motsvarande hela fastigheten.

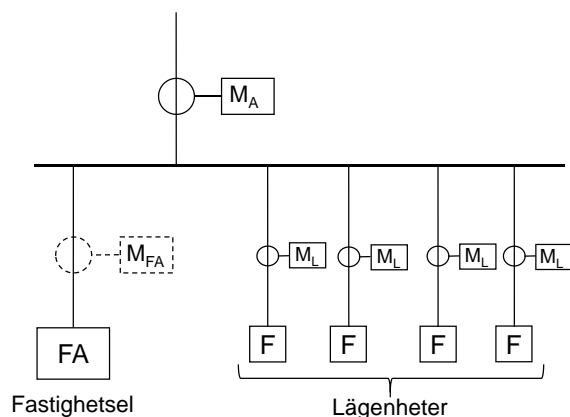
Detta innebär att alt 3b har två underalternativ:

- 3b1. Alla flerfamiljshus förses med en fysisk mätare som mäter hela fastighetens förbrukning med timupplösning. Lokalnätägaren är ansvarig för att mäta och rapportera till hubben.
- 3b2. Befintliga timmätare utnyttjas av lokalnätägaren för att beräkna och rapportera mätvärden för en virtuell mätpunkt motsvarande hela fastighetens förbrukning.

Alternativ 3b1

Fastigheten byggs om så att mätningen konfigureras enligt Figur 4. Installationen innefattar en fysisk mätare (M_A) som mäter hela fastighetens förbrukning. Den mätare som idag finns för att mäta fastighetens allmänförbrukning (M_{FA}) kan slopas eller behållas för fastighetsägarens egen uppföljning.

Figur 4 - En fysisk mätare för hela fastigheten



Källa: Svenska kraftnät

Installation av en mätare för hela fastighetens förbrukning kommer att kräva en ombyggnad i varje fastighet som saknar detta arrangemang idag. Omfattningen av installationsarbetet beror på hur den befintliga installationen ser ut. Det kan i mindre fastigheter, och där mätare kanske sitter i varje lägenhet, innebära att en helt ny mätplats måste uppföras. Om det är en mindre fastighet där det är tillräckligt med en direktmätare kategori 1 kan det i gynnsamma fall stanna kring 5-10 kkr. Är fastigheten större så att det krävs en ny mätare med strömtransformator (kategori 2) kommer den i bästa fall att kosta 22 kkr⁴. Det kommer dock i många fall att krävas omdragning av kablage i mätarrum, vilket kan innebära 1-2 dagars arbete för en montör. Kostnaden kan då uppgå till 30 – 35 kkr. Vi har därför i kostnads-nyttoanalysen antagit att ombyggnaden i genomsnitt kostar mellan 20 och 35 kkr per fastighet. Antalet fastigheter/byggnader kan uppskattas till ca 200 000 i hela landet⁵. En total ombyggnad motsvarar därför storleksordningen 4 - 7 miljarder kronor.

Alternativ 3b2

I stället för att bygga om mätinstallationen i fastigheten utnyttjas befintliga mätare förutsatt att dessa är timmätare. Lokalnätägare eller en mätoperatör mäter samtliga lägenheter plus fastighetens allmänförbrukning. Dessa mätvärden aggregeras ($\sum M_L + M_{FA}$) så att man erhåller fastighetens totala förbrukning. Denna beräknade mätserie (M_A) rapporteras till hubben för att ingå i nätavräkningen.

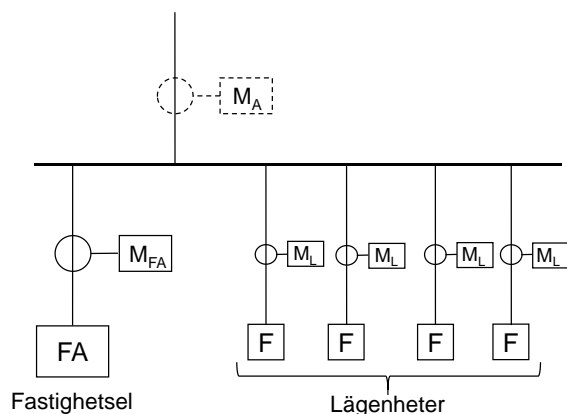
Mätinstallationen kommer att vara densamma som i nuläget, dvs enligt Figur 5. Denna lösning adderar på samma sätt som idag en del av förlusterna i fastighetsnätet till lokalnätägarens förluster. Denna konsekvens har inte beaktats vidare.

Man bör dock här notera att befintliga timmätare kategori 1 som används för lägenheter, och förmodligen även för fastighetselen, normalt har en sämre noggrannhet även vad som krävs för större mätare. För en fysisk mätare för hela fastigheten kommer oftast att behövas en mätare kategori 2, dvs större än 63 A, vilka också har en högre noggrannhetsklass. Det kan innebära att det krävs någon form av undantag (dispens) om den här modellen ska tillämpas.

⁴ Normvärde enligt intäktsramen

⁵ Referens: SCB, 135 000 taxeringsenheter hyreshusenhet, av dessa har vissa flera byggnader och det kan förekomma mer än ett mätarrum. Det har här uppskattats att 200 000 fastighetsmätare behöver monteras för att genomföra alt 3b1.

Figur 5 - Fastighetens totala förbrukning beräknas av lokalnätägaren eller mätoperatör



Källa: Svenska kraftnät

Den här lösningen kräver normalt ingen investering i förändrade system hos lokalnätägaren eller en mätoperatör. I de allra flesta fall klarar befintliga system av att beräkna mätserier för virtuella mätpunkter. Det kommer dock att krävas några timmars arbete för att sätta upp de beräkningsformler som krävs, och det måste göras för varje enskild fastighet. Det har uppskattats att det krävs ca 2 timmar per fastighet för att sätta upp och verifiera beräkningarna. Med ett timpris på 500 kr innebär det en kostnad av 1000 kr/fastighet. För hela landet uppskattas det finnas 200 000 fastigheter/byggnader, vilket resulterar i en kostnad totalt på 200 Mkr.

Den som utför mätningen (lokalnätägare eller mätoperatör) förutsätts ansvara för att summeringen till den virtuella mätpunkten blir korrekt. Om det är lokalnätägaren som utför mätning och beräkning bör detta inte vara något problem. Om det däremot är en fristående mätoperatör finns kanske inte samma incitament för denne att snabbt åtgärda felaktigheter i mätningen. Det kan leda till att summeringen för fastigheten visar ett för lågt värde, vilket kommer att belasta lokalnätägaren med ökade nätförluster.

6. Kostnads-nyttoanalys

Vi kommer i den här analysen att jämföra alternativ 1 mot alternativ 2 respektive alternativ 3a mot 3b.

6.1 Nyttor

Nyttan av alternativ 1 och alternativ 2 är samma. Det vill säga resultatet, schabloniserade timmätvärden, är samma oavsett om schabloniseringen sker i hubben eller hos nätägaren.

Alternativ 2 innebär reducerade kostnader för nätägare, men dessa har vi behandlat nedan som kostnader i alternativ 1.

Ett val av alternativ 1 skulle kunna innebära en viss drivkraft för nätägare att övergå till timmätning för att slippa schablonberäkningen. Det är dock osäkert om det för den enskilde nätägaren blir billigare att timmäta än att schablonisera. Möjligen kan den situationen uppstå när det endast är ett fåtal punkter kvar att föra över från månadsmätning till timmätning. Alternativ 2 ger dock inget incitament för nätägaren att införa timmätning om vi bortser från eventuell samhällsnytta och föreskriftskrav.

Enligt uppdragsbeskrivningen ska studien inte beakta de samhällsnyttor som skapas genom en övergång till timmätning enligt alternativ 3. Vi har i studien inte kunnat identifiera några andra nyttovärden utöver vad timmätning medför för att främja förbrukningsflexibilitet etc.

Analysen blir därför en renodlad kostnadsjämförelse mellan alternativen.

6.2 Alternativ 1 och 2

Kostnaderna i alternativ 1 och 2 har beskrivits i punkterna 5.2 och 5.3. De utgörs av kostnader för systemförändringar respektive systemutveckling samt förändringsarbete hos nätägare. De årliga kostnaderna utgörs av skillnader i behovet av personalresurser.

Vi har utgått ifrån att kostnadsdifferensen mellan alternativ 1 och 2 är relativt oberoende av antalet schablonavräknade leveranspunkter. Inledningsvis kommer ca 5 milj mätpunkter att schablonavräknas. Antalet förväntas minska med tiden men kostnaderna har bedömts vara relativt konstanta tills endast ett fåtal återstår.

Följande tabell visar en beräkning av nuvärdet av kostnaderna för respektive alternativ och med två varianter för min- och max-värden beträffande kostnaderna.

Tabell 1 - Nuvärdet av kostnader för alt 1 och 2

		Alternativ 1		Alternativ 2	
		min	max	min	max
System- & förändringskostnader	Mkr	15	20	1	4
Årskostnader personalresurser	Mkr/år	0	1,5	0	0,2
Nuvärde kostnader	Mkr	15,00	32,91	1,00	5,72

Man kan konstatera att alternativ 2 ger det lägsta nuvärdet av kostnader, dvs den lägsta kostnaden sett över kalkylperioden 10 år och med diskonteringsräntan 3,5 %. Detta gäller både för min- och max-värden på kostnaderna.

I uppdraget ingår även att beräkna hur lång tid som krävs för att alternativ 2 ska vara fördelaktigare än alternativ 1 innan alternativ 3 blir aktuellt. Då alternativ 2 innebär både lägre engångskostnader och lägre årliga kostnader är svaret på denna fråga att alternativ 2 hela tiden kommer att vara fördelaktigare. Det kan också sägas vara naturligt eftersom förändringen görs enbart i hubben och inte hos 170 st nätägare.

Alternativ 2 skulle även kunna möjliggöra för vissa nätbolag att helt avveckla sina mätvärdeshanteringssystem och enbart behålla fjärravläsningssystem. Dessa potentiella besparingar har inte beaktats här, men finns behandlade i en parallell studie kring hur lagring av mätvärden ska utformas för hubben.

6.3 Alternativ 3a och 3b

Merkostnaderna som uppstår vid val av alternativ 3a, dvs timavräkning av allt, består dels av eventuell merkostnad för timregistrerande mätare jämfört med en mätare som bara registrerar månadsvolym, dels av merkostnaden för att driva insamling, validering och rapportering dygnsvis.

Kraven på en lägenhetsmätare är att den ska uppfylla MID-direktivet beträffande mätnoggrannhet. Prisskillnaden mellan de mätare som fastighetsbolagen och nätbolagen upphandlar kommer att vara marginell. Det finns exempel på att de mätare som fastighetsägare köper blir dyrare på grund av små volymer. Vi har dock här antagit att prisskillnaden är 0-100 kr lägre för de mätare som fastighetsägaren sätter upp.

Kostnaderna för att driva mätinsamling och rapportering dygnsvis har uppskattats till 80 kr/mätunkt/år (24 st timvärden dygnsvis). Motsvarande för insamling och rapportering månadsvis uppskattas till 40 kr/mätunkt/år (30 st dygnsvärden månadsvis). Vi har därför i kalkylen ansatt ett osäkerhetsintervall för merkostnaden för dygnsvisinsamling av timvärden på 20–60 kr per mätunkt och år. Räknat på nationell nivå (3 milj lägenheter) motsvarar det en merkostnad på 60-180 Mkr/år.

Rapportering av mätvärden dygnsvis kommer också att innebära mer arbete med att validera timvärden för att få godkända värden inom den gällande tidsramen. Idag är detta ett relativt stort arbete trots begränsat antal timavräknade mätpunkter. Övergången till modernare mätare och effektivare insamlingssystem med säkrare kommunikation bör dock reducera behovet av resurser för att utföra validering. Det är osäkert om resursbehovet för detta kan beräknas som kronor per leveranspunkt. Sannolikt behöver varje nätägare en grundresurs för att övervaka de fellistor som mätsystemen kommer att generera. Vi har därför kommit fram till att en kostnad i intervallet 40 – 80 Mkr/år kan vara ett rimligt antagande sett över hela landet.

Då det krävs insamling även från lägenhetsmätare i alternativ 3b2 så räknar vi merkostnaden för insamling, validering och rapportering från 3 miljoner mätare i både alternativ 3a och alternativ 3b2.

I alternativ 3b finns även en kostnad för att upprätta nytt kontrakt mellan elhandlare och fastighetsägare, vilket uppskattas kräva ca 2 - 4 timmar, dvs 1 000 – 2 000 kr per fastighet.

Ett genomförande av alternativ 3b1 kommer att kräva flera år för att praktiskt kunna utföra alla installationer av mätare som ska mäta hela fastigheten. Alternativ 3a kräver också en tidsperiod för att införa timmätning fullt ut. Motsvarande gäller även alternativ 3b2 eftersom det förutsätter att lokalnätägarna har en timmätare för varje lägenhet. I alternativ 3b2 ska nätägarna också sätta upp virtuell mätning för alla fastigheter. Detta arbete skulle förmodligen kunna genomföras under ett år, men kommer inte att kunna genomföras fullständigt förrän det finns timmätare för alla lägenheter.

Detta gör att samtliga alternativ kommer att vara utsträckta över i stort sett lika lång tid. Vi har därför i en första ansats valt att betrakta alternativen som att de genomförs vid en och samma tidpunkt och utan utsträckning i tiden.

Sammantaget resulterar detta i följande beräkning av nuvärdet för kostnaderna sett över en 10-årsperiod, och med diskonteringsräntan 3,5 %.

Tabell 2 - Nuvärdet av kostnader för alt 3a och 3b

		Alt 3a		Alt 3b1		Alt 3b2	
		min	max	min	max	min	max
Årlig merkostnad för rapportering dygnsvis	Mkr/år	60	180			60	180
Årlig merkostnad för validering av timvärden	Mkr/år	40	80			40	80
Merkostnad för timmätare	Mkr	0	300			0	300
Kostnad för installation av fastighetsmätare	Mkr			4 000	7 000		
Kostnader för uppsättning virtuell mätning	Mkr					100	300
Kostnad för nya avtal mellan fastighetsägare och elhandlare	Mkr			200	400	200	400
Nuvärde kostnader	Mkr	861	2 538	4 200	7 400	1 161	3 238

Kalkylen visar en något lägre kostnad för alternativ 3a jämfört med alt 3b2, men de är relativt likvärdiga.

Vi har i kalkylen inte tagit upp en kostnad för att sätta upp en lösning som möjliggör för lägenhetsboende i ett fastighetsnät att välja leverantör. Detta blir en ytterligare kostnad i alternativ 3b, men i någon mån även i alternativ 3a om man ska räkna in de lägenheter som redan idag har kollektivmätning och köper el via fastighetsägaren. Utformningen av en sådan lösning skulle kräva en separat studie. Då detta ytterligare skulle försämra lönsamheten i alternativ 3b, eftersom det handlar om fler lägenheter där, har vi valt att avstå ett försök till uppskattning av dessa kostnader.

7. Kvalitativ analys

Det krävs i uppdragsbeskrivningen att studien även ska utvärdera ett antal kvalitativa faktorer.

- Nyttan för kund
- Enkelhet
- Korrekthet
- Robusthet/Sårbarhet

Nyttan för kund

Valet av avräkningsmetod kommer inte att påverka slutkunden.

I alternativ 3b där lägenhetsboende mer tydligt hänförs till ett fastighetsnät uppstår en ny form av anvisningsavtal där fastighetsägaren är den elleverantör man får om man inte gör något aktivt val. Regelverket kommer att kräva att alla slutkunder, dvs även lägenhetsboende, ska kunna byta elleverantör. Det kommer därför att krävas en lösning för att möjliggöra leverantörsbyte även i fastighetsnät. Hur en sådan skulle kunna utformas har legat utanför denna studie varför även kostnaden för detta inte har beaktats.

Förhållandet att det uppstår en ny variant av anvisningsavtal kan ses som ett steg i motsatt riktning mot Energimarknadsinspektionens strävan att eliminera anvisningsavtal genom införande av den elhandlarcentriska modellen. Det kan därför finnas andra aspekter på detta än de rent tekniskt-ekonomiska.

Enkelhet

I valet mellan alternativ 1 och 2 kan sägas att alternativ 2 kännetecknas av lite större enkelhet när schablonberäkningarna utförs enbart i hubben. Det blir enklare för nätägarna som kan koncentrera sig på att mäta och rapportera timvärden samt månadsförbrukningar. Enkelheten för nätägarna kanske dock samtidigt hämmar en snabb övergång till timavräkning.

För alternativ 3a och 3b kan man ha både ett kortsiktigt och ett långsiktigt perspektiv. Kortsiktigt bör det vara enklare att fortsätta som idag där lokalnätägaren mäter varje lägenhet och att successivt införa timmätning och timavräkning överallt. Då värdet av timavräkning av småförbrukare är lågt kan det långsiktigt finnas fördelar i en renodlad mätstruktur eftersom det då går att ha skilda rapporteringsfrekvenser för koncessionspliktiga nät respektive IKN-nät. Å andra sidan uppstår då en komplexitet och en medföljande kostnad då kunder i ett IKN-nät ska kunna byta elleverantör.

Korrekthet

Schablonavräkning kommer alltid att vara mindre korrekt än total timavräkning förutsatt att det är en hög kvalitet på timvärden. Det är dock oklart om det finns någon substantiell samhällsnytta med ökad noggrannhet i avräkningen av småkunder.

En alltför snabb övergång till enbart timavräkning kan möjligen även leda till att kvaliteten åsidosätts varför en lagom implementationstakt borde vara att föredra.

Robusthet/Sårbarhet

Införande av en större upplösning i mätvärdesrapporteringen kan möjligen leda till en ökad sårbarhet om man på olika sätt gör sig beroende av att timvärden flyter in varje dygn och året runt. En fortsättning av modellen med schablonavräkning av månadsavläsningar kan därför framstå som något mer robust och tålig mot störningar. Den nya generation av mätare och insamlingsystem

som kommer att bli aktuell under de närmaste åren framstår dock som mer robusta och säkra än de som infördes inför 2009. Det bör därför kunna vara möjligt att ha ett robust system även för total timavräkning. Systemet kan också i någon mån bli ytterligare robust om man öppnar för estimering av timvärden för mindre förbrukare. Då man med den nordiska balansavräkningen kommer att ha 13 dagar på sig att komplettera och korrigera timvärden så bör det endast vara i yttersta nödfall som estimering accepteras. Regelverket måste också då tillåta att fakturering baseras på estimerade mätvärden, vilket kanske är lite mer tveksamt med hänsyn till slutkunden.

8. Slutsatser

Vi har i denna studie gjort två olika analyser. Den ena har behandlat lämplig modell för schablonisering av månadsmätvärden. Den andra har jämfört olika alternativ för timavräkning.

Slutsatserna är beträffande metod för schablonavräkning att det är tekniskt och ekonomiskt fördelaktigast att implementera funktionen för att schablonisera månadsmätvärden i tjänstehubben. Det är både enklare och billigare om funktionen införs på ett ställe än att införa den hos alla nätägare.

Slutsatserna beträffande hur en total timavräkning för kraftsystemet bör utföras är inte lika entydig. Nyttovärdet av en timavräkning för enskilda småförbrukare kommer att vara lågt. Om man ändå vill införa timavräkning för hela kraftsystemet pekar kostnadsanalysen dock på att det skulle vara mest lönsamt att fortsätta enligt dagens modell och sätta timmätare i samtliga leveranspunkter samt timavräkna alla anläggningar. Om man vill renodla mätstrukturen visar studien att det är fördelaktigast att börja detta genom att införa virtuell mätning för den totala förbrukningen i flerfamiljshus, och att det virtuella mätvärdet används i timavräkningen. I ett senare steg kan fysiska mätare installeras i varje fastighet.

I analysen av den renodlade mätstrukturen har vi också lyft frågan om det är förenligt med strävan mot en större rörlighet på elmarknaden om man hänför alla lägenhetskunder till ett fastighetsnät. Det förutsätts vara möjligt att säkerställa att slutkunden även då kan välja elleverantör fritt, men kommer att medföra en komplexitet och kostnad.

I appendix A beskrivs en modell för att utöka timavräkningen till alla uttagspunkter som redan är timmätta utan att behöva investera i nya IT-system. Det kan sägas vara en väg för att successivt åstadkomma timavräkning för hela kraftsystemet, men bör utredas mer i detalj.

Vid design av helhetslösningen kommer det naturligtvis förutom denna studie att behöva beaktas även andra utredningar och faktorer som kan påverka valet av alternativ.

9. Referenser

Ei. (2015). *Funktionskrav på framtidens elmätare R2015:09*.

eSett. (2016). *NBS Handbok*.

Svenska kraftnät. (2016). *Uppdragsbeskrivning: Utredningsuppdrag - Hantering av månadsmätvärden när en tjänstehubb är etablerad på den svenska elmarknaden*. Sundbyberg: Svenska Kraftverk.

Figur- och tabellförteckning

Figur 1 - Genomförande av analysen	9
Figur 2 - Mätvärdesflödet i alternativ 1 och 2	15
Figur 3 - En renodlad mätstruktur	21
Figur 4 - En fysisk mätare för hela fastigheten	22
Figur 5 - Fastighetens totala förbrukning beräknas av lokalnätägaren eller mätoperatör	23
Tabell 1 - Nuvärdet av kostnader för alt 1 och 2	24
Tabell 2 - Nuvärdet av kostnader för alt 3a och 3b	26

Appendix A – Alternativ för utökad timavräkning

I samband med den workshop som hölls inom uppdraget framkom en alternativ modell för hur man successivt kan utvidga timavräkningens omfattning utan att behöva göra stora investeringar. Förslaget beskrivs här men har inte analyserats inom ramen för uppdraget.

Bakgrund

En förändring i ellagen 2012 gav elanvändare även i mindre anläggningar upp till 63 A rätt att få timmätning av sin förbrukning om man tecknade avtal med en elhandlare om leverans till timpris⁶. För att kunna hantera detta enades branschen om att införa en enklare avräkningsmetod som kallas månadsvis timavräkning. Nätägaren kan välja om han vill hantera de mindre elförbrukarna i den ordinarie dygnsvisa avräkningen eller genom månadsvis timavräkning.

Månadsvis timavräkning

Månadsvis timavräkning är avräkningsmässigt vanlig schablonavräkning men med den skillnaden att mätningen är timvis. Månadens timmätvärden rapporteras till elhandlaren samt summeras och rapporteras till Svk senast fem vardagar efter månadsskiftet. Sedan använder Svk den summerade månadsvolymen för att kompensera för differensen per balansansvarig som uppstod i schablonavräkningen och uttagpunkternas energivolym fördelad på verkliga timvärden, kallad profilkompensation. Denna profilkompensation regleras mot den balansansvarige men ska sedan föras över till den ansvarige elhandlaren för att den ska få full transparens i prissättningen till slutkund.

Denna avräkningsmetod har inte fått den effekt som avsågs, dels på grund av att intresset för timbaserad prissättning inte är särskild hög, dels att marknaden har en låg profil i marknadsföringen av timbaserade produkter, och att nätägarna avvaktat med att komplettera avräkningssystemen. Dessutom har det förekommit kritik från elhandlare om metodens svaghet, och att profilkompenseringen inte blir helt rättvis. Det har också framkommit att balansansvariga i en del fall inte fört över profilkompensationen till sin elhandlare.

I pågående utredning från Energimarknadsinspektionen om förbrukningsflexibilitet ingår en analys av den månadsvisa timavräkningen. Där framgår tydligt att den på sikt bör ersättas med dygnsvis timavräkning.

Förslag

Följande är ett förslag till alternativ avräkningsmetod för uttagpunkter på max 63 A avseende nuvarande schablonavräkning och månadsvis timavräkning

Förslaget innebär en inriktning mot generell timmätning för alla uttagpunkter med huvudsäkring på max 63 A. Det kan med fördel ersätta den månadsvisa timavräkningen, och det ersätter till stor del den nuvarande schablonavräkningen. Samtidigt ger det nuvarande mätsystem i branschen, både timmätta och månadsmätta, möjlighet att överleva till kommande reglering kring mätarfunktioner som förväntas träda i kraft 2025.

⁶ I slutrapporten från Samordningsrådet för smarta elnät 2015 finns ett förslag att ändra ellagen så att kunden får rätt till timvärden även utan ett elavtal med timpriser.

Metoden

Hela metoden bygger på dygnsvis timavräkning, men att uttagspunkter med max 63 A huvudsäkring hanteras med en kompletterande funktion för korrektionsavräkning. Många av branschens mätsystem klarar i dag att samla in timvärden, men kanske inte har samma prestanda i kommunikationen jämfört med system som från början är dimensionerade för dygnsvis timavräkning. Med en modifierad timavräkning skulle dessa system kunna leverera mätdata som kan användas i balansavräkningen. Alla timvärden ska valideras på samma sätt och med samma precision som övriga timavräknade, men av erfarenhet kan timvärden utebli i större omfattning på dessa mindre anläggningar. Exempel är frånslagna anläggningar, problem med kommunikation beroende på störningar på elnätet eller radionäten etc. Därför kommer utebliven eller orimlig data att behöva estimeras före rapporteringen till eSett. Om uppmätta timmätvärden saknas för längre perioder bör förbrukningsprofilen användas som fördelningsnyckel. Om första värde inte kan uppnås inför rapporteringen till eSett dag 13 tillåts värdet kvarstå och rapporteras med status temporary. Detta kommer då att leda till att balansavräkningen avviker något men kan jämföras med hur balansavräkningen annars avviker för dessa anläggningar om anläggningen skulle vara schablonavräknad. Vid månadens slut rapporteras slutgiltiga timvärden för månaden. Nästa steg är att korrigera skillnaden mellan rapporterade timvärden i balansavräkningen och de justerade eller kompletterande timvärdena som insamlats under månaden. Detta kan jämföras med nuvarande kvarkraftavräkning men på timvärdesnivå.

Anläggningar som inte har timvärdesupplösning

Detta kan vara insamlade dygnsvärden, insamling från Turtlesystemen som omfattar 16-26 timmar beroende på insamlade storheter, eller en ren månadsavläsning, dvs en mätarställning per månad. Här behöver man schablonisera timvärden för balansavräkningen. Det kan då ske enligt någon av de modeller som behandlats ovan i alternativ 1 och 2.

Fördelar

Metoden kan ge följande fördelar:

- Nuvarande schablonavräkning försvinner (preliminära och slutgiltiga andelstal, förbrukningsprofil). I stället används uttagspunktens andelstal och förbrukningsprofil för alla anläggningar med max 63 A huvudsäkring.
- Månadsvis timavräkning kan avskaffas.
- Avtal som kräver timmätning kan hanteras när uttagspunkten är timmätt.
- Nuvarande timmätare som schablonavräknas blir bättre utnyttjade genom att ingå i den dygnsvisa timavräkningen,
- En bra övergångslösning inför kravet på nya mätfunktioner 2025 där enbart dygnsvis timavräkning kommer att gälla.
- Eventuellt bilaterala korrigeringar minskar eftersom kvarkraftjusteringen tar upp avvikelserna.

Genomförande

Om metoden ska genomföras krävs ytterligare utveckling av detaljer. Ett genomförande rekommenderas ske först i samband med att en hubb tas i drift för att inte driva fram extra systemutveckling i de befintliga IT-systemen.

About Sweco

Sweco's experts are working together to develop total solutions that contribute to the creation of a sustainable society. We call it sustainable engineering and design. We make it possible for our clients to carry out their projects not only with high quality and good economy but also with the best possible conditions for sustainable development.

With around 14,000 employees, Sweco is among the largest players in Europe and a leader in several market segments in the Nordic region and Central and Eastern Europe.

Sweco Energuide delivers value to our clients through deep insights on energy business.