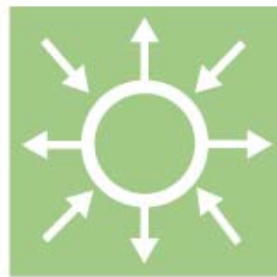




Timmätning för alla

Nytta, regelverk och ekonomi

Elforsk rapport 07:62



Andrea Badano
Peter Fritz
Anders Göransson
Magnus Lindén

December 2007

ELFORSK

Timmätning för alla

Nytta, regelverk och ekonomi

Elforsk rapport 07:62

Andrea Badano
Peter Fritz
Anders Göransson
Magnus Lindén

December 2007

Förord

För närvarande pågår omfattande investeringar i ny modern mätutrustning hos elnätsföretagen i Sverige. Drivkraften är i första hand de nya kraven på månadsavläsning, men de nya systemen innebär också andra nya möjligheter för nätägarna, elhandelsföretagen och deras kunder.

Syftet med detta projekt är att visa på möjligheterna med de nya mätsystemen för aktörerna och för elmarknaden i stort, och vad som krävs i form av regelverksförändringar för att systemens potential verkligen ska kunna tas tillvara.

Projektet är ett samarbetsprojekt mellan ELAN-programmet och Market Design.

ELAN är ett forskningsprogram som verkar inom beteenderelaterade energifrågor. Målet är att öka den strategiska kunskapen om samspelet mellan människors beteende/värderingar och energianvändning. Forskningen sker för närvarande inom fyra områden:

- AMR – fjärravlästa mätare och visualisering av elanvändning
- Energirelaterade beslut och styrmedel
- Vardagens elanvändning
- Energirelaterad info & kommunikation

Forskningsprojektet Market Design syftar till att öka kunskapen om hur den avreglerade nordiska elmarknaden fungerar och hur regelverken som omger marknaden kan utvecklas. Programmet är nu inne på sin tredje etapp och verksamheten spänner över hela fältet från produktion och handelsfrågor till nätfrågor. Närliggande frågor som har stor påverkan på elmarknaden så som EU:s handelssystem för utsläppsrätter och miljömärkning av el behandlas också.

Båda programmen är gemensamt finansierade av elföretagen och av Energimyndigheten.

Mer information om programmen finns på hemsidorna www.elanprogram.nu och www.marketdesign.se.

Stockholm december 2007

Monika Adsten
Programledare ELAN

Peter Fritz
Programledare Market Design



Market Designs finansiärer:

E.ON

EBL Kompetanse

Energimyndigheten

Energiverken i Halmstad

Eskilstuna Energi & Miljö

Fortum

Gävle Energi

Göteborg Energi

Jämtkraft

Mälarenergi Svenska Kraftnät

Plusenergi

Skellefteå Kraft

Umeå Energi

Vattenfall

Öresundskraft



ELAN-programmets finansiärer

Energimyndigheten

E.ON Sverige AB

Vattenfall AB

Fortum

Göteborg Energi AB

Skellefteå Kraft AB

Öresundskraft AB

Jämtkraft AB

Umeå Energi AB

Borlänge Energi AB

Varberg Energi AB

Sammanfattning

För närvarande pågår omfattande investeringar i ny modern mätutrustning (AMR-system). Drivkraften är i första hand de nya kraven på månadsavläsning, men AMR-utbyggnadens verkliga fördelar ligger i att använda de timvärden som i hög utsträckning kan bli tillgängliga. Det finns emellertid en uppenbar risk att de regelverk som omgärdar denna verksamhet kommer att leda till att den nya tekniken inte används till sin fulla samhällsekonomiska potential.

Av den enkätundersökning som genomförts inom ramen för studien framgår att ca 90 % av de mätare som nätföretagen nu investerar i är mätare som möjliggör registrering och lagring av timvärden. En betydligt mindre andel av systemen kommer fullt ut att klara dagens krav för timavräkning. Det som framför allt är problemet är kravet på daglig insamling och rapportering av timvärden.

För kunden uppstår både individuella och kollektiva fördelar om timavräkning tillämpas. Bättre tariffer och bättre styrmöjligheter bör leda till ett mer kostnadseffektivt elsystem och på sikt lägre priser och högre leveranssäkerhet. Individuella fördelar uppstår genom att kunden kan ges möjlighet att få bra betalt för att minska sin elanvändning när det är som dyrast. Bättre statistik och uppföljning kommer också att kunna leda till lägre elanvändning. Kunderna kan således ha stor nytta av timmätning och styrning på timnivå. De har visat sig uppskatta detta i en rad verkliga fall. Samtidigt måste man se upp med hur möjligheterna presenteras och paketeras mot kunderna. Effektbegreppet är svårt. Kunderna måste få den information de behöver på ett så individuellt avpassat, koncentrerat men samtidigt rättvisande sätt som möjligt.

För elleverantören skulle timavräkning innebära möjligheter att erbjuda nya tariffer som är attraktiva för kunden för att de ger besparingsmöjligheter och samtidigt intressanta för elleverantören för att det minskar dennes riskexponering. Med stöd av kundens nya engagemang och kunskap om sin elanvändning kan elleverantören utveckla nya tjänster. Det kan handla om att hjälpa kunden att både analysera och påverka sin elanvändning.

För nätägarna är en fördel att man slipper schablonavräkningen. Genom smarta nättariffer kan nätets kapacitet utnyttjas effektivare och kunden kan dessutom erbjudas styrning och övervakning för att optimera sin elanvändning såväl mot nättariffen som mot elhandelstariffen. Möjlighet att tjäna pengar på att erbjuda statistik utöver vad som krävs för fakturering och fakturakontroll finns också. Det är viktigt att dessa nya tjänster utformas och marknadsförs på ett sådant sätt att de inte påverkar konkurrensen mellan elleverantörer.

För att nätföretagen frivilligt ska gå över till timavräkning krävs förändringar av dagens regelverk. Följande behov har identifierats:

1. Tydliggör i lagen att de nätägare som vill kan lämna systemet med schablonavräkning. Nuvarande formulering i lagen är olämplig.

2. Gör om balansavräkningen på ett sådant sätt att dagens krav på dygnsvis insamling kan ersättas med ett krav på månadsvis insamling och rapportering av mätvärden.
3. Tydliggör och mildra de krav på mätvärdets antal decimaler som skall anges vid timavräkning. Nuvarande krav är orimligt höga vid små strömförbrukningar.
4. Verka för att en nationell "timvärdescentral" etableras.
5. Även om de föreslagna förändringarna genomförs är det inte säkert att det räcker för att flertalet nätägare ska välja generell timavräkning. Med hänsyn till de både kollektiva och individuella fördelar generell timavräkning har för kunderna, bör det vara motiverat att tillåta en viss tariffhöjning för de nätägare som väljer generell timavräkning.

I ett pågående Market Design projekt, "Fältförsök kundflexibilitet", kommer det att komma fram ytterligare underlag för att bedöma vilka ekonomiska och miljömässiga fördelar timavräkning, nya tariffer och nya affärsmöjligheter kan innebära.

Summary

Today extensive investments in new modern electricity meters (AMR systems) are taking place in Sweden. The main reason for these investments is the new requirements on monthly meter readings, but these systems can generally do a lot more. Other Market Design projects have identified the need for more demand response in the electricity market and the important role of hourly settlement instead of profiling. With present rules and regulation there is an obvious risk that the new AMR technology will not be used to its full socio-economical potential.

A survey made in this study implies that 90 % of the meters in which grid companies are investing today, make it possible to both register and store hourly meter values. A considerably lower share of the new systems will fully meet the demands of hourly settlement.

Hourly settlement is both individually and collectively an advantage for the customer. Better tariffs and means of control should lead to a more cost-effective power system and in the long term also give lower electricity prices and higher security of supply. Customers can be well paid when decreasing electricity consumption when electricity price is high. Better statistics and follow-up will also lead to lower electricity consumption. Consequently, customers can make great use of hourly meter readings and management at hour-based level. At the same time, care must be taken how these possibilities are presented for the customers. They must be given information which is brought into line with each customer's individual needs as far as possible.

For power suppliers, hourly settlement would mean possibilities to offer new attractive tariffs to customers. It would give customers opportunities to reduce their electricity consumption and at the same time reduce risk exposure for the power supplier. With the power supplier and the customer having this knowledge about his electricity consumption, the power supplier is able to develop new services such as helping the customer to analyze and influence his electricity consumption.

Through clever grid tariffs, grid capacity can be used more efficiently. Also, management and surveillance can be offered to customers in order to optimize their electricity consumption both against the grid tariff and retail price. It also opens up for earning money through new kinds of services offered by the grid companies. It is then very important, however, that these services are developed in such a way so that the competition between power suppliers is not affected.

To make grid companies voluntarily switch to hourly settlement for all its customers, changes in today's regulations are needed. In this study several of these requirements have been identified.

In another ongoing Market Design project, "Feasibility study for customer flexibility", more information will be added for estimating what economical and environmental advantages hourly meter readings, new tariffs and new business opportunities can give.

Begrepp

AMM	Automated Meter Management (ibland Automatic Meter Management). Ett vidgat begrepp utöver AMR, som innefattar också ytterligare hantering och användningsmöjligheter för AMR-avlästa data.
AMR	Automated Meter Reading (ibland Automatic Meter Reading). Lösningar för att automatiskt och med fjärravläsning läsa av elmätare, även fjärrvärme-, gas- och vattenmätare och förmedla den avlästa information till energidistributören. Kommunikationen kan vara enkelriktad eller dubbelriktad (envägs- eller tvåvägskommunikation).
Elbas	Till följd av tiden mellan bestämningen av priset på spotmarknaden och leverans finns elbasmarknaden som gör det möjligt för aktörer att handla sig i balans närmare leveranstimmen. Produkten som handlas är en timme långa kontrakt med fysisk leverans. Handel sker kontinuerligt via ett elektroniskt handelssystem. Det går att handla kontrakt upp till en timme före leverans.
Elspot	Elspot är en marknadsplats för kortsiktig handel med fysiska elkontrakt. På spotmarknaden fastställs systempriset (spotpriset) för varje timme nästkommande dygn. Systempriset är ett jämviktspris baserat på de bud aktörer har lämnat till marknaden. Det fastställs genom en auktion för varje enskild timme. Systempriset beräknas när alla deltagares bud inkommit. Handel sker 365 dagar om året. Detta systempris fungerar som referenspris för den finansiella marknaden.
GPRS	General Packet Radio Services, en plattform för mobila datanätverkstjänster i GSM-nätverk.
PLC	Power Line Carrier (ibland Power Line Communication). Dataöverföring via elnätet.
PSTN	Public Switched Telephone Network. Det publika telefonnätet, det (världsomspännande) nätverk som levererar traditionella telefons-tjänster till allmänheten.

Innehåll

1	Inledning	10
2	Behovet av ökad priskänslighet	11
2.1	Effektfrågan	11
2.2	Market Designs fältförsök	13
2.3	Fastpris med returrätt	16
3	Kundens nytta av timmätning	17
3.1	Inledning	17
3.2	Företagens uppfattning av kundens nytta.....	17
3.3	Studier av upplevd kundnytta.....	18
3.4	Kundkommunikatörens synpunkter	20
3.5	Motiv och erfarenheter från andra länder	21
3.6	Kundens nytta av timmätning – en summering	21
4	Elhandlares och nätägares nytta av timmätning	22
4.1	Nyttan för elhandlare	22
4.2	Nytta för nätägare	23
5	Kartläggning / teknikläge	24
6	Timmätning för en massmarknad -hinder och möjliga lösningar	27
6.1	Ellagen	27
6.2	Krav på dygnsvis insamling och rapportering	28
6.3	Krav på antal pulser vid timavräkning.....	29
6.4	Hantering av stora mängder timvärden.....	31
6.5	Möjlighet för nätägarna att höja nättariffen	32
7	Förslag på reviderad balansavräkning	34
7.1	Nuvarande system för balansavräkning	34
7.2	Timavräkning light”	36
7.3	”Reviderad balansavräkning”.....	36
8	Hantering av stora mängder timvärden	39
8.1	Teknisk lösning	39
8.2	Övrigt gällande TimvärdesCentralen	40
9	Internationell utblick	43
9.1	Norden	43
9.2	Internationell utblick utanför Norden	44
10	Slutsats, rekommendationer	50
10.1	Argument för ökad timavräkning	50
10.2	Stimulera frivilligt införande av timavräkning.....	50
10.3	Förslag på lagstiftningsändringar	51
10.4	Övriga åtgärder.....	52
11	Bilagor	53
	BILAGA 1: AMR/AMM utbyggnaden och dess möjligheter för timmätning	52
	BILAGA 2: Kundnytta - kundkommunikatörens syn på timmätning	70
	BILAGA 3: Kundnytta med timmätning - internationell utblick	73

1 Inledning

För närvarande pågår omfattande investeringar i ny modern mätutrustning (AMR-system) hos de flesta nätföretag. Drivkraften är i första hand de nya kraven på månadsavläsning, men de nya systemen innebär också andra nya möjligheter för nätägarna, elhandelsföretagen och deras kunder. Totalt handlar det om en investering på ca 10 miljarder kronor.

AMR-utbyggnadens verkliga fördelar ligger i att använda de timvärden som i hög utsträckning kan bli tillgängliga. Det finns emellertid en uppenbar risk att de regelverk som omgärdar denna verksamhet kommer att leda till att den nya tekniken inte används till sin fulla samhällsekonomiska potential.

Minimikravet som ställs på dessa nya system från samhällets sida är i praktiken att det ska vara möjligt att registrera kundernas månadsförbrukning, samt att det ska gå att samla in dessa värden tillräckligt snabbt för att mätvärdena ska kunna ligga till grund för en faktura baserad på det verkliga energiuttaget under månaden. I praktiken kommer emellertid systemen att klara mycket mer, exempelvis kommer de flesta system att kunna leverera timvärden. Många system kommer också vara utrustade med effektiv tvåvägskommunikation vilket bl.a. öppnar för helt nya möjligheter till direkt styrning av kundernas förbrukning och många andra tjänster.

Det finns ett ganska detaljerat regelverk som styr hur mätning och avräkning ska ske. Hela detta regelverk behöver ses över inför 2009. Andra frågor som behöver belysas och eventuellt regleras är nätägarnas framtida roll som leverantör av tjänster kopplade till AMR-systemen. Det är möjligt att vissa av dessa verksamheter inte bör bedrivas tillsammans med nätverksamhet, alternativt den bör göra det och därmed vara underkastad den reglering som finns på området.

Syftet med detta projekt är att visa hur regelverken kan utformas så att dessa stödjer en utveckling där de nya AMR-system verkligen kan användas för att utveckla elmarknaden, till nytta för elnätsägare, elhandlare och kunder.

Projektet genomförs i samarbete mellan Elforsks ELAN- och Market Design-program.

Arbetet har bedrivits med stöd av en arbetsgrupp med representanter från elnätsägare, elhandlare, Energimyndigheten och Svenska Kraftnät.

2 Behovet av ökad priskänslighet

En viktig förutsättning för att en elmarknad i konkurrens ska fungera på ett säkert och effektivt sätt är att en tillräckligt hög andel av kunderna har möjlighet att anpassa sin användning i takt med att priserna fluktuerar. Flera forskare är beredda att gå så långt att man menar att politikerna först måste säkerställa att förutsättningarna finns för att kunderna kan reagera och anpassa sig till kortsiktiga prisförändringar på marknaden och först därefter påbörja en avreglering av elmarknaden. Detta är en kunskap som inte riktigt fanns när avregleringen av den nordiska elmarknaden genomfördes, och fortfarande saknas viktiga institutionella förutsättningar för att speciellt de mindre kunderna ska kunna reagera på kortsiktiga prisförändringar.

2.1 Effektfrågan

Frågan om behovet av en priskänslig efterfrågan ställs på sin spets när elsystemet är riktigt ansträngt, exempelvis en riktigt kall vinterdag.

En viktig diskussion allt sedan den svenska elmarknaden avreglerades 1996 har varit om de nödvändiga reserverna ska åstadkommas genom normala marknadsmekanismer, d.v.s. decentraliserat med priset som den viktigaste styrparametern, eller om det krävs en kollektivt finansierad effektreserv och hur regelverket i så fall bör utformas. Frågan handlar således ytterst om var gränsen går mellan det som "marknaden" ska klara och det som ska säkerställas genom reglering, d.v.s. en grundfråga i hela avregleringsdebatten. Det är också därför denna fråga har fått en så både praktiskt och principiellt stor betydelse.

Hösten 2002 lämnade Svenska Kraftnät en utredning till regeringen där man föreslog att effektbalansen i huvudsak ska klaras med hjälp av normala prismekanismer, men att staten ska förstärka ansvaret för landets effektbalans under perioden fram till 2008. Detta resulterade i en proposition som i sin tur innebär att Svenska Kraftnät under perioden 2003-2008 med stöd av en tillfällig lag ska teckna avtal om att få disponera maximalt 2000 MW produktion och efterfrågereduktion som effektreserv. Svenska statens utökade ansvar för effektbalansen är tänkt som en tillfällig lösning med syfte att ge aktörerna tid att vidta nödvändiga förberedelser och anpassningar. Nyligen har Energi marknadsinspektionen föreslagit att lagen skall förlängas eftersom marknaden ännu inte är redo att klara detta.

En viktig aspekt på effektreserv är att den prissätts mycket högt. Balanskraftpriset sätts till dyraste uppregleringsbud plus 8 kronor/kWh, d.v.s. betydligt över den högsta prisnivå vi hittills sett i Sverige. Anledningen till att Svenska Kraftnät prissätter reserven så högt är att producenter, elhandlare och kunder ska ges en rimlig chans att själva lösa den uppkomna situationen - först när marknaden har misslyckats ska den kollektivt finansierade reserven träda in. I detta perspektiv är effektreserven snarare ett alternativ till tvingande ransonering i en krissituation, än en resurs som aktörerna bör räkna med.

En av förutsättningarna för att leveranssäkerheten ska kunna upprätthållas med normala prismekanismer är att kunderna blir mer engagerade i prisbildningen¹.

Den främsta anledningen till denna slutsats är, att det är kostsamt för enskilda aktörer att hålla produktionsanläggningar i reserv för situationer som förväntas uppstå väldigt sällan. Produktionsanläggningar har höga fasta kostnader och för att få ekonomi i dessa krävs ganska många drifttimmar om inte ersättningen de få timmar de går ska vara astronomiskt hög. Men det finns naturligtvis också kostnader förknippade med att få kunderna att minska sin förbrukning när det behövs. För det första innebär det en uppoffring för kunden att tillfälligt reducera sin elanvändning. Det krävs också andra mätsystem, avtalskonstruktioner och kommunikationsutrustning för att få flexiblare kunder vilket innebär extra insatser.

Den andra anledningen till att kunderna måste delta mer i prisbildningen är att det ger förutsättningar för en stabilare och mer förutsägbare prisbildning i ansträngda situationer. Hur ska producenter prissätta sin produktion som kanske i genomsnitt bara får köra ett tiotal timmar per år? Prissättning till rörlig kostnad som är det normala ger ju ingen kostnadstäckning till de fasta kostnaderna. Kundflexibilitet har den fördelen att de fasta kostnaderna är låga i förhållande till de rörliga kostnaderna. För att kundflexibilitet ska påverka prisbildningen på spotmarknaden måste elleverantörerna ta hänsyn till detta i sina bud till Elspot. En viktig fråga är hur detta ska kunna ske utan att elleverantörens balanskraftskostnader ökar. En diskussion kring detta återfinns i kapitel 7.

Ett problem i dag är att "schablonavräkning" tillämpas för alla mindre kunder. Varken elhandlaren eller kunden har något ekonomiskt intresse av att försöka reducera effektuttaget så länge inte kundernas förbrukning mäts med timupplösning samt att dessa timvärden också används i den centrala avräkningen. Även för de kunder som i dag har timavräkning innebär dagens balanskraftshantering att elhandelsföretag tvekar att arbeta för en ökad flexibilitet hos kunderna. Ytterligare ett annat problem är att vi hittills inte har upplevt några riktigt höga priser i Sverige. Det är svårt för både elhandlare och kunder att känna sig motiverade att ta kostnader för att förbereda sig för en situation man ännu inte upplevt, speciellt om man tror att sådana situationer kommer att uppstå väldigt sällan. Vissa hoppas nog fortfarande på att någon annan ska lösa problemet och se till att det inte uppstår bristsituationer med höga priser.

Hur ofta tror vi att prisspikar kommer att uppstå och hur höga blir de?

Ett sätt att svara på den frågan är att studera vilka prisspikar som behövs för att marknaden aktörer självmant och med lönsamhet ska ställa upp med önskvärda reserver, antingen som produktionsanläggningar eller som efterfrågereduktion.

¹ I denna rapport utgår vi från att om den särskilda effektreserven behålls så kommer den även fortsättningsvis att prissättas högt. Effektreserven ska således ses som ett alternativ till bortkoppling av förbrukning och inte som en resurs för marknaden aktörer. (Kostnaden för effektreserven motsvarar ca 0,12 öre/kWh). Att införa en reserv som står till marknaden förfogande skulle kräva en helt annan design av marknaden.

Räkneexempel:

Vi antar att den billigaste reservproduktionen kostar 150 kr/kW/år (det är ungefär halva priset mot en ny gasturbin). Vi antar också att rörlig produktionskostnad är 2 kr/kWh. Med en förväntad drifttid på 40 timmar/år krävs det elpriser på i snitt ca 5 kronor/kWh under dessa 40 timmar.

Om vi tänker oss extremen att vi ska ha en produktionsanläggning i reserv som bara förväntas vara i bruk 1 timme per år inser vi att priset den timmen måste vara astronomiskt högt för att det ska vara lönsamt – en prisnivå på 150 kr/kW är naturligtvis inte rimlig. För en husägare med elvärme skulle det betyda en extra kostnad på 1 500 kronor bara den timmen.

Nästa fråga är om prisspikar på i snitt 5 kr/kWh under i snitt 40 timmar också räcker för att åstadkomma tillräckliga åtgärder hos kunderna för att effektbalansen ska klaras även under de 40 mest kritiska timmarna?

Det är viktigt att poängtera att prisspikarna inte kommer att uppkomma regelbundet. Det är inte ens säkert att vi kommer att ha prisspikar varje år. Vi har haft en period med mycket milda vintrar bakom oss. För att hitta riktigt kalla vintrar får vi gå tillbaka till mitten av 1980-talet.

2.2 Market Designs fältförsök²

Under vintern 2003 och 2004 har Market Design med fältförsök visat effekterna av att konfrontera villahushåll med elvärme med elpriser i intervallet 3-10 kronor/kWh. Syftet var att testa priskänsligheten hos kunder med olika uppvärmningsalternativ. Tidigare försök har indikerat att priskänsligheten hos hushållen är liten. Dessa försök har emellertid genomförts med betydligt mindre prisdifferenser än de extrema prisnivåer som förväntas vid en framtida effektbristsituation.

Första vinterns försök med kunder hos Skånska Energi gav mycket intressanta resultat. Försöken utökades därför inför andra vintersäsongen med ytterligare deltagare hos Skånska Energi. Dessutom knöts Vallentuna Energi till projektet. Totalt deltog inför vintersäsongen 2004/2005, 53 kunder hos Skånska Energi samt 40 kunder hos Vallentuna Energi.

Till försöken konstruerades en särskild prislista. Den särskilda prislistan innebar att elhandlaren hade rätt att tillämpa ett högre elpris under maximalt 40 timmar. Under resten av årets timmar rabatterades kundens ordinarie pris. Det högre elpriset låg i intervallet 3-10 kr per kWh. Kunden aviserades dagen innan om tidpunkt och nivå på högre priset via sms eller e-mail

Prislistan var konstruerad för att ge kostnadsneutralitet relativt den ordinarie prislistan om kunden inte vidtog några åtgärder. Om kunden vidtog åtgärder minskade kundens elkostnad. I ett exempel i kunderbjudandet från Skånska Energi kunde man spara 1400 kronor per år om man minskade elförbrukningen med 75 procent under tillfällena för högt elpris. Vid försöken hos Vallentuna Energi vintern 2004/2005 sänktes utlovad besparing till 1000 kronor per år, i syfte att undersöka intresset även vid en lägre utlovad besparing.

² Mer om detta går att läsa i rapporten "Demonstrationsprojekt Effektstyrning på användarsidan vid effektbristsituationer", Elforsk rapport 05:31

Tillsammans med kundavtalet bifogades tips på hur man tillfälligt kan minska sin elförbrukning och vilka åtgärder som är klart beroende av uppvärmnings-system och alternativ.

Det tekniska resultatet, enkät och djupintervjuer visar en entydig och konsekvent bild av att deltagande kunder generellt har visat en omfattande vilja, förmåga och uthållighet att minska elförbrukningen under tidpunkter för högt elpris. Effekten reducerades med i genomsnitt minst 50 procent vid tidpunkter för högt elpris.

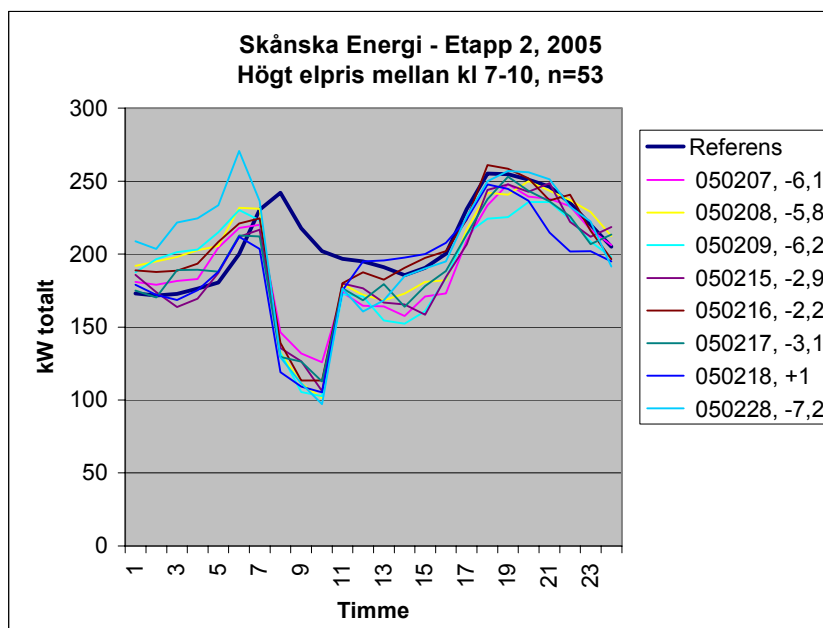


Fig. 2.1 Exempel på resultat

De olika kurvorna representerar olika dagar med högt pris, siffrorna till höger i bild motsvarar aktuell utomhustemperatur.

Ytterligare en viktig slutsats från projektet är att resultaten har kunnat nås utan att någon teknik har behövt installeras hos kunderna. Resultaten visar vidare stora likheter mellan åren och mellan respektive elhandlares kunder.

Intervjuerna som har genomförts kan sammanfattas i följande punkter:

- ✓ Man anser att försöket har fungerat bra.
- ✓ Det fanns olika motiv till att man valde att delta i försöket; det var ekonomiskt lönsamt, det var både ekonomiskt lönsamt och intressant, det var bra ur miljösynpunkt, det var en utmaning att se hur mycket man skulle kunna sänka sin förbrukning.
- ✓ Man tyckte inte att det varit särskilt besvärligt eller tidsödande att vidta åtgärder.
- ✓ Man upplevde inte några större nackdelar i samband med att man hade sänkt sin elförbrukning.

- ✓ Många kunder menade att förtjänsten var tillräcklig, dessutom kändes det bra att kunna hjälpa till och göra något som gynnade miljön.
- ✓ Trots att många inte hade någon uppfattning om hur mycket de hade sparat in, så var de väldigt positiva till försöket och var villig att fortsätta med en sådan här typ av tariff.
- ✓ Man trodde inte att det skulle vara några större problem att införa detta i större skala.

Ambitionen var inte att skala upp detta försök till nationell nivå och bedöma hur stor effektreduktion man skulle uppnå om alla kunder med elvärme fick detta erbjudande. Det är inte möjligt bl.a. för att denna avtalsmodell inte är tillräckligt attraktiv för elhandlaren (se vidare kapitel 4). Den positiva respons vi fick indikerar dock att, om det går att hitta en affärsmodell som är intressant för alla inblandade parter, så finns det en jättepoteential i detta kundsegment. En grov uppskattning är att de elvärmda villorna förbrukar i storleksordningen ca 10 000 MW när eluttaget i landet är som högst. Med priser på 3-10 kronor 40 timmar per år känns inte en poteential på 10 – 20 procent av maxuttaget orealistisk.

Följande bild över potentialen har tidtagare sammanställts inom Market Design programmet³. Det bör betonas att det utifrån ett tekniskt perspektiv inte rakt av går att jämföra flexibilitet hos konsumenter med produktionsreserver. För det första kan det vara osäkert om kunderna kommer att dra ner på förbrukningen just när systemet kräver det. Kunden behöver ofta planera sina åtgärder i förväg, medan en produktionsresurs lättare kan styras i realtid. Kundernas förmåga att agera avser också ofta bara kortare perioder, medan en produktionsresurs ofta kan leverera kraft under en längre period.

Som framgår av tabellen nedan ligger en betydande del av potentialen inom segmentet hushållskunder.

Hushållskunder	2000 MW ⁴
Basindustri	700 MW
Reservkraft	300 MW
Medelstora kunder	300 MW

Fig. 2.2 Potential hos olika kundsegment

³ Effektkapacitet hos kunderna, Elforsk rapport 06:38

⁴ Denna utgångspunkt för skattning av kundflexibiliteten kan framgent sjunka något genom byten av värmesystem (konverteringar) och energisparåtgärder. Konverteringarna kan ge både minskningar och ökningar av toppeffektbehovet av el. Totalt bedöms en minskning av detta belopp kunna vara i storleksordningen 10% inom en tioårsperiod. Potentialen för effektminskning genom kundflexibilitet vid de högsta eluttagen är alltså fortsatt stor.

2.3 Fastpris med returrätt

Spotpriskontrakt i kombination med finansiella prissäkringskontrakt är redan idag en mycket vanlig avtalsform för de lite större kunderna. Den mest betydande fördelen med denna typ av kontrakt är att kunden alltid känner av rätt pris. Modellen minskar riskerna för elhandlaren och medger därför ett lägre (förväntat) pris för kunderna. Dessa har också möjlighet att ytterligare sänka sina kostnader genom att reducera sin förbrukning när priset stiger. Detta är oberoende av om man är fullt prissäkrad eller inte.

En nackdel är att den balansansvariga leverantören kan drabbas av höga balanskraftskostnader om denna inte i förväg vet att kunderna tänker dra ner på sin förbrukning. Med mer erfarenhet av denna typ av kontrakt bör man dock kunna prognostisera efterfrågeresponsen relativt väl. Det är inte heller säkert att flexibilitet kommer att synas i buden på elspot, utan detta förutsätter att leverantören kan prognostisera och lägga in denna flexibilitet i sina köpbud.

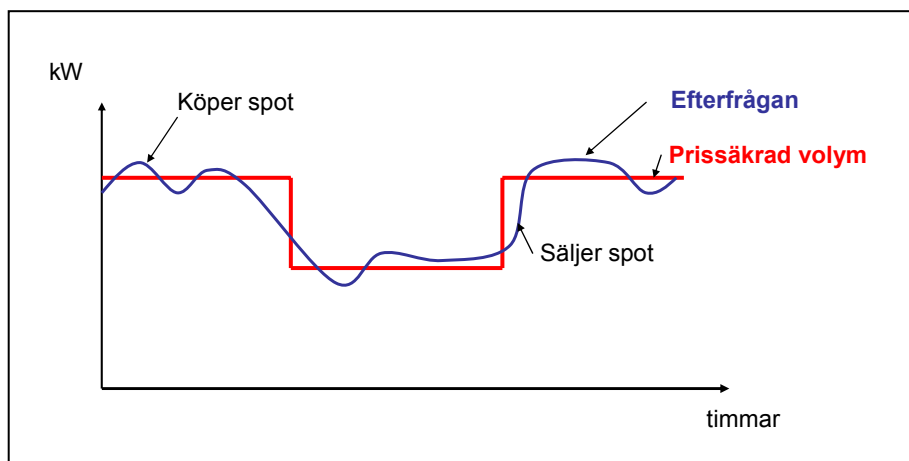


Fig. 2.3 Fastpris med returrätt

3 Kundens nytta av timmätning

3.1 Inledning

Föregående avsnitt liksom rapporten i övrigt pekar tydligt på de fördelar med timmätning som finns ur företagets, samhällets och kundkollektivets synvinkel. Men om vi vänder på perspektivet, och ser timmätning mycket konkret från *den enskilda kundens* utgångspunkt – vad skulle då kundnyttan med timmätning vara?

I detta avsnitt belyses kundens nytta från fyra perspektiv:

- Företagets egen uppfattning om fördelar för kunden
- Studier av upplevd kundnytta
- Kundkommunikatörens synpunkter
- Motiv och erfarenheter av kundnytta från andra länder

3.2 Företagets uppfattning av kundens nytta

Det tycks finnas en ganska samstämmig uppfattning bland företagen om vad kunden själv har för nytta av timmätning. De argument som återges nedan kommer från samtal med ett antal företagsrepresentanter, läsning av arbetsmaterial från företagen och intervjuer i tidningsartiklar mm:

Bättre prismodeller – kunden kan spara pengar: Ett givet första argument är att timmätning ger möjlighet att utforma och erbjuda prismodeller till kunderna, där denne kan spara pengar genom att anpassa sin förbrukning. Detta gäller både el och nät. Om och hur prismodeller för el och nät skall samordnas i kundkommunikationen är ofta inte helt klarlagt. – Dessutom bedöms bättre kundflexibilitet generellt ge lägre kundprisnivå p.g.a. minskad volatilitet.

Bättre information om den egna elanvändningen ger bättre kontroll, och möjlighet att reducera förbrukningen: Presentation av förbrukningen med dygnsprofiler etc ger en betydligt mer begriplig bild av hur elen förbrukas, och när det finns onödig förbrukning. Därmed ges kunden bättre information om var det finns besparingsmöjligheter.

Möjlighet att få analyser och åtgärdsförslag: Det finns en hel flora av möjligheter att kunden kan få analyser och jämförelser, som pekar på besparingsmöjligheter. Analyserna kan vara standardiserade och genereras automatiskt, enligt kundens önskemål. Det kan vara t.ex.

- jämförelser egen förbrukning mellan olika perioder (inkl dygnsprofiler)
- jämförelser med liknande hus mellan olika perioder (inkl dygnsprofiler)
- energianalyser som grund till förslag till åtgärder
- snabb respons (nästa dag) på oväntad förbrukningsändring vissa timmar

Likformighet oavsett nätområde: Många kunder har anläggningar i flera nätområden, t.ex. sitt permanentboende i ett område och sitt fritidshus eller sin rörelse i andra nätområden. Om kunden då valt en elhandlare som kan erbjuda en intelligent prismodell för permanenthuset, där nätbolaget har timmätning, så vill kunden givetvis få samma prismodell för fritidshuset eller rörelsen. Detta är ett viktigt argument för att timmätning skall kunna erbjudas generellt av nätbolagen.

Miljöargument: Miljöargumentet är viktigt i kundinformationen, det är tydligt och förhållandevis lätt att kommunicera. Minskade effekttoppar tar ofta bort miljöstörande produktion. Timmätning och styrning på timbasis ger kunden möjlighet att aktivt bidra till detta. Det är också bra för miljön att kunden generellt ges bättre förutsättningar att reducera sin energianvändning över hela året, genom att timmätningen ger bättre information och medvetenhet om energibeteendet. Internationellt är miljöargumentet mycket viktigt som skäl för timmätning.

Det är i och för sig inte självklart att alla på energiföretagens försäljningsavdelningar tycker timmätning är angeläget. Ibland hörs synpunkten att timbaserade prismodeller som svåra att kommunicera, och man vill inte uppfattas som någon som säger till kunden att denne bör styra sin förbrukning. Inställningen till timmätningens möjligheter tycks dock möjligen vara på väg att bli mer positiv.

3.3 Studier av upplevd kundnytta

Verkliga studier av vad svenska kunder tycker finns främst i Markets Designs fältförsök i *Vallentuna* och *Skånska Energi*, beskrivna i föregående avsnitt. Dessa studier visar en mycket positiv och uthållig respons från kunderna.

En ytterligare studie av laststyrning mm baserad på timmätning, inklusive djupgående kundintervjuer, finns från *10 småhus i Södra Sandby*⁵. Kunderna utsattes bland annat (efter att i förväg ha informerats om upplägget) för laststyrning av värme och varmvattenberedare. De var mycket positiva till sådan styrning, särskilt om man skulle få någon ekonomisk kompensation, och upplevde inte några komfortproblem. Studien angav att kunder har svårt att förstå en effekttariff.

Sollentuna Energi har haft effekttariff för nätavgiften i olika utformning sedan 2001. Det finns en äldre kundundersökning, där det bland annat också framgår att effektbegreppet är svårt. Sollentuna Energi uppger, att framförallt småhuskunderna idag i mycket stor utsträckning använder sig av webb-informationen med sin detaljerade timvärdesinformation, och att de tycker den är mycket bra.

Ytterligare kunskap om kundernas uppfattningar om timmätning och dess användning kommer man att få i ett antal *pågående ELAN-studier*, som bland annat prövar hur visualisering av timvärden uppfattas och påverkar beteendet.

⁵ Sernhed, K., Effekten av effekten - Elanvändning och laststyrning i elvärmda småhus ur kund- och företagsperspektiv. Lunds universitet, Värme- och kraftteknik, nov 2004.

Trondheim Energi har sedan några år erbjudit kunderna prismodellen "Fastpris med returrätt". Den innebär i stort, att man avtalar om en viss årsvolym, med en viss profil och ett visst pris. Avvikelser mot detta avräknas mot spotpris. Det går alltså att tjäna pengar om man vid höga spotpriser drar ner sin förbrukning under den avtalade nivån. I Trondheim bygger inte detta på timmätning, men prismodellen och erfarenheterna är relevanta även i vårt arbete.

Trondheim Energi har valt att marknadsföra Fastpris med returrätt med bilden av en flaska där man levererar tillbaka en restvolym. I den utvärdering som



Så mye strøm kjøper du
Basert på forbruket ditt fra i fjor kjøper du den mengden strøm du tror du vil bruke til gjeldende fastpris. Det betyr ingen overraskelser, og full oversikt for deg.



Så mye har du igjen
Er du bevist på strømforbruket ditt, spesielt i kalde perioder, bruker du sannsynligvis mindre strøm enn du har kjøpt.



Det kan du få godt betalt for
Hvert kvartal får du penger tilbake for den strømmen du ikke har brukt, med forskjellen mellom din fastpris og gjeldende markedspris (spot). Det forutsetter at markedsprisen er høyere enn fastprisen; Jo høyere prisnivå på strøm, jo større gevinst. Bruker du mer strøm enn du har kjøpt, betaler du bare gjeldende markedspris.

Fastpris med returrätt:

En ny, forutsigbar strømavtale med gevinstmulighet. Den nye strømavtalen er et gunstigt alternativ for deg som forbruker en forutsigbar strømregning, men som ikke har noe imot å tjene penger på høye kraftpriser. Etter "forbavinsen" 2002/2003 satt mange store bedrifter igjen med en solid gevinst, fordi de hadde en tilsvarende strømavtale som dette. Nå får du og andre privatkunder samme muligheten.

Nå kan du få betalt for å spare energi!
Det er ikke uten grunn at myndighetene applauderer denne typen avtaler. En vanlig fastprisavtale gir deg forutsigbarhet, men gir deg ingen gode grunner for å spare strøm. Med den nye avtalen beholder du fastprisens trygghet, men blir i tillegg stimulert til å spare. Med et mer bevisst strømforbruk gjør du en innsats for samfunnet samtidig som du skaffer klingende mynt i husholdningskassen.

Følg med på nettet:
Når kan du spare mest?
Med denne nye strømavtalen får du tilgang til en nettportal. Her kan du blant annet se hvor mye strøm du har brukt i forhold til innkjøpt mengde. Du kan også følge med på prisutviklingen til enhver tid, og dermed sette inn strømsparingstiltak når prisen er høyest. Det gir deg maksimal gevinst.

gjorts av SINTEF⁶ diskuteras huruvida begreppet returrätt är det riktiga, och att det är ett pedagogiskt problem att förklara produkten så att den uppfattas rätt. Man konstaterar dock att marknadsföringen uppfattats positivt av kunderna. Flertalet av kunderna (53%) var nöjda med prismodellen i en kundundersökning 2007, och andelen hade ökat sedan 2005 då bara 30% var nöjda. Färre än tidigare angav att de behövde ha mer information. Några få kunder har muntligt hört av sig med synpunkter, dock finns några kritiska skriftliga kommentarer i kundenkäten som pekar mot att riskerna för kunden också måste förklaras. Man kan också konstatera att mycket få kunder använt prisinformationen på webbsidan, vilket kunnat hjälpa dem att bättre förstå möjligheterna att styra sin förbrukning. Sammantaget visar dock utvärderingen, att de kunder som haft fastpris med returrätt minskat sin förbrukning i en viss högprisperiod med ca 25% medan andra kundgrupper ökade med omkring 10%.

Sammanfattningen i utvärderingen är, att fastpris med returrätt är en innovativ produkt med stor potential, dock kunde utformningen i Trondheim ses över vad gäller kundrisker och sätt att informera.

3.4 Kundkommunikatörens synpunkter

Bedömningar och synpunkter från en professionell kundkommunikatör vad gäller kundens nytta av timmätning finns i Bilaga 2.

Vad gäller fördelarna för kunden överensstämmer hans bedömning mycket väl med företagets, enligt kap. 3.2. Fördelarna ligger främst i bättre anpassade prisavtal, bättre och tydligare specificerade fakturor, möjlighet att bättre se när elen förbrukas och därför kunna anpassa sin konsumtion. Man måste uppmärksamma den potentiella risken att man känner sig kartlagd och kontrollerad av andra via sitt elförbrukningsmönster.

Problemen med att kommunicera en komplex prismodell diskuteras. Informationsflödet överstiger redan vad vi kan ta till oss, och skall man ta sig genom bruset gäller det att fatta sig kort och koncist; helst skall ett erbjudande kunna sammanfattas i en enda mening. Modellen spotpris är enkel att förklara. Fastpris med returrätt är svårare. Å andra sidan skall noteras, att man mycket väl kan acceptera (det kräver emellertid inarbetning, och tar lite längre tid) en modell som man inte förstår.

Det finns en strävan mot trygghet. Man känner sig maktlös om man måste köpa produkter (t.ex. el) som man inte förstår. Man är ofta villig att betala lite mer för att få kontroll; jämför att de flesta väljer fast villaränta trots att man säkert vet att det historiskt över tid alltid varit billigare med rörlig ränta.

Sammanfattningsvis bedöms den viktigaste kundnyttan med användning av timvärden (webbportal med grafer, bättre fakturor, anpassade prisavtal, etc.) vara att kunden kan få en känsla av kontroll över sin förbrukning.

⁶ Ökt priselasticitet hos husholdningskunder. Kunderespons og endring i forbruksmønster i pilottester, EBL publikasjon nr 255-2007.

3.5 Motiv och erfarenheter från andra länder

I kapitel 9 och Bilaga 3 finns en utblick mot Italien, Frankrike, USA, Kanada och Australien vad gäller motiv för timmätning och införande av tidstariffer. Där återges också vilka motiv ur kundsynpunkt som förts fram, liksom några kundstudier. Exempelvis i *Kalifornien* (avsnitt 7 i Bilaga 3) förstod kunderna de nya mycket komplexa prismodeller som infördes, och en stor majoritet gillade och ville fortsätta med tidstariffer i olika erbjudna former.

En intressant principiell diskussion gäller att vinsten av införande av rörliga (timbaserade) priser till största delen tillfaller alla kunder genom minskade prissvängningar på spotmarknaden, och att bara en mindre del av den totala vinsten hamnar hos de kunder som aktivt flyttar sin last.

Vad gäller användningsområden och motiv för timmätning ur kundens synvinkel återfinns i de beskrivna länderna i stort desamma som nämnts förut – kunden kan minska sin elkostnad, få mycket bättre detaljerad information om sin förbrukning etc. Denna återkoppling bör kunna ske snabbt, för att man skall kunna koppla ihop sina handlingar med rapporterad förbrukning.

Undersökningarna internationellt visar generellt att kunderna minskar sin förbrukning. För att rörliga priser skall vara effektiva krävs att skillnaderna mellan prisnivåerna är tillräckligt stora. Kunderna är oftast nöjda med de erbjudna prismodellerna och med sättet att presentera förbrukningen.

3.6 Kundens nytta av timmätning – en summering

Kunderna kan ha stor nytta av timmätning och styrning på timnivå. De har visat sig uppskatta detta i en rad verkliga fall. Samtidigt måste man se upp med hur möjligheterna presenteras och paketeras mot kunderna. Effektbegreppet är svårt. Kunderna måste få den information de behöver på ett så individuellt avpassat, koncentrerat men samtidigt rättvisande sätt som möjligt.

4 Elhandlares och nätägars nytta av timmätning

Det finns tre grupper av aktörer som på olika sätt är avgörande för ökad efterfrågerespons på elmarknaden. Dessa tre grupper är

- kunderna
- elhandlare/balansansvariga, och
- nätägarna.

Kundernas deltagande är naturligtvis absolut nödvändigt för att få till någon som helst efterfrågerespons. Kundernas nytta av ökad priskänslighet beskrevs i föregående avsnitt.

4.1 Nyttan för elhandlare

I tidigare Elforskprojekt⁷ har elhandlarnas riskexponering med nuvarande kontraktsformer lyfts fram. Speciellt dagens fastprisavtal innebär att risker som elhandelsföretagen inte kan säkra sig mot. I detta perspektiv finns det fördelar med timavräkning och nya kontraktsformer så som "fastpris med rutturätt". Vinsten för elhandlarna är i första hand kopplad till en minskad variation i resultatet snarare än ett förbättrat förväntat resultat. Detta bygger således på att elhandlarna har någon grad av riskaversion. Trondheim Energi lyfte fram detta som det främsta motivet till att helt sluta med att erbjuda sina kunder vanliga fastprisavtal.

Olika typer av elhandelsbolag kan ha olika grad av riskaversion. Ett elhandelsbolag med betydande egen produktion kan i hög grad ha en intern pris-säkring, vilket gör att företaget är mindre riskexponerat och därför möjligen mindre intresserad av att införa affärsmodeller som reducerar risken. Genom att erbjuda kontraktsformer som kunderna är intresserade av, kan elhandlarna eventuellt öka sina marginaler. En ökad efterfrågerespons kan också innebära ökade balanskraftsrisker för elhandelsföretagen. Hur detta skulle kunna lösas diskuteras i kapitel 7.

Elhandlare som har deltagit i detta projekt har bekräftat att möjligheten att gå över till kontrakt med lägre riskexponering är en av fördelarna med timavräkning. Det man spontant har lyft fram är dock en annan aspekt. Timavräkning ger elhandelsföretagen möjlighet till produktutveckling. Nya former av tariffer och betalningsmodeller blir möjliga. Med timvärden som bas finns möjlighet att hjälpa kunden att påverka sin elanvändning.

Ett problem för elhandelsföretagen som ibland lyfts fram är att timavräkningen även i de mest optimistiska scenarier inte kommer att omfatta alla kunder. Det skulle kunna innebära ett problem för elhandelsföretag som verkar nationellt och som vill gå ut med standardiserade erbjudanden. Detta är en fråga

⁷ Affärsmodeller för ökad efterfrågerespons på elmarknaden, Elforskrapport 06:16

som måste hanteras genom att det måste på ett tydligt sätt klart framgå både för kunden och för elhandelsföretaget vilken typ av avräkning som tillämpas. Genom att nätägare ansluter sig till den nationella timvärdecentralen (se vidare kapitel 8) bör det också finnas möjligheter att centralt inhämta information om var i landet timavräkning tillämpas och var man ligger kvar i schablonavräkningen.

4.2 Nyttä för nätägare

Det finns flera fördelar för nätägarna av att gå över till timavräkning:

För det första kan nätägaren ha egna incitament att vilja få in en ökad efterfrågerespons. En reduktion i det maximala effektuttaget reducerar kostnaderna för abonnemang mot överliggande nät. Abonnemangskostnaden ligger på i storleksordningen 200 kr/kW. Ett problem här är att i nätregleringen, så som den tar sig uttryck i nätnyttomodellen, går kostnader för överliggande nät direkt vidare till slutkunderna. Vinster av reduktioner i abonnemangskostnader ger därmed inte med nödvändighet någon vinst för elnätsägaren. Ett sänkt effektuttag kan också reducera behoven av förstärkningar av det egna nätet. I vilken grad detta är betydelsefullt varierar naturligtvis från nät till nät.

För det andra kan nätägarna sälja tjänster till elhandelsföretag eller direkt till kunderna⁸. Exempel på tjänster som är direkt beroende av att timavräkning tillämpas är olika typer av direkt styrning av kundens effektuttag. Ett annat exempel är olika typer av informationstjänster. Över huvud taget finns det stora möjligheter för nätägarna att skapa mervärden runt de nya AMR-systemen, och den potentialen blir som störst om timavräkning tillämpas.

Ett tredje motiv är att nätägarna kan sänka sina administrativa kostnader. Sollentuna Energi, som sedan många år tillbaka tillämpar timavräkning för alla sina kunder, har under åren hävdats att det för deras del har varit en ekonomiskt lyckosam satsning. Kostnader har kunnat kapas i flera olika led inom verksamheten. Kostnader för kundtjänst har minskat, nätdriften har blivit effektivare och man slipper kostnaderna för att driva schablonavräkningssystemet. Utöver detta har andelen nöjda kunder ökat.

Även om det finns egna fördelar för nätägarna att satsa på timavräkning för alla är det möjligt att detta inte räcker för att motivera investeringar i bättre system än vad lagen kräver. Hur regelverk och annat ska kunna utvecklas för att underlätta och motivera nätägarna att införa timavräkning för alla diskuteras utförligt i rapportens fortsättning.

⁸ En fundamental diskussion är i vilken utsträckning nätägaren kan/ska sälja tjänster utöver vad man är direkt ålagd i lagstiftningen. Utgångspunkten i denna rapport är att nätägarna bör uppmuntras att gå längre än vad lagstiftningen kräver när det gäller de nya AMR-systemen och tjänster kopplade till dessa. Om detta sedan ska ske inom ramen för nätföretagets verksamhet eller ligga som en separat verksamhet vid sidan om är en annan fråga. Detta måste dock ske på ett sådant sätt att inte konkurrensen mellan olika elhandlare verksamma i området skadas. Många av tjänsterna kan rikta sig direkt mot slutkunderna.

5 Kartläggning / teknikläge

För att kartlägga möjligheterna till timmätning och annan funktionalitet i de AMR-system som nu rullas ut inför regeländringarna 2009, så har en enkät genomförts våren 2007 till de svenska elnätbolagen. Syftet med enkäten var att kartlägga vilken funktionalitet för lågspänningskunder (t.o.m. 63A) som kommer att finnas. Enkäten bestod av sammanlagt 25 frågor uppdelade i fyra olika kategorier:

1. Kommunikationsnätverk
2. Timmätning
3. Tvåvägskommunikation, laststyrning, smarta hem
4. Tidsdifferentierade och effektbaserade tariffer

Enkäten skickades till alla 158 nätbolag med över 1000 kunder och 66 svar erhöles (42%). Dessa svar representerar 78% av landets uttagspunkter. För några viktiga frågor kunde bilden kompletteras med svar från en annan enkät gjord mindre än ett år tidigare. Resultaten vad gäller mätare förberedda för timmätning, tiden för överföring av mätvärden, samt möjligheten till tvåvägskommunikation bygger därmed på underlag från totalt 86 nätbolag som representerar 81% av alla uttagspunkter. Underlaget får alltså bedömas som bra.

Enkätens frågor och resultat finns i detalj i *Bilaga 1*. Här redovisas några viktiga resultat:

Kommunikationsnätverk: De flesta nätbolag verkar ha nätverk där mätare är kopplade till centralsystemen via koncentratorer. Endast ett fåtal mätare är direktkopplade. För kommunikation mellan mätare och koncentrator används ofta radiokommunikation samt PLC. För kommunikation mellan koncentratorer och centralsystem används diverse olika tekniker med hög kapacitet. Oftast används en teknik i stadsmiljö och en annan teknik på landsbygden.

Timmätning: De flesta större nätbolag har AMR-system som är förberedda för timmätning. Frågan om mätarna klarar timmätning gav dessa svar:

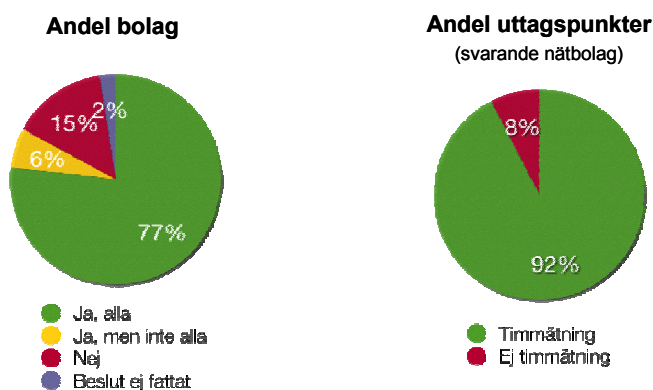


Fig. 5.1

"Kommer AMR-systemen att innehålla mätare som är förberedda för timvärden?"

Denna fråga besvarades av 86 nätbolag (54%) som representerar 4.217.569 uttagspunkter (81% av alla uttagspunkter i Sverige) t.o.m. 63A.

77% av de svarande företagen kommer alltså att ha mätare som alla är förberedda för timmätning, och ytterligare 8% för en del av sina mätare. Om svaren omsätts i antal uttagspunkter för de svarande bolagen blir resultatet att 92% av uttagspunkterna får mätare som klarar timmätning. Stöd för timmätning saknas ofta på landsbygden samt hos de allra minsta nätbolagen. Hur det är i de ej svarande företagen vet vi inte, men inget tyder på att de skulle vara mycket annorlunda än de svarande. Kontakter med representanter för leverantörer av mätutrustning tyder på att andelen timvärdesmätare är mycket hög, så vår bedömning blir sammanfattningsvis att *omkring 90% av uttagspunkterna t.o.m. 63 A* får mätare som klarar timmätning.

Tid för inhämtning: Däremot kommer det inte gå att samla alla 24 timvärden inom ett dygn för alla dessa uttagspunkter, vilket var den fråga som ställdes för att illustrera inhämtningskapaciteten i systemen:

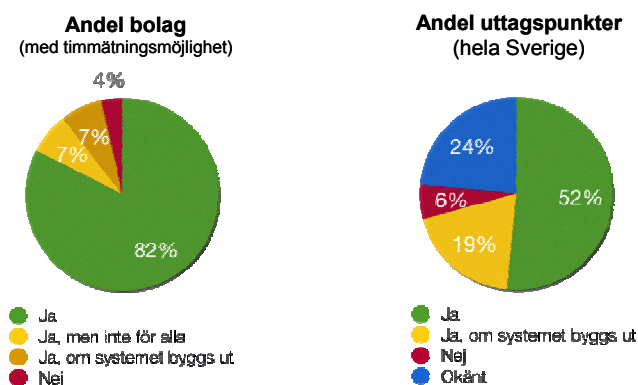


Fig. 5.2

”Är det tekniskt möjligt att överföra samtliga 24 timvärden från samtliga mätare till centralsystemet inom ett dygn?”

Denna fråga besvarades av 58 nätbolag.

Det högra diagrammet redovisar uppgifter för hela Sverige, inklusive företag som inte svarat. Det visar att inhämtning av alla 24 timvärden inom ett dygn uppges vara möjligt för 52% av landets lågspänningsuttagspunkter. Om systemen byggs ut kan 19% av uttagspunkterna tillkomma. Om vi liksom ovan antar att de icke svarande fördelar sig likadant som de svarande, så skulle det åtminstone efter utbyggnad av systemen vara möjligt att hämta in timvärden inom ett dygn för de allra flesta uttagspunkter. Här anger enkätsvaren dock stor tvekan till att detta kan fungera i praktiken. Erfarenheterna hittills visar att alla värden inte kommer in i tid.

Stöd för detaljerad statistik om enskilda elanvändares förbrukning finns f.n. endast för 31% av uttagspunkterna. Det är framförallt två av de tre största nätbolagen som ännu inte har något stöd för detta. Av de bolag som angett att de kommer att ha stöd för denna statistik verkar de flesta välja webben som presentationsmedium.

Tvåvägskommunikation, laststyrning, smarta hem: AMR-system med tvåvägskommunikation möjliggör momentanavläsning av elmätare vilket är intressant bland annat vid leverantörsbyten. Enligt enkäten finns gott stöd för detta i de AMR-system som köpts in. Hela 78% av landets lågspänningsut-

tagspunkter kommer att kunna momentanavläsas. Tvåvägskommunikation kan även användas för indirekt eller direkt laststyrning. Här var intresset lägre. De flesta nätbolag angav att det inte hade för avsikt att sprida aktuell prisinformation via AMR-systemens kommunikationsnätverk (indirekt laststyrning). Däremot verkar det som om 60% av uttagspunkterna har stöd för direkt laststyrning.

Tidsdifferenterierade och effektbaserade tariffer: Intresset för multipel-tariffmätare eller mätare som kan mäta momentaneffekt var lågt. De flesta nätbolag angav att dessa tekniker är ointressanta då man har tillgång till timvärden.

6 Timmätning för en massmarknad - hinder och möjliga lösningar

Som beskrivs i kapitel 5 kommer inte alla kunder att ha möjlighet att få sin energianvändning timavräknad redan 2009. En stor del (ca 90 % av mätarna) kommer emellertid att ha utrustning monterad som möjliggör registrering av förbrukningen per timme. Infrastruktur för insamling av mätvärden är där- emot inte lika väl anpassad för att klara att samla in och bearbeta timvärden i enlighet med de regelverk som finns i dag.

Av tidigare kapitel framgår det skulle innebära stora fördelar om fler nätägare skulle lämna schablonavräkningen och tillämpa timavräkning för samtliga kunder. Problemet är att de fördelar som har redovisats bara till en liten del tillfaller nätägaren. Utgångspunkten i detta kapitel är därför att regelverket så långt det är möjligt skall underlätta för nätägarna att lämna systemet med schablonavräkning för att i stället satsa på timavräkning för alla sina kunder.

Hittills finns det bara ett företag som har gjort detta och det är Sollentuna Energi . Vad kan då göras för att stimulera nätägarna att följa Sollentuna Energis exempel och välja timmätning för samtliga sina kunder?

Nedan följer en lista på hinder som har identifierats inom ramen för detta arbete:

1. Ellagen förutsätter att alla kunder upp till och med 63 A schablonav- räknas
2. Kravet på snabb rapportering av aggregerade timserier före klockan 10.00 nästkommande dag är kostnadsdrivande
3. Kravet på rapportering av definitiva timserier 5 vardagar efter leve- ransdygnet är kostnadsdrivande
4. Kravet på antalet pulser är kostnadsdrivande
5. Kostnaderna för att hantera den stora mängden timvärden som kom- mer att genereras kan komma att bli höga för både nätägare och el- handlare om varje nätägare ska göra detta var för sig
6. Nätägare kan inte ta extra betalt från sina nätkunder om man satsar på timavräkning trots att detta tillför kunderna värde

6.1 Ellagen

Så som ellagen är formulerad måste alla säkringsabonnemang om högst 63 ampere schablonavräknas, förutsatt att inget annat överenskommits mellan nätägare och kund:

I Ellag (1997:857) 3 kap 10 § står:

".....Om en elanvändare har ett säkringsabonnemang om högst 63 ampere skall nätkoncessionshavaren i stället dels preliminärt beräkna mängden överförd el och dess fördelning över tiden (preliminär schablonberäkning), dels slutligt mäta mängden överförd el och beräkna dess fördelning över tiden (slutlig schablonberäkning). Detta gäller inte en elanvändare som begärt att mängden överförd el och dess fördelning över tiden skall mätas. ..."

Den förändring som skulle vara önskvärd är att ordet "skall" i första raden ersätts med ordet "får".

Detta föreslog Energimyndigheten redan i utredningen "Månadsvis avläsning". Myndigheten ansåg då att det bör vara upp till nätägarna att välja om man vill schablonavräkna eller timavräkna sina kunder.

Enligt uppgift är det ett misstag att inte paragrafen ändrades i samband med senaste översynen av lagen.

Som nämnts tidigare har Sollentuna Energi aldrig tillämpat schablonavräkning utan har valt att timavräkna alla sina kunder. Vad vi känner till har Sollentunas agerande aldrig kritiserats, varken av Svenska Kraftnät eller av Energi marknadsinspektionen, snarare tvärt om.

6.2 Krav på dygnsvis insamling och rapportering

För timavräknade anläggningar är kravet i dag att mätvärden från dessa anläggningar ska samlas in dagligen. Detta krav framgår av Energimyndighetens föreskrifter och allmänna råd om mätning, beräkning och rapportering av överförd el. I 2 kap 3§, där det står:

"Nätkoncessionshavaren skall i en timavräknad mätpunkt registrera mätvärden vid varje tidskifte och dagligen utföra mätvärdesinsamling snarast efter mätdygnets slut."

Vidare anges i 7 kap 4 §:

Nätkoncessionshavaren skall senast kl. 10.00 dagen efter mätdygnet rapportera preliminära samlade timmätvärden för uttagspunkter till: – balansansvarig, avseende ett samlat timmätvärde per elleverantör för de uttagspunkter där den balansansvarige tar balansansvar för förbrukning och – den systemansvariga myndigheten, avseende det samlade energiflödet för den balansansvariges totala balansansvar för förbrukning.

I 9§ i samma kapitel anges att nätkoncessionshavaren inom fem vardagar efter mätdygnet ska rapportera slutliga samlade timmätvärden för uttagspunkter till ovan nämnda aktörer.

Kravet är således att preliminära timserier avseende en elleverantörs kunders samlade uttag i ett nätområde ska kunna levereras senast klockan 10.00 dagen efter leveransdygnet. Definitiva uppgifter ska kunna levereras 5 vardagar senare.

Syftet med kraven är i första hand att ge företag som är ekonomiskt ansvariga för sin egen balans en snabb återkoppling. En snabb och korrekt rapportering av kundernas faktiska uttag föregående dygn anses underlätta för företagen att köpa in rätt kvantiteter till nästkommande dygn.

Beroende på vilken kommunikationslösning nätföretagen har valt kan detta krav bli mycket dyrt, eller i vissa fall omöjliggöra timavräkning. Många företag har inte tagit höjd för att klara detta krav när man valt systemleverantör. I vissa fall kan det också vara förknippat med höga rörliga kostnader att hämta in mätvärdena dagligen. Som framgår av kapitel 5 figur 5.2 kanske det bara är ca 50 % av mätarna som är försedda med sådan kommunikationsutrustning att kravet på daglig insamling klaras. Även för dem som har nödvändig insamlingsutrustning kan de rörliga kostnaderna för att ta hem timvärden dagligen vara höga.

För att det ska vara möjligt att ta bort kraven på dygnsvis insamling och rapportering behöver den s.k. balansavräkningen revideras. Det är ingen omöjlighet och två modeller för hur detta skulle kunna ske vilket beskrivs i kapitel 7.

Av föreskrifterna 6 kap 5§ framgår också att:

"Nätkoncessionshavaren skall rapportera enskilda mätvärden i en uttagspunkt som skall timavräknas per dygn senast den femte vardagen efter mätdygnets till elleverantören.

Enskilda mätvärden från en uttagspunkt skall efter leveransmånadens slut och senast vid debitering rapporteras till den elanvändare som tagit ut energin i uttagspunkten, om inte elanvändaren och nätkoncessionshavaren kommit överens om annat."

Det finns säkert goda skäl till att myndigheten har föreskrivit att enskilda mätvärden ska kunna rapporteras till elleverantören redan 5 vardagar efter mätdygnets slut. Om det handlar om mätning av förhållandevis små kunder måste dock kostnaderna för detta vägas mot nyttan. För att kunna fakturera kunderna räcker det med att mätserien kommer 5:e vardagen efter månadens slut. De flesta elleverantörer skulle sannolikt nöja sig med detta.

Om det finns en efterfrågan från kunder och/eller elleverantörer på snabbare återkoppling bör det vara möjligt för de nätägare som väljer att betala för daglig insamling av mätvärden, att mot ersättning erbjuda dessa värden till aktörerna. Återigen är det viktigt att detta görs på ett sätt som inte äventyrar konkurrensen mellan olika elleverantörer i området.

6.3 Krav på antal pulser vid timavräkning

Tidigare återfanns föreskrifter om mätutrustning och mätsystemens mätnoggrannhet i Energimyndighetens författning STEMFS 2001:3. I dag är ansvaret för dessa frågor överflyttande till Swedac och arbete pågår för närvarande med att ta fram nya föreskrifter. I avvaktan på nya föreskrifter är frågor om mätnoggrannhet oreglerade och Swedac har uppmanat instanser/företag som frågat att tillsvidare följa de gamla föreskrifterna.

Av gamla förordning STEMFS 2001:3 kap 2, mätutrustning regleras bl.a.:

- att mätarna skall mäta rätt energi över tiden,
- hur stor tidsavdrift som mätarna får ha gentemot svensk normaltid,
- antalet minimipulser vid överföring av mätvärden till insamlingssystem

Mätarna är kategoriserade utifrån vilken typ, låg/högspänning, samt vilken mätsystemseffekt de avser.

Kategori 1 mätare avser mätare för lågspänning utan strömtransformatorer dvs direktmätta, normalt kunder med ett maximalt effektuttag på drygt 40 kW eller lägre (elanvändning på ca 250 MWh/år eller lägre). Största tillåtna fel för kategori 1 mätare är 5%. Vidare framgår det av föreskriften att om dessa mätare ska användas för timavräkning ska tidsfelet inte överstiga 7 sekunder per timme och att antal pulser/timme ska vara ≥ 200 .

I detta sammanhang är varken 5% kravet på mätnoggrannhet eller 7 sekundkravet på tidsavdrift något problem för nätföretagen. Problemet rör kravet på pulser per timme.

Varför är antalet pulser per timme reglerat och vad innebär det?

För det första kan konstateras att pulsmätare är en teknik som är på väg ut. Tekniken bygger i princip på att mätaren skickar en puls till en "dator" varje gång en viss energimängd registrerats.

Om vi tänker oss en kund med ett jämnt effektuttag på 200 kW så skulle mätaren skicka en puls varje gång 1 kWh passerat mätaren. Mätsystemet skulle därmed kunna hålla reda på kundens förbrukning på en precision på en kWh. Om motsvarande krav ställs på ett mätsystem för en kund med ett uttag på 5 kW (typisk elvärmekund) skulle mätsystemet kunna hålla reda på förbrukningen med en precision på 1/100 kWh. För en kund med enbart hushållsel skulle kravet på 200 pulser/timme innebära 3 decimalers noggrannhet.

Efter att ha talat med ett antal personer både hos nätföretagen och hos systemleverantörerna har följande framkommit:

- De mätare som i dag sätts in är normalt inte "pulsmätare" utan s.k. seriella mätare. För dessa mätare finns ingen pulsöverföring utan mätning och lagring av mätvärden sker integrerat. Seriella mätare omfattas således inte av föreskriften.
- Branschen har generellt sätt inte beaktat kravet på upplösning av mätvärden när man har upphandlat system. Däremot kan man ha formulerat egna krav.
- Vissa system klarar bara att hantera hela kWh men inte kWh med decimaler. Problemen kan ligga i mätarna, men de kan också ligga i andra delar av insamlingsystemen.

Konsekvenserna av en låg upplösning på mätvärdena

Problemet med att arbeta med en låg upplösning på timvärdena, exempelvis hela kWh är att det ganska ofta kommer att se ut som om förbrukningen är noll. En kund med en årsförbrukning på 2 000 kWh per år har en medeleffekt på endast 0,2 kWh/timme. Timstatistiken för en sådan kund kommer att visa på värdet 0 under 4 timmar, timme 5 blir värdet 1 kWh för att därefter bli noll i fyra timmar o.s.v. För dessa kunder vore det således bättre om systemen skulle klara en decimal. För riktigt små kunder kan t.o.m. en decimal upplevas vara för lite. För en kund med en förbrukning motsvarande en 60W glödlampa innebär en decimal att timstatistiken kommer att visa noll förbrukning ungefär var annan timme. Detta kanske trots allt inte skulle upplevas som något stort problem för kunden.

En annan konsekvens av låg upplösning på mätvärdena är att det blir svårt för kunden att få "feed back" från mätsystemet när man vidtar besparingsåtgärder. Det är naturligtvis spännande att direkt kunna se vad det betyder att exempelvis stänga av alla onödiga förbrukare i hemmet. Detta skulle kunna lösas utan att det påverkar krav på rapportering. Vissa nätägare tittar på lösningar som innebära att lokala displayer kopplas till mätaren vilka visar effektuttaget i realtid.

Förutsättningar i Sverige idag

De installerade (inklusive beställningar) mätarna i Sverige idag klarar till största del decimaler. Avstämning på telefon har gjorts med nio av de största leverantörerna som samlat säger sig ha levererat/leveranser på ca 4,5 miljoner mätpunkter. Av dessa uppger leverantörerna att det endast är ca 200 000 enheter som inte klara timvärden i någon form. Resterande klarar timvärden med minst en decimal, i de flesta fallen ända upp till tre decimaler. Leverantörerna påpekar dock att det i en del fall kan krävas omkonfigurering och i vissa fall även uppgraderingar av kapaciteten i vissa systemkomponenter, exempelvis koncentratorer. Därtill krävs att överliggande system, exempelvis faktureringsystem, justeras för att hantera decimaler.

En leverantör, HM Power, har levererat ett system som bygger på att timvärden kontinuerligt skickas till överliggande insamlingsenheter. Detta system klarar således timvärden (inklusive decimaler) men uppstår något fel i insamlingen kan de värden som skickas under den period som fel varit inte återskapas. Andra system lagrar informationen lokalt i mätare eller terminal och kan hämtas efter eventuella fel i insamlingssystemet har åtgärdats.

Förslag

Med hänsyn till de mindre kunders behov är det rimligt att ett mätsystem av typen kategori 1 ska kunna leverera mätvärden med en upplösning på en decimal till överliggande fakturerings- och avräkningssystem. För större kunder skulle hela kWh kunna vara standard.

Detta krav kan helt ersätta nuvarande krav på minsta antal pulser. Eftersom det handlar om timavräkning måste naturligtvis mätarna kunna registrera förbrukningen per timme, vilket betyder minst 1 puls per timme.

Samtidigt är det synd om kravet på en decimal ensamt innebär att en nätägare avstår från att timavräkna alla sina kunder. En lösning kan vara att nätägare ska kunna få dispens från decimalkravet. Det blir sedan upp till nätägaren och berörda elhandelsföretag att avgöra vilka tariffer man ska tillämpa och om man vill visa timserierna för de minsta kunderna.

6.4 Hantering av stora mängder timvärden

Vid en eventuell övergång till timmätning för Sveriges samtliga elanvändare blir det en stor mängd information att hantera. Det handlar om mycket stora mängder data och stor datatrafik om samtliga abonnenter skulle anslutas. Vid 5 miljoner abonnenter handlar det om mer än 43 miljarder timvärden per år. Det ger ca 120 miljoner värden per dygn. Därtill kommer det att vara ett antal estimerade värden som skall rättas och korrigeras. Det är utan tvekan en utmaning.

Timvärden som används för debitering måste därtill sparas och vara accessbara i 10 år enligt bokföringslagen.

Under arbetets gång har kontakt tagits med några olika programvaruleverantörer och datakonsultföretag, ex Microsoft och Atea. Dessa företag menar att det är fullt möjligt att bygga och driva en databaslösning med dessa förutsättningar.

För att få en uppfattning om datamängden har kontakt tagits med några olika instanser/företag för att verifiera möjligheterna att hantera dessa datamängder. Kontakt togs med Bankgirot. Där visade det sig att mängden transaktioner ligger runt ca 1 miljon per dygn. Kontakt togs efter det med Post och Telestyrelsen för att få en uppfattning om vad teletrafiken i Sverige genererar för informationsmängder.

Telefonsamtal loggas med sekundupplösning. År 2005 skedde 9,5 Mdr samtal i det fasta telenätet med en sammanlagd taltid på 40,5 Mdr minuter. Under samma år ringdes 6,5 Mdr mobilsamtal med en sammanlagd taltid på 10 Mdr minuter. Förutom tiden loggas är även nummer samt varifrån och till vart samtalen har kopplats.

Förslag till lösning presenteras i kapitel 8.

6.5 Möjlighet för nätägarna att höja nättariffen

De investeringar som nätägarna idag gör för att automatisera insamlingen av måtvärden kostar pengar. Dessa investeringar kommer delvis att uppvägas av kostnadsbesparingar i form av effektivare nätdrift, enklare kundadministration mm. Viss fördyring jämfört med tidigare har dock Energimyndigheten räknat med. Detta kommer nätägarna att få kompensation för genom höjda nättariffer. För nätägare som väljer att gå längre än vad lagen kräver, d.v.s. timavräkning i stället för månadsvis avräkning, finns begränsade möjligheter att kompensera sig med ökade intäkter. I denna utredning har vi pekat på att möjligheten för nätägaren att sälja styrtjänster till timavräknade kunder kunderna samt eventuellt att sälja timvärden "on line". Nätägaren kan också dra nytta av timvärden för sin egen prissättning av nättjänster.

Det kan emellertid finnas behov av ytterligare stimulans för att förmå nätägarna att gå över till timavräkning för samtliga sina kunder.

Energimyndigheten pekade i rapporten Månadsvis avläsning av elmätare (ER 12:2002) att det borde finnas möjlighet att kompensera de nätägare som går längre än vad lagen föreskriver genom att tillåta något högre tariffer än vad som annars skulle vara fallet.

Med tanke på de fördelar som finns för övriga aktörer på elmarknaden är det inte orimligt att de nätägare som väljer timavräkning för alla ska ges möjlighet att höja nättariffen något. I ovan nämnda utredningar uppskattades att fördyringen ligger på maximalt 50 kronor per kund. Dessa siffror bör kanske uppdateras men det ger en indikation på vilka summor det kan röra sig om.

Norges vassdrags- och energidirektorat (NVE) har under hösten 2007 börjat arbeta med AMR/AMM frågeställningen i Norge. Det finns nätbolag i Norge som redan har införskaffat och tagit i drift automatiserade system. NVE har i förberedande arbete inför frågeställningen om krav skall ställas även i Norge

på tätare avläsningsintervaller för mindre kunder (gräns idag på 100 000 kWh/år för timmätning) kommit fram till att även mindre kunder har nytta av nya tekniska lösningar. NVE har i sitt förberedande arbete bedömt att det för Norge skulle handla om en ökning på 40-50 kr/år på nättariffen för att införa fullskaliga AMR/AMM lösningar.

7 Förslag på reviderad balansavräkning

Med balansavräkning menas den avräkning som görs mellan de s.k. balansansvariga leverantörerna och Svenska Kraftnät. När det gäller schablonavräknade leveranser sker också en avräkning mellan olika balansansvariga leverantörer.

För att kunna slopa kravet på den dygnsvisa insamlingen av mätvärden har utredningen skissat på två möjliga förändringar av systemet för balansavräkning. Vi har kallat dessa system "timavräkning light" respektive "reviderad balansavräkning". I första fallet är det en ganska liten modifiering av nuvarande regler som krävs medan det i andra fallet är en helt ny princip som lanseras.

Innan dessa båda system beskrivs måste några fundamentala karakteristika i nuvarande system beskrivas.

7.1 Nuvarande system för balansavräkning

Timavräknade kunder

Detta system är tämligen enkelt. Elleverantören köper in kraft från elbörsen eller bilateralt. Detta görs ofta ett dygn före leveransdygnet. Som stöd för sina inköp har man preliminära uppgifter om föregående dygns förbrukning. (Detta är motivet till kravet på en daglig insamling och rapportering av timvärden.)

Fem vardagar efter leveransdygnet skall definitiva timvärden finnas tillgängliga. Det är då möjligt att jämföra företagets inköp av kraft och deras kunders uppmätta uttag. Avvikelse avräknas mot Svenska Kraftnät, s.k. balanskraft. Svenska Kraftnät fakturerar halvmånadsvis, idag 7 dagar efter halvmånadsskifte. Eftersom inte alla nätägare klarar kravet 5 vardagar gör Svenska Kraftnät en korrektionsavräkning varannan månad. Prissättningen på balanskraft är sådan att det är ogynnsamt att ha balanskraft jämfört med att handla på Elspot.

Schablonavräknade kunder

Eftersom schablonavräknade kunder bara mäts en gång per år kan inte samma system som för timavräknade kunder tillämpas. Avräkningen sker här i två steg:

Steg 1

Den balansansvariga leverantören får ett s.k. preliminärt andelstal vilket talar om hur stor andel (%) av de schablonavräknade kundernas elanvändning som denne har i ett nätområde. Detta tal beräknas av nätägaren och baseras på kundernas tidigare årsförbrukning.

Klockan 10.00 redovisas för varje nätområde en s.k. preliminär förbrukningsprofil. Förbrukningsprofilen är samtliga schablonavräknade kunders uttag av kraft i ett nätområde timme för timme. (Beräknas som kraft in i nätområdet minus summan av de timavräknade kundernas uttag)

Underlag för att köpa in kraft får de balansansvariga leverantörerna genom att multiplicera preliminära andelstal med den preliminära förbrukningsprofilen. Detta görs för samtliga nätområden där den balansansvarige har kunder.

Fem vardagar efter leveransdygnet görs avräkningen av balanskraft mot Svenska Kraftnät. För denna beräkning används definitiva förbrukningsprofiler för respektive nätområde. Fortfarande används emellertid de preliminära andelstalen.

Steg 2

I det andra steget görs korrigeringar som beror på avvikelser mellan de preliminära andelstalen och de andelstal som kan beräknas när kundernas mätare faktiskt har lästs av. Denna korrigering görs löpande under det kommande året i takt med att kundernas mätare läses av. Avräkning sker här till spotpris. Detta andra steg kallas för slutavräkning av schablonleveranser och är en avräkning mellan balansansvariga leverantörer.

Förändringar till följd av att månadsvis avläsning införs

Den förändringen som görs för att anpassa avräkningssystemet till månadsvis avläsning är att låta de preliminära andelstalen återspegla kundernas månadsförbrukningar i stället för årsförbrukningar. Slutavräkning av schablonleveranser kunder kan göras klart under nästkommande månad i stället för att som i dag dra ut över ett helt år.

	Inköp elspot
Timmätning	Daglig avläsning (10 AM)
Schablon	Prel andelstal * förbrukningsprofil (10 AM)

	Avräkning balanskraft
Timmätning	Rättade dagligen avlästa värden (5 dagar)
Schablon	Prel andelstal* def förbrukningsprofil (5d)

	Slutavräkning schablon
	Skilnaden mellan preliminära och slutliga schablonleveranser * spotpriset

Fig. 7.1 Principer för dagens balansavräkning

7.2 "Timavräkning light"

Förslaget innebär i korthet att samma princip som vid schablonavräkning tillämpas, med den skillnaden att timvärden i stället för månadsvärden används vid slutavräkningen.

Samma preliminära andelstal som vid månadsavläsning används, d.v.s. en konstant procentsats för alla månadens timmar. (Man skulle kunna tänka sig att preliminära andelstal per timme används men det tillför egentligen ingenting). När däremot slutavräkningen sker används timvis mätdata i stället för månadsvis. Denna avräkning mellan balansansvariga sker månaden efter leveransmånaden till verkliga spotpriser.

Detta förslag är lätt att genomföra och innebär att det skulle räcka om nätföretagen har kompletta timserier framme 5 vardagar efter månadens slut.

Om denna metod för timavräkning tillämpas kan man också i princip tänka sig att vissa nätägare tillämpar både "timavräkning light" och månadsavräkning i ett och samma nätområde. Detta skulle dock kunna leda till svårigheter för elhandelsföretagen då det blir otydligt vilka priskonstruktioner och andra tjänster som kunderna kan erbjudas.

Om förslaget med timvärdecentral (TC) som diskuteras i kapitel 8 genomförs, kan beräkning av preliminära andelstal och slutavräkningen med fördel göras centralt.

Eftersom det enligt nuvarande regelverk är tillåtet för nätföretagen att vid den dagliga insamlingen ersätta saknade timserier med estimerade värden, kommer säkert många företag att hellre välja "normal" timavräkning jämfört med "timavräkning light". För företag som saknar tekniska möjligheter att samla in dagligen eller där detta är dyrt p.g.a. vald kommunikationsläsning, kan "timavräkning light" vara ett intressant alternativ.

7.3 "Reviderad balansavräkning"

- **Fokus på snittområden i stället för nätområden**
- **Två typer av mätning "on-line mätning" och timmätning**
- **Arbetsgång**
 - Balansansvarig anger prognos per område till SvK (ca klockan 10AM)
 - SvK summerar upp prognoserna och publicerar andelstal
 - SvK ger information om förbrukning i respektive snittområde löpande
 - balansansvarig kan jobba med sin balans löpande



Fig. 7.2 Översikt "reviderad balansavräkning"

Detta förslag är mera genomgripande och bygger på tre observationer:

- Nuvarande system för balansavräkning bygger på en föreställning att det går för de balansansvariga att planera sig i balans dagen innan. I takt med att vi får mera flexibel förbrukning och mera oreglerbar produktion (vindkraft) i systemet kommer obalanserna att öka, det kommer att bli dyrare för aktörerna och det kommer att krävas större systemreserver hos Svenska Kraftnät.
- Från utformningen av schablonsystemet har vi lärt oss att det inte så viktigt att respektive balansansvarig leverantör planerar för exakt sin balans. I schablonsystemet planerar varje balansansvarig aktör för att täcka sin andel av det totala behovet. Rättvisa mellan balansansvariga leverantörer kan lösas i efterhand (slutavräkning av schablonleveranser).
- Svenska Kraftnät har fokus på de kritiska flaskhalsarna i nätet när man övervakar driften av systemet. Fokus i balansavräkningen är i dag på nätområden. Med detta förslag flyttas även fokus i balansavräkningen till snittområden.

Förslaget går i korthet ut på att:

1. Landet delas in i lämpliga snittområden.
2. Respektive balansansvarig leverantör anger själv hur stora leveranser man tror att man har nästa dygn timme för timme i respektive snittområde (underlag för preliminära andelstal).
3. Svenska Kraftnät summerar dessa för respektive snittområde och presenterar dessa som preliminära andelstal (%). Detta skulle kunna vara klart exempelvis klockan 10.00 dagen före leveransdygnet.
4. Svenska Kraftnät presenterar "preliminära förbrukningsprofiler" för respektive snittområde. Med vissa kompletterande investeringar i mätutrustning i stamnätet skulle dessa förbrukningsprognoser kunna uppdateras mer eller mindre i realtid.
5. Balansansvariga leverantörer kan följa utvecklingen av sin andel av förbrukningsprofilen och successivt handla sig i balans via exempelvis Elbas.
6. Avräkning av balanskraft sker genom att jämföra inköpen med förbrukningen beräknad som [preliminära andelstal * definitiv förbrukningsprognos].
7. Slutavräkning sker månadsvis i efterhand mot spotpris, på motsvarande sätt som i dag sker i schablonavräkningen.

Denna metod för balansavräkning skulle kunna tillämpas även på de flesta av de anläggningar som i dag är timavräknade och även på oreglerbara produktionsanläggningar som vindkraft. För riktigt stora förbrukningsställen och de flesta produktionsanläggningarna tillämpas i stället realtidsmätning.

För att stimulera de balansansvariga aktörerna att lämna bra prognoser över hur stora leveranser man tror att man har nästa dygn timme för timme i respektive snittområde (punkt 2 ovan), kan det behövas ekonomiska incitament. Ett sätt kan vara att låta balanstjänstens fasta kostnader bäras av aktörerna i förhållande till hur bra prognoser man gör.

Fördelarna med denna metod jämfört med dagens metod är flera:

För Svenska Kraftnät innebär förslaget att man förväntar sig att de balansansvariga blir ännu bättre på att planera sig i balans, vilket gör att behovet av systemreserver minskar. Med en utbyggd realtidsmätning av produktionsanläggningar och stora industrianläggningar får man bättre information om vad som händer i nätet. Om det i framtiden införs prisområden i Sverige behöver inte systemet ändras.

För balansansvariga aktörer ökar möjligheterna att hålla sin balans. Detta gäller även med mer kundflexibilitet och mer vindkraft. Med bättre information kommer det löna sig bättre att agera på Elbas. När företagen prognostiserar sina inköp slipper de fokusera på enskilda nätområden och kan i stället göra väderprognoser för hela snittområden. Detta är kanske särskilt viktigt för mindre aktörer, vilket är positivt ur ett konkurrensperspektiv. I dag lider också balansansvariga företag med få kunder av att man inte får del av de sammanlagringseffekter som finns i systemet. Det är helt enkelt lättare att göra en bra inköpsprognos om man har många kunder jämfört om man har få eftersom variationer i kundernas uttag har en tendens att ta ut varandra. Med detta system får all del av sammanlagringen på nationell nivå är därmed rättvisa konkurrensförutsättningar.

För nätägarna innebär metoden att företagen helt slipper den dagliga insamlingen av mätdata, även för de anläggningar som i dag är timavräknade. Vill man ändå göra det kan dessa data kanske säljas till kunden. Nätägarna slipper också allt arbete som är förknippat med schablonavräkningen, så som beräkning av uttagsprofil och andelstal. Nätföretagen kan fokusera på att ha fullständiga timserier framme fem vardagar efter leveransmånaden.

8 Hantering av stora mängder timvärden

För att uppnå en rationell och ekonomisk hantering av den mängd timvärden det handlar om för Sverige om flertalet kunder ska timavräknas krävs nytänkande.

Som tidigare redovisat i kapitel 6 handlar det om mycket information att hantera. Information som med en rationell och storskalig hantering kan bli kostnadseffektiv.

Förslaget är att skapa en nationell timvärdescentral som inkluderar vissa beräkningsfunktioner. Alla timvärden för alla elmarknadens aktörer på ett och samma ställe!

Tanken är att i stället för att varje aktör själv har ansvar för att hantera och processa timvärdena så lyfts detta upp i avräkningskedjan till en ny instans.

I detta scenario blir nätägarens uppgift att mäta och samla in timvärden ifrån sina kunder utifrån de förutsättningar som fastställs. Nätägaren skulle i och med detta frikopplas ifrån allt annat arbete vad gäller mätvärdesinsamlingen.

8.1 Teknisk lösning

När det gäller val av teknisk lösning är det inte den faktiska fysiska lagringskapaciteten som är kostnadsdrivande. Det som kostar är databaslicenser och underhåll. Genom att finna en storskalig lösning kan kostnaden per kund hållas ner.

Elbranschen, med Svensk Energi som representant för sina medlemmar, Oberoende Elhandlare jobbar nu med att utveckla en för branschen gemensam informationsväxel. Växeln ska primärt användas som stöd för att få så god kvalitet som möjligt på kundrelaterade uppgifter i samband med exempelvis byte av elleverantör. Denna satsning har namnet EMIX.

Med EMIX är grunden lagd för en nationell timvärdescentral. Det är ett stort jobb som är gjort, informationsutbytet är strukturerat, beslutsvägar är definierade mm. Representanter för EMIX har under arbetets gång deltagit och uttryckt att en timvärdescentral är en naturlig utveckling av EMIX om aktörerna skulle efterfråga en sådan.

Schematiskt skulle det kunna organiseras enligt nedan. Huruvida timvärdescentralen skall vara fristående eller integrerad med EMIX får lämnas till vidare utredning. Principiellt gör det ingen skillnad.

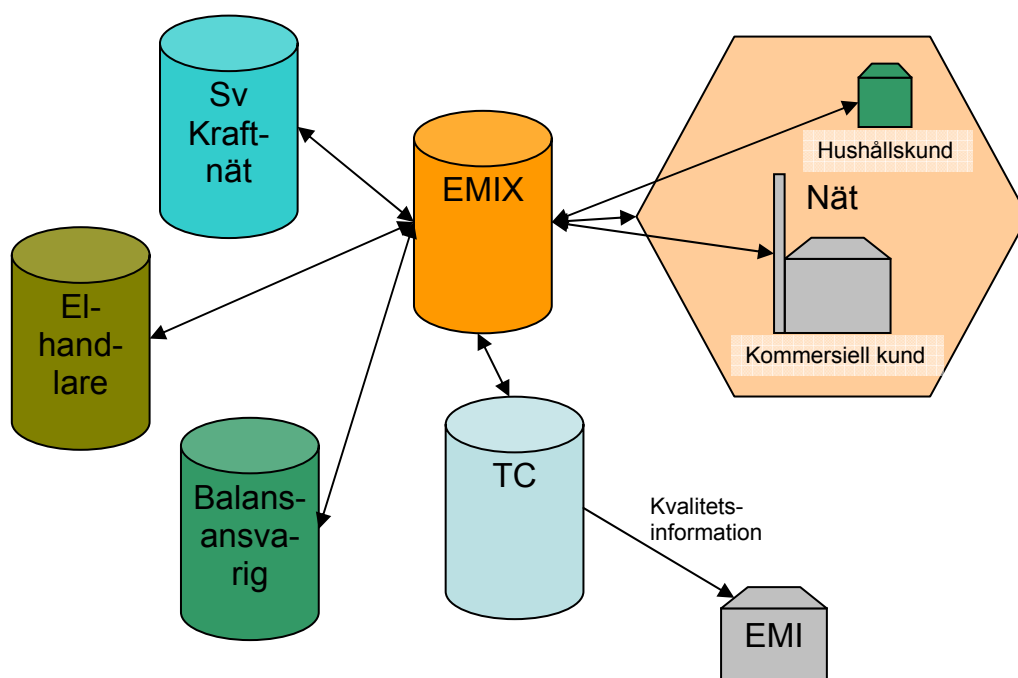


Fig. 8.1 Principskiss med timvärdescentral (TC)

Som tidigare nämnts skulle en gemensam timvärdescentral innebära stora fördelar för de nätföretag som väljer timavräkning för samtliga sina kunder. Det skulle också innebära lägre systemkostnader och framför allt lägre hanterings- och lagringskostnader.

En annan vinnargrupp blir elhandelsföretagen. Att kunna vända sig till en instans för att få ut debiteringsunderlag för sina kunder skulle innebära stora förenklingar jämfört med att behöva ha kontakt med 100-tals nätägare. El-handlarna skulle också enkelt kunna lägga upp beställningar för vilka kunder man vill ha timvärden och för vilka man nöjer sig med månadsvärden. På detta sätt "dränks" ingen i timvärden som inte önskar det.

Om man blickar lite längre fram mot en gemensam nordisk eller nordeuropeisk slutkundsmarknad ser man att motsvarande strukturer skulle kunna byggas upp i andra länder för att underlätta informationsutbyte och avräkning mellan aktörer i olika länder.

Även Energimarknadsinspektionens arbete skulle kunna underlättas. Timvärdescentralen skulle kunna leverera statistik hur ställda leveranskrav vad gäller tider och kvalitet på mätserier uppfylls. Utifrån denna information skulle Energimarknadsinspektionen kunna ta hänsyn till nyttan som nätägaren levererar till sina kunder i regleringen av tariffer.

8.2 Övrigt gällande TimvärdesCentralen

På fakturan ifrån elnätsföretaget måste det framgå om det aktuella abonnemang är anslutet till timvärdescentralen. Timvärdescentral-stämpeln på abonnemang måste innebära att den aktuella uttagspunkten framgent alltid

hanteras genom timvärdescentralen. Detta för att exempelvis en elhandlare skall veta att han, om han så önskar, har tillgång till timvärden oberoende t.ex. av om nätföretaget byter ägare.

Enligt bokföringslagen skall debiteringsunderlag till fakturor sparas och vara tillgängligt i 10 år. Timvärdescentralen bör utifrån detta perspektiv vara bokföringscertifierad. På så sätt kan de aktörer som använder timvärdena (nätägare, elhandlare och balansansvariga) välja om de själva vill spara och hantera de timvärden som de behöver eller om de nöjer sig med att de finns i timvärdescentralens förvar.

Aktörerna bör kunna koppla sig in till timvärdescentralen ifrån sina egna system (exempelvis presentationsapplikationer på hemsidor och kundtjänstsystem). Detta bör definitivt vara ett alternativ som spar kostnader för de enskilda aktörerna.

Det skall vara möjligt för en kund, eller för person/företag försedd med fullmakt från kund, att själv hämta information ifrån timvärdescentralen. Detta ger möjligheter för kunder att exempelvis jobba med följande frågor på ett mer rationellt sätt än i dag:

- Statistik / underlag till
 - Statistiska centralbyrån
 - E-nyckeln
 - Energideklarationer
 - Miljöstatistik
- Driftoptimering
- Inköpsprognoser
- Fakturakontroll
- Budget
- Tariffoptimering

Det skulle även öppna för forskarvärden att göra exaktare och mer djuplodande analyser. Detta skulle kunna ge Sverige en tätplacering i arbetet med studier av förbrukningsmönster och hur de går att påverka för att minska elenergianvändningen.

Bedömningen är att för nätägare som skulle välja att använda sig av en gemensam timvärdescentral finns en stor sammanlagd besparingspotential. All beräkning av avräkningsunderlag skulle göras på ett ställe. Det skulle innebära att kostnader för system (programvaror) och underhåll av dessa samt manuellt arbete som krävs för avräkningsprocessen skulle flyttas ifrån nätägarna till timvärdescentralen.

En väl utvecklad och väl fungerande timvärdescentral skulle ge kortare ledtider och kostnadseffektivare hantering för samtliga aktörer. Kundnyttan är betydlig.

En parallell utveckling till det som detta scenario beskriver är på gång i Ontario, Kanada. Det handlar dock inte om samma mängder mätvärden utan är initialt begränsat till ca 800 000 kunder. (Mer om detta finns i kapitel 9.2 och i Bilaga 3 avsnitt 12).

9 Internationell utblick

Detta avsnitt ger först en bild från Norden, med Norge, Danmark och Finland. Därefter vidgas utblicken till USA, Frankrike, Italien, Kanada och Australien.

9.1 Norden

Norge

I Norge finns ca 2,6 miljoner nätkunder. Det finns sedan 2005 lag på att kunder med en elanvändning större än 100 000 kWh per år skall vara timmätta. Antalet timmätta abonnemang uppgår till ca 4 % och står för ca 60 % av elanvändningen.

I Norge har Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) börjat arbeta med AMR/AMM frågeställningen. Ett antal nätägare i Norge har redan inför olika grad av automatiserad mätvärdesinsamling. NVE har under året låtit göra en konsultrapport som har analyserat frågeställningen. Rapportens, och NVEs ställningstaganden efter kompletterande arbete är att utbyggda moderna AMR/AMM system är till nytta även för mindre kunder. Rapporten pekar på att funktionskrav bör tas fram för att säkerställa att optimal funktionalitet och stordriftsfördelar uppnås.

Norges Olje- och energidepartement har efter att detta grundläggande arbete utförts gett NVE i uppdrag att utarbeta funktionskrav för lösningar som både kunder och nätägare skall tjäna på. Arbetet skall fokusera på att moderna avläsningssystem skall införas, inkluderat tvåvägskommunikation, för att kunder bl.a lättare skall kunna kontrollera sin förbrukning och resultatet av energisparåtgärder. Leverantörsbyten skall underlättas.

Det initiala målet är att utbyggnaden skall vara genomförd till år 2012. Tidplanen kan dock komma att revideras efter att funktionskraven är bestämda och möjlighet finns att göra noggrannare kostnadsbedömningar. Erfarenheter ifrån andra länder i Europa skall inhämtas och tas hänsyn till i den slutliga tidplanen.

Danmark

I Danmark finns ca 3 miljoner nätkunder. Även här finns ett krav på timmätning för kunder med förbrukning på mer än 100 000 kWh. Ca 50 % av Danmarks elförbrukning tas ut av denna kundgrupp.

I Danmark har utvecklingen vad gäller införandet av moderna AMR/AMM system tagit en lite annan utveckling än i Sverige och Norge. Här har framförallt de större nätägarna börjat installera system utan att krav har ställts av myndigheter.

Under sommaren i år, 2007, levererade Energinet.dk en rapport till Energistyrelsen i ämnet. I rapporten uppskattas att det då fanns utbytes/investeringsbeslut tagna för 15-20 % av den totala mätarstocken och att 5-7 % redan var utförda. Rapporten har sin utgångspunkt i, att med nya moderna AMR/AMM-

system finns möjlighet att ge kunderna större möjligheter att regera på de faktiska elpriserna och att denna möjlighet kan ge en ökad priselasticitet.

Finland

I Finland finns krav på att alla nätkunder med en större säkring än 63 ampere skall timmätas efter ett leverantörsbyte eller efter att befintligt avtal har omförhandlats samt vid nyanslutningar.

I Finland sker införandet av AMR/AMM helt utan inblandning från myndigheter. Finlands motsvarighet till Svensk Energi, Finsk Energiindustri, har rekommenderat sina medlemmar att införa moderna AMR/AMM system och utvecklingen är på god väg. Rekommendationen är att samtliga nya mätare skall klara timvärden från år 2009.

9.2 Internationell utblick utanför Norden⁹

AMM-system med stöd för timmätning eller multipeltariffmätning har fått stor uppmärksamhet i flera länder på senare år. I länder som USA, Frankrike, Italien, Kanada (Ontario), samt Australien har man infört, eller planerar att införa, system med stöd för timmätning eller multipeltariffmätning.

Drivkrafterna bakom satsningarna varierar men en allmän oro för effektförsörjningen är ett återkommande tema. Vissa länder har redan genomgått allvarliga kriser medan man i andra konstaterar att allvarliga problem kan uppstå i framtiden då efterfrågan på el hela tiden växer snabbare än utbudet. Omsorg om miljön är också en viktig faktor.

USA

I många amerikanska delstater är elmarknaden delvis avreglerad. Fri konkurrens råder i produktionsledet medan priserna till slutkonsumenter förblir reglerade. I flera delar av landet har efterfrågan stigit stadigt utan att produktionskapaciteten ökat i motsvarande drag vilket ökat risken för akuta bristsituationer. I Kalifornien är det t.ex. inte ovanligt med ett kapacitetsutnyttjande överstigande 90 %.

Kalifornien drabbades i början av 2000-talet av en allvarlig kris där efterfrågan under flera månader översteg produktionskapaciteten. Detta fick priserna på spotmarknaden att rusa i höjden, men då slutkonsumenterna hade reglerade fasta priser hade de inga incitament att dra ner på sin konsumtion. Detta ledde till allvarliga störningar då elbolagen var tvungna att helt enkelt stänga av leveransen av el till hela områden för att undvika att systemet kollapsade. Dessutom hamnade flera elbolag i en mycket allvarlig finansiell kris då de var tvungna att köpa el dyrt på spotmarknaden och sälja den till det mycket lägre fasta reglerade priset till slutkunder. Krisen i Kalifornien inträffade under vinterhalvåret men normalt är belastningen på elsystemet som störst på sommaren då användandet av luftkonditionering stiger.

I USA har ett antal elbolag investerat i teknologi som möjliggör rörliga priser. Ett exempel är Gulf Power i Florida som investerat i ett tvåvägsriktat AMM-system med multipeltariffmätare. Kunder som deltar i programmet erbjuds en tidsdifferentierad tariff med tre normala prisnivåer samt en mycket högre

⁹ Ytterligare om andra länder finns i Bilaga 3.

prisnivå som bara infaller under akuta bristsituationer. Deltagande hushåll får en kontrollpanel som monteras i hemmet. Företagets system skickar signaler till kontrollpanelen när extraordinära prisnivåer inträder eller upphör. Kontrollpanelen visar aktuellt pris och kan dessutom användas för att kontrollera luftkonditioneringsanläggningar och dylikt.

I Kalifornien genomfördes somrarna 2003-2005 en omfattande studie för att undersöka hur hushållskunder samt små kommersiella och industriella kunder egentligen reagerar på rörliga priser. Studien gick under namnet "California Statewide Pricing Pilot" (SPP). I studien testades ett antal olika prismodeller:

TOU (Time-Of-Use)	En enkel tidsdifferentierad tariff med två olika prisnivåer. Den högsta prisnivån gällde mellan 14:00 och 19:00 alla dagar. Prisnivåerna varierade säsongvis.
CPP-F (Critical Peak Pricing - Fixed)	TOU 350 dagar per år. Under de resterande 15 dagarna gällde ett mycket högre pris mellan 14:00 och 19:00. Kunder blev informerade om kritiska dagar en dag i förväg.
CPP-V (Critical Peak Pricing - Variable)	Liknar CPP-F men kritiska perioder kunde införas med mycket kortare varsel (fyra timmar). Längden på den kritiska perioden varierade mellan 1-5 timmar, men den inföll alltid mellan 14:00 och 19:00. Deltagande kunder erbjöds (gratis) utrustning som med automatik minskar effektuttaget under kritiska perioder.
Fast	En kontrollgrupp i studien fick normala fasta priser.

Dessa prismodeller lades ovanpå en ökande blocktariff med fem olika nivåer. Några av studiens slutsatser är:

- Ju större prisdifferens mellan hög och låglast desto större reduktion av effektuttag. CPP-V kunder reagerade starkast, därefter CPP-F kunder, följt av TOU kunder. Kunder utan några som helst ekonomiska incitament reagerade inte alls.
- Användning av luftkonditionering är den största enskilda komponenten av kunderna effektuttag under effekttoppar. Ju varmare klimat desto större reduktion.
- Total energiförbrukning påverkades inte
- Perioder med flera varma dagar i rad påverkade inte CPP-kundernas förmåga att reducera sitt effektuttag.
- Kunder som installerat utrustning som reagerar automatiskt på pris-signaler reagerade starkare på signalerna.
- Kunder förstod prismodellerna trots deras komplexitet ("Never underestimate the value of refrigerator magnets").

Kunderna gillade prismodellerna. 82 % av kunderna med CPP-F var positivt inställda till att fortsätta med CPP-F även efter det att studien avslutats. Motsvarande siffror för CPP-V och TOU var 76 % och 72 %.

Frankrike

Frankrike har normalt kapacitet att möta efterfrågan även om en kris inträffade sommaren 2003, då ovanligt höga temperaturer inträffade under en period då 25 % av kärnkraftsverken var stängda för underhåll. Man har även konstaterat att efterfrågan hela tiden stiger vilket ökar risken för akuta bristsituationer i framtiden.

I Frankrike består elmätarparken av 25 miljoner elektromekaniska elmätare och 8 miljoner digitala elmätare. AMM förekommer inte för hushållskunder men 6,5 miljoner av de digitala elmätarna läses med hjälp av handdator. Utmärkande för Frankrike är att det statliga elbolaget EDF har en mycket stark ställning samt att man haft som ambition att erbjuda hushållskunder rörliga priser under en längre tid.

Ett exempel på detta är Tempo-tariffen som EDF erbjudit vissa kunder sedan 1996. Kravet för att delta i Tempo-programmet är att man har en digital elmätare samt att man abonnerar på 9 kW eller mer. Med Tempo är året indelat i 22 röda dagar då kWh priset är mycket högt, 43 vita dagar då kWh priset är ganska högt, samt 300 blå dagar då priset är som billigast. Elpriset är också billigare mellan 22:00 och 06:00 oberoende av färgen på dagen. Det finns alltså 6 olika elprisonivåer.

Det som är innovativt med Tempo är visualiseringen av elpriset. Om en dag skall vara röd, vit eller blå bestäms av EDF kl. 20.00 dagen innan beroende på den rådande situationen. Med tecknandet av Tempotariffen följer en liten dosa som kopplas i ett vanligt eluttag. I dosans display syns dagens färg plus nästa dags sannolika färg från kl. 16:30 och slutgiltiga färg från kl. 20:00. Informationen skickas till dosan via PLC. Information om färg finns också tillgänglig på Internet och på elmätaren. Elanvändarna ges alltså möjligheten att anpassa sin elförbrukning efter det elpris som råder.

Det finns även en möjlighet till direkt laststyrning. Varmvattenberedare kopplas till elmätaren via en specialingång i elmätaren. Tillgänglig mängd varmvatten kan regleras, t.ex. reduceras röda dagar. Det finns åtta olika program för att reglera värmen i dosan, beroende på hur mycket man vill spara och hur varmt man vill ha hemma.

Vid utgången av 2004 hade 400.000 kunder valt Tempo-tariffen. 90% av kunderna var då nöjda eller mycket nöjda med Tempo. I genomsnitt sjönk kundernas elräkning med 10%. Många röda dagar i rad var dock inte populärt. Effekttuttaget sjunker markant under de röda dagarna.

Teknoekonomiska studier om nyttan med AMM beställda av den franska energimyndigheten har kommit fram till att ur konsumentens perspektiv är mer information om den egna konsumtionen, tidsdifferentierade tariffer, samt möjligheten att automatiskt styra elapparater i hemmet beroende på elpriset eller effektsituation väsentliga funktionaliteter. Den franska elmätarparken förväntas vara utbytt 2020-2025.

Italien

Italien har återkommande problem med effekttoppar. Problemen uppstår både vintertid och sommartid.

Flera italienska nätbolag har satsat på AMM-teknologi med stöd för rörliga priser. Mest känt är ENELs Telegestore-projekt med mer än 30 miljoner uttagspunkter.

Baserat på egenskaper hos redan befintliga AMM-system i Italien (främst Telegestore) har den italienska energimyndigheten (AEEG) tagit fram riktlinjer för AMM. Man har definierat en standardiserad tidsdifferentierad tariff där ett högt pris råder mellan 8-19 måndag-fredag och ett lågt pris alla andra tider. Man har krävt att alla AMM-system som installeras i Italien har stöd för tidsdifferentierade tariffer med samma tidsindelning som den tidsdifferentierade tariffen.

Dessutom har AEEG beslutat vilka prisnivåer som skall gälla för konsumenter som är kvar i den reglerade marknaden, d.v.s. konsumenter som inte gjort något aktivt val av elleverantör efter öppnandet av elmarknaden. Aktuella prisnivåer anges i nedanstående tabell:

Konsumtion (kWh per år)	Pris låglastperiod (€/kWh)	Pris höglastperiod (€/kWh)
	Kl 00-08 samt 19-24 måndag till fredag Kl 00-24 lördag, söndag och helgdagar	Kl 8-19 måndag till fredag
0-900	0,0807	0,1353
901-1800	0,0932	0,1478
1.801-2.640	0,1498	0,2044
2.641-3.540	0,2292	0,2838
3.541-4.440	0,2238	0,2784
4.441-	0,1438	0,1984

Fig 9.1 Elpris för hushåll i Italien som är kvar i den reglerade marknaden och som abonnerar på 3kW effekt enligt den nationella tidsdifferentierade tariffen, sista kvartalet 2007. Elpriset uppdateras var tredje månad.

AEEG har beräknat att hushållen måste förflytta minst 66 % av förbrukning till låglastperioden för att det skall löna sig med de nya tarifferna.

AEEG ställer inga krav på att elleverantörer erbjuder tidsdifferentierade tariffer till kunder som lämnat den reglerade marknaden. ENEL erbjuder sina kunder tidsdifferentierade tariffer och fram tills 2007-07-01 hade 5 % av ENELs kunder (1.500.000 hushåll) valt någon form av tidsdifferentierad tariff.

AEEG har även satt upp ett schema som beskriver i vilken takt nätbolagen förväntas ansluta sina kunder mellan 2008 och 2011 då alla kunder skall vara anslutna.

Kanada

I Kanada har man upplevt en utveckling som liknar den som skett i USA. Efterfrågan har ökat snabbare än utbudet av el och det är inte ovanligt att akuta bristsituationer uppstår på sommaren då användandet av luftkonditionering är högt. I städer som Toronto är man van att elbolag och myndigheter går ut i massmedia och ber folk att dra ner på elkonsumtionen vid ansträngda situationer. Detta brukar inte hjälpa då man inte har några ekonomiska incitament att dra ner på konsumtionen, och det är därför vanligt att elbolagen stänger av elen till hela områden enligt ett rullande schema.

Ontarios AMM-satsning är ett initiativ från delstatens regering och har som huvudsyfte att minska effekttopparna med hjälp av tidsdifferentierade tariffer. Regeringens mål har varit att minska den prognosticerade högsta förbrukningen med 5 % tills 2007 och med 22 % tills 2025. Vid utgången av 2007 skall 800.000 smarta elmätare ha installerats. Alla 4.500.000 elmätare beräknas vara utbytta tills 2010-12-31.

Ontarios regering har fastställt minimikrav för systemen, bl.a. att timvärden skickas in en gång per dag till nätbolagets centralsystem. I framtiden kommer måtvärden att skickas vidare till en central timvärdesdatabas (Meter Data Management/Repository), där mätserier för alla elkonsumenter i Ontario kommer att samlas.

Än så länge är tidsdifferentierade tariffer inte obligatoriska, men de kommer att bli det i framtiden. Det finns också planer på att låta små konsumenter betala spotpriset (wholesale prices) när den centrala timvärdesdatabasen är klar.

Australien

Även Australien har en avreglerad marknad för produktion och handel. Även här växer efterfrågan snabbare än produktionskapaciteten vilket visar sig i kraftiga prissvängningar på spotmarknaden där priserna ibland kan stiga till nivåer som är mer än 100 gånger högre än genomsnittspriset [27]. Det är återigen sommaren som är den kritiska perioden då det varma vädret driver upp användandet av luftkonditioneringsanläggningar.

I Australien finns inget nationellt program för timmätning eller multipeltariffmätning. Initiativ pågår i ett antal delstater. Delstaten Victoria har det mest ambitiösa programmet. Man siktar på att ha timmätare installerade hos samtliga kunder tills 2012.

Slutsatser

Erfarenheter från dessa länder visar att signifikanta reduktioner av effekttoppar kan åstadkommas genom att erbjuda rörliga elpriser till hushållskunder. Ju mer fritt priset tillåts variera desto större blir reduktionen. För att rörliga priser skall vara effektiva krävs dessutom att skillnaderna mellan de olika prisnivåerna är tillräckligt stora.

Rörliga priser är mest användbara i regioner eller länder där kritiska effekttoppar förekommer relativt ofta. Enskilda hushåll har låg förbrukning men deras kollektiva beteende kopplat till väderlek har ofta en kraftig inverkan på effekttopparnas storlek.

I alla de länder som studerats är det frivilligt att delta i program med rörliga priser. I främst USA och Kanada har det framförts argument för att deltagan-

de borde vara obligatoriskt. Orsaken till detta är att hushåll som flyttar sin förbrukning från höglast till låglast inte bara sänker sina egna kostnader - de hjälper även andra aktörer. När effekttoppar minskas leder detta till allmänt sänkta elpriser vilket gynnar både elhandlare och andra elkonsumenter. Enligt vissa beräkningar tillfaller endast 20% av vinsten som uppstår då elförbrukning flyttas från höglastperioder de elkonsumenter som står för själva flytten. Resten tillfaller 'systemet'.

10 Slutsats, rekommendationer

10.1 Argument för ökad timavräkning

En ökad kundflexibilitet är en förutsättning för att elmarknaden ska fungera effektivt. Alternativet är att vi inför nya regleringar och därmed lämnar den elmarknadsmodell vi valt för Norden. Olika studier som genomförts pekar på att den största potentialen för efterfrågefleksibilitet finns hos hushållskunderna, och då speciellt hos hushåll med elvärme. En grundförutsättning för att denna potential ska kunna utnyttjas är att timavräkning införs.

Utifrån kundens perspektiv finns det också flera fördelar med timavräkning. Det som särskilt framhålls är att kunden ges möjlighet att spara pengar genom att dra ner på sin förbrukning. Kundens möjligheter att påverka sina energikostnader ökar. Miljöargumentet lyfts också fram av många.

Även elhandelsföretag ser fördelar med en utbyggd timavräkning eftersom det möjliggör produktutveckling. Det som nämns utöver nya tariffer och nya betaltjänster är produkter som hjälper kunden att effektivisera sin elanvändning.

Nätägarna har också egna fördelar av att timavräkning införs. Det handlar om möjligheter till direkta kostnadsbesparingar i administration och lägre nättariffer till överliggande nät. Det handlar också om att kunna dra maximal nytta av de fördelar som de nya AMM-systemen ger, exempelvis att sälja direktstyrning.

10.2 Stimulera frivilligt införande av timavräkning

Av den enkät som genomförts inom ramen för studien (kap. 5) framgår att ca 90 % av de mätare som nätföretagen nu investerar i är mätare som möjliggör registrering och lagring av timvärden. En betydligt mindre andel av systemen kommer fullt ut att klara dagens krav för timavräkning. Det som framför allt är problemet är kravet på daglig insamling och rapportering av timvärden.

För att nätföretagen frivilligt ska gå över till timavräkning krävs förändringar av dagens regelverk. Följande behov har identifierats:

1. Tydliggör i lagen att de nätägare som vill kan lämna systemet med schablonavräkning. Nuvarande formulering i lagen är olämplig.
2. Gör om balansavräkningen på ett sådant sätt att dagens krav på dygnsvis insamling kan ersättas med ett krav på månadsvis insamling och rapportering av måtvärden.
3. Tydliggör och mildra de krav på måtvärdets antal decimaler som skall anges vid timavräkning. Nuvarande krav är orimligt höga vid små strömförbrukningar.
4. Verka för att en nationell "timvärdescentral" etableras.
5. Låt eventuella ökade kostnader för nätägarna slå igenom i nättariffen till kunderna.

10.3 Förslag på lagstiftningsändringar

Ändring av Ellagen (1997:857) 3 kap 10 §

Nuvarande skrivning

Den som har nätkoncession är skyldig att utföra mätning av mängden överförd el och dess fördelning över tiden

Om en elanvändare har ett säkringsabonnemang om högst 63 ampere skall nätkoncessionshavaren i stället dels preliminärt beräkna mängden överförd el och dess fördelning över tiden (preliminär schablonberäkning), dels slutligt mäta mängden överförd el och beräkna dess fördelning över tiden (slutlig schablonberäkning). Detta gäller inte en elanvändare som begärt att mängden överförd el och dess fördelning över tiden skall mätas.

...

Föreslagen skrivning

Den som har nätkoncession är skyldig att utföra mätning av mängden överförd el och dess fördelning över tiden

Om en elanvändare har ett säkringsabonnemang om högst 63 ampere *får* nätkoncessionshavaren *i stället* dels preliminärt beräkna mängden överförd el och dess fördelning över tiden (preliminär schablonberäkning), dels slutligt mäta mängden överförd el och beräkna dess fördelning över tiden (slutlig schablonberäkning). Detta gäller inte en elanvändare som begärt att mängden överförd el och dess fördelning över tiden skall mätas.

...

Ändring av Mätföreskrifterna

En förutsättning för att mätföreskrifterna ska kunna ändras är att balansavräkningen ses över. Det finns många motiv till en sådan översyn, varav önskemål om att underlätta för nätföretag som väljer timavräkning för alla är ett. Andra motiv är att anpassa systemet till nya förutsättningar för de balansansvariga att planera sig i balans ett dygn i förväg till följd av mera vindkraft och kundflexibilitet.

Om "timavräkning light" införs krävs följande förändringar:

Utöver det som krävs enligt föreskriften rapporterar nätföretagen för de kunder som omfattas av "timavräkning light" följande data fem vardagar efter leveransdygnet:

- Samlade timserier per elleverantör i området till Svenska Kraftnät och till Balansansvarig leverantör
- Timserier per uttagspunkt till elleverantör och till kunden

Elnätsföretaget behöver inte rapportera motsvarande månadsdata.

Om "reviderad balansavräkning" införs krävs följande förändringar:

Fem vardagar efter månadens slut behöver följande data avseende uttagspunkter rapporteras:

- Samlade timserier per elleverantör i området till Svenska Kraftnät och till balansansvarig leverantör.
- Timserier per uttagspunkt till elleverantör och till kunden.

Elnätsföretaget slipper all övrig rapportering som avser uttagspunkter samt allt som rör schablonavräknade leveranser.

Tekniska mätföreskrifter

Ta bort nuvarande krav på "antal pulser" och inför i stället krav på med vilken upplösning timvärden ska rapporteras.

Kravet bör vara kWh/h med en decimal för kategori 1 mätare och hela kWh/h för övriga mätare. Dispens bör kunna medges för nätägare som inte klarar kWh/h med en decimal för Klass 1 mätare.

10.4 Övriga åtgärder

Timvärdecentral

För att uppnå en rationell och ekonomisk hantering av den mängd timvärden som kommer att genereras om fler går över till timavräkning för alla sina kunder, så krävs nytänkande.

Förslaget är att skapa en nationell timvärdecentral som inkluderar vissa beräkningsfunktioner. Alla timvärden för alla elmarknadens aktörer på ett och samma ställe! I stället för att varje aktör själv har ansvar för att hantera och processa timvärdena så lyfts detta upp i avräkningskedjan till en ny instans.

I detta scenario blir nätägarens uppgift att mäta och samla in timvärden ifrån sina kunder utifrån de förutsättningar som fastställs. Nätägaren skulle i och med detta frikopplas ifrån allt annat arbete vad gäller mätvärdesinsamlingen.

Möjliggöra utveckling och försäljning av tjänster kopplade till AMR-system och timavräkning

Exempel på tjänster som är direkt beroende av att timavräkning tillämpas är olika typer av direktstyrning av kundens effektuttag. Ett annat exempel är olika typer av informationstjänster. Över huvud taget finns det stora möjligheter för nätägarna att skapa mervärden runt de nya AMR-systemen, och den potentialen blir som störst om timavräkning tillämpas.

Det är viktigt att samhället väljer att se positivt på att nätägarna utvecklar och säljer tjänster kopplade till de nya AMR-systemen. Denna verksamhet får naturligtvis inte otillbörligt gynna vissa aktörer eller på annat sätt snedvrider konkurrensen på marknaden.

Ekonomisk reglering för nätföretag

Med de här föreslagna förenklingarna för nätägarna är det inte omöjligt att många nätägare finner det ekonomiskt fördelaktigt att gå över till timavräkning utan ytterligare stimulans. Faktum kvarstår dock att timavräkning har stora fördelar för *övriga* marknadsaktörer, genom att det exempelvis möjliggör bättre konkurrens, mer kundflexibilitet genom andra typer av tariffer, nya affärsmöjligheter och inte minst viktigt ökade möjligheter till energianalyser och energieffektivisering.

Det kan därför vara rimligt att de nätägare som väljer timavräkning för sina kunder får en extra ekonomisk stimulans. Ett sätt kan vara att tillåta en något högre nättariff än vad som annars skulle vara fallet. En bonus på ca 50 kronor/kund/år skulle sannolikt kunna betyda en hel del.

11 Bilagor

BILAGA 1: AMR/AMM utbyggnaden och dess möjligheter för timmätning

av Andrea Badano

Inledning

I denna bilaga redovisas resultaten av en enkät angående funktionalitet i AMR-system som skickades till alla svenska elnätbolag våren 2007. Syftet med enkäten var att kartlägga vilken funktionalitet för lågspänningskunder (t.o.m. 63A) som kommer att finnas i de AMR-system som rullas ut inför regeländringarna 2009. Arbetet ingår i det projekt om timmätning och timavräkning som genomförs gemensamt av Elforsks ELAN-och Market Design program.

Enkäten bestod av sammanlagt 25 frågor uppdelade i fyra olika kategorier:

1. Allmänna frågor om AMR-systemets kommunikationsnätverk
2. Frågor om timmätning
3. Frågor om tvåvägskommunikation, laststyrning, samt smarta hem.
4. Frågor om tidsdifferentierade samt effektbaserade tariffer

Enkäten skickades till alla 158 nätbolag med över 1000 kunder och 66 svar erhöles (42%). De svarande bolagen representerar 4,080,281 av landets ca. 5.203.900 lågspänningsuttagspunkter (78%).

Författaren till denna bilaga har tidigare genomfört en annan enkätstudie som kartlade hur de mindre svenska elnätbolagens AMR-investeringar påverkades av olika regulatoriska och kommersiella faktorer. Eftersom denna enkät genomfördes för mindre än ett år sedan har en del av svaren till denna tidigare enkät har använts för enkäten som beskrivs här. Det är 20 nätbolag som tillsammans representerar 137.288 uttagspunkter som bara har svarat på den tidigare enkäten. Deras tidigare svar har använts för att besvara frågorna 2.1, 2.4, 3.1, 3.2, 3.5 samt 3.6 i denna enkät. Dessa frågor har alltså besvarats av 86 nätbolag (54%) som representerar 4.217.569 uttagspunkter (81%).

Anonymiserade svar per nätbolagens finns i arbetsunderlaget till enkäten.

1. Resultat – AMR-systemets kommunikationsnätverk

I detta kapitel redovisas svaren på ett antal frågor om allmänna egenskaper hos nätbolagens AMR-system. Syftet med frågorna var att kartlägga vilka tekniker som används för att knyta ihop elmätare med centralsystem samt hur pass spridda var och en av dessa tekniker är.

Fråga 1.1 - Hur många AMS-anpassade elmätare har installerats i dagsläget? Har fjärravläsning av dessa kommit igång?

50 av 66 nätbolag har kommit igång med fjärravläsning i varierande skala, allt ifrån små pilotprojekt till fjärravläsning för alla sedan några år tillbaka. 6 fjärravläser redan alla sina kunder medan 14 fjärravläser mer än 50% av sina kunder. Detta betyder dock inte att månadsvis fakturering är igång för alla dessa kunder. Totalt har fjärravläsning för 810.520 uttagspunkter rapporterats.



Fig 1.1: Andel uttagspunkter som fjärravläses - hela Sverige

Fråga 1.2 - På vilket sätt är mätare kopplade till centralsystemet? Direkt eller via koncentratorer?

Givet de svar som kom in på denna fråga måste det tyvärr konstateras att frågan var alltför allmänt ställd. Dels visade det sig att 18 bolag angav att de använde båda dessa lösningar. Den naturliga följdfrågan blir då i vilken omfattning man använt direktkommunikation eller kommunikation via koncentratorer. Då denna följdfråga inte fanns med i enkäten vet vi inte mycket mer än att båda lösningarna används inom ett antal bolag. Bland dessa 18 bolag var det vissa som svarade att de allra flesta mätare är kopplade via koncentratorer och endast ett fåtal är direktkopplade, medan ett bolag t.o.m. angav att 98 % av deras mätare var kopplade via koncentrator och 2 % direkt. Motsatsen, att de flesta är direktkopplade, finns också. Men givet svaren från de andra bolagen går det i dagsläget inte att säga om de detaljerade svaren är representativa för denna grupp eller inte.

En annan svaghet med frågeformuleringen uppenbarades när ett fåtal bolag svarade att deras mätare var kopplade via routern eller koncentratorer utan mellanlagringsmöjlighet. Man undrar då om den majoritet som svarat att de använder koncentratorer faktiskt menar koncentratorer med mellanlagringsmöjlighet eller inte. En del av svaren på fråga 1.3 om nätverksteknik för direktkopplade mätare tyder på att ordet "router" ofta ses som en komponent i lösningar med direktkopplade elmätare vilket skulle kunna tyda på att respondenter som använder ordet "koncentrator" faktiskt menar koncentratorer med mellanlagringsmöjligheter. Men faktum kvarstår att det inte går att vara helt säker på vad för sorts koncentratorer som används.

Trots dessa problem tyder ändå svaren på att de flesta av landets elmätare kommer att vara kopplade via konzentratörer av någon form. Endast ett litet antal elmätare kommer att vara direktkopplade.

Fråga 1.3 - Om ni har direktkopplade mätare – vilken nätverksteknologi används? Hur lång tid tar det att överföra mätvärden från samtliga direktkopplade mätare till centralsystemet?

Även denna fråga visade sig vara för allmänt ställd. Vissa av de bolag som använder direktkopplade mätare använder flera olika nätverkstekniker och endast vissa av dessa angav i vilken omfattning de olika teknikerna används så det går inte att avgöra hur pass spridda de olika teknikerna är vad gäller antalet mätare i landet.

Det allmänna intrycket är dock att det är vanligt med PLC från elmätare till router och därifrån olika tekniker som radio, GSM, GPRS, PSTN, eller fiber till centralsystemet. Några använder bara GPRS från mätaren.

Vad gäller tidsåtgången är tyvärr vissa av svaren lite svårtolkade. Följande svar får anses entydigt:

Tiden för ett mätvärde är 5- 30 sekunder (tiden för en mätare). Ett av systemen tar dock ca 27 timmar på sig för att överföra mätvärdet.

Här har respondenten angivit överföringstiden per mätvärde. Tiden på 27 timmar per mätvärde är med stor säkerhet för ett Turtle-system.

Även nästa exempel är entydigt:

Tid för att läsa av c:a 3800 kanaler (el mätarställning, el timvärden, fjärrvärme mätarställning och fjärrvärme volym) c:a 4 timmar

Här har respondenten angivit överföringstiden för alla mätvärden. Men hur tolkar man nedanstående svar?

1. 2 tim
2. IP - radio - tvåtråd - elnät , 7 tim
3. PLC 27 timmar
4. via elnätet, ca 22 tim
5. Telefonuppringning, ca. 30min
6. GSM ca 40 min

Gissningsvis är (3) och (4) tider per mätvärde i ett Turtle-system men för de andra svaren är det inte uppenbart om respondenten syftar på tiden per mätvärde eller tiden för alla mätvärden.

Fråga 1.4 - Om ni har konzentratörer – vilken nätverksteknologi används mellan mätare och konzentratör? Hur lång tid tar det normalt att överföra mätvärden från samtliga mätare till en konzentratör?

Här svarade 10 bolag att de använder radiokommunikation, 34 bolag att de använder PLC, samt 8 bolag att de använder båda teknologierna. Även här

saknas information för att kunna avgöra hur pass spridda de båda teknikerna är vad gäller antalet elmätare.

Av de 34 bolag som angav PLC är det minst sex som använder Turtle. Ett bolag angav att det tar 27 timmar att överföra ett mätvärde. Annars varierar överföringshastigheten från ett par sekunder till c:a en minut per elmätare. Överföringshastighet kan variera kraftigt inom samma bolag beroende på antal mätare under respektive koncentrator - från sekunder till någon timme. De bolag som svarat att de använder radio verkar ange högre överföringshastigheter än de som svarat att de använder PLC.

Fråga 1.5 - Om ni har koncentratorer – vilken nätverksteknologi används mellan koncentratorer och centralsystem? Hur lång tid tar det normalt att överföra mätvärden från samtliga koncentratorer till centralsystemet?

De flesta nätbolag tycks använda ett flertal tekniker och återigen är det inte möjligt att avgöra i vilken omfattning de olika teknikerna används vad gäller antalet mätare. Följande tekniker förekommer i svaren (siffrorna inom parentes efter varje teknik anger antal bolag angivit just den tekniken): signalkabel (19), GSM (18), GPRS (16), Radio (12), Fiber (11), Ethernet (10), telefoni (7).

Av de bolag som svarat på frågan om överföringshastighet verkar de flesta klara av att samla in alla mätvärden inom ett dygn, varav flera med mycket god marginal. Ett bolag angav att samtliga mätvärden kunde hämtas hem på mindre än en timma, medan flera angav 1-3 timmar, medan ett par angav 6-8 timmar för att ta hem samtliga mätvärden.

Fråga 1.6 - Vilka (eventuellt standardiserade) kommunikationsprotokoll kommer att används för kommunikation inom de olika delarna av AMR-systemets kommunikationsnätverk?

Ingen tydlig bild framträder från svaren på denna fråga då de flesta respondenter inte besvarade frågan. Bland de svar som kom in förekommer MBUS, TCP/IP, LON, samt leverantörsspecifika protokoll.

2. Resultat – Timmätning

I detta kapitel redovisas svaren på ett antal frågor relaterade till timmätning. Syftet med frågorna var att kartlägga hur pass väl förberedda för timmätning som nätbolagens AMR-system är samt vad som skulle krävas för att anpassa systemen för olika former av timmätning.

Fråga 2.1 - Kommer AMR-systemet att innehålla mätare som är förberedda för timvärden? Om ja – alla mätare eller endast vissa? Om endast vissa – av vilken anledning?

Denna fråga besvarades av 86 nätbolag (54%) som representerar 4.217.569 uttagspunkter (81% av alla uttagspunkter i Sverige) upp till 63A.

Resultatet redovisas i figur 2.1 nedan:

- 66 nätbolag (77%) svarade att de har installerat eller planerar att installera mätare som är förberedda för timvärden för samtliga kunder.
- 18 nätbolag angav att de inte installerat eller planerar att installera mätare som är förberedda för timvärden för samtliga kunder. Bland dessa är det:
 - Fem nätbolag (6%) som har installerat eller planerar att installera timmätare för vissa av sina kunder. Samtliga av dessa nätbolag har över 10.000 uttagspunkter. Av dessa nätbolag var det bara ett som redovisade anledningen till sitt beslut:

"Anledningen är ekonomisk och teknisk: på landsbygden är det inte rimligt att bygga konzentrorer i alla nätstationer och GPRS p-p blir dyrt och i vissa fall finns inte GSM täckning."
 - 13 nätbolag (15%) har inte installerat eller planerar att installera några mätare som är förberedda för timvärden. Det är framför allt mindre nätbolag som har valt denna lösning. Nio av dessa bolag har under 10,000 kunder. Det största bolaget som har svarat nej har omkring 20,000 kunder.
- (2%) svarade att beslutet är ej taget.

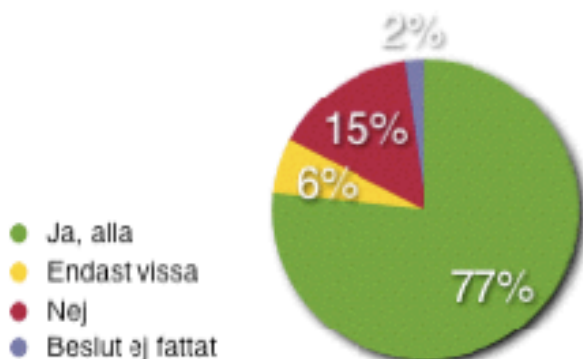


Fig. 2.1: Timvärden - andel bolag

En konservativ uppskattning¹⁰ av antalet uttagspunkter tillhörande svarande nätbolag som har möjlighet att klara timmätning visas i figur 2.2. Av totalt 4.217.569 är det 3.899.560 uttagspunkter (92%) som kommer att vara förberedda för timmätning och 318,009 (8%) som inte kommer att vara det.

¹⁰ Endast två av de nätbolag som har elmätare för en delmängd av sina kunder har angivit storleken på denna delmängd.

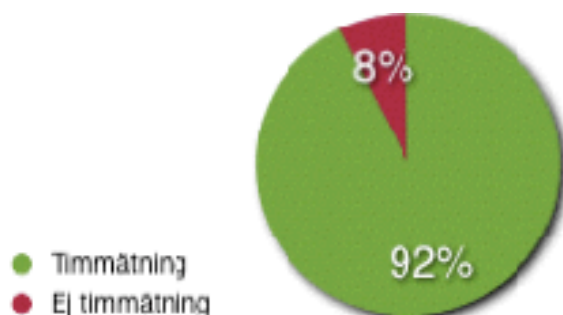


Fig. 2.2: Timvärden - andel uttagspunkter, svarande nätbolag

Om man tar med uttagspunkter för nätbolag som inte besvarat enkäten¹¹, dvs om man tittar på hela Sverige, får man ett resultat som visas i figur 2.3: 75% av alla uttagspunkter för lågspänningskunder har elmätare förberedda för timmätning, 6% har elmätare som inte klarar av timmätning, medan det är okänt vad som gäller för resterande 19% av elmätarna.

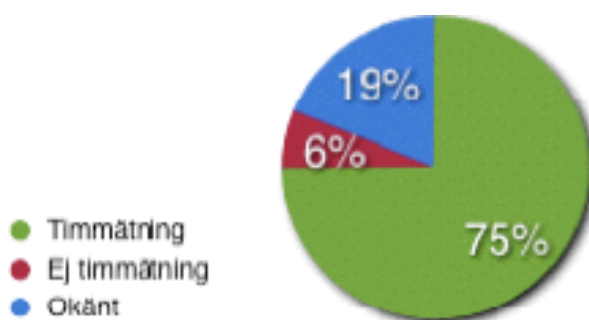


Fig. 2.3: Timvärden - andel uttagspunkter hela Sverige

Fråga 2.2 - Är det tekniskt möjligt att överföra samtliga 24 timvärden från samtliga mätare till centralsystemet inom ett dygn? Om inte – kan systemet byggas ut (t.ex. genom att installera fler koncentratorer) för att åstadkomma detta? Om inte – var finns begränsningarna?

Denna fråga fanns bara i den andra enkäten. Av de 57 nätbolag som har svarat i den andra enkäten att de har installerat eller planerar att installera mätare som är förberedda för timvärden för majoriteten av sina hushållskunder anger:

¹¹ Varken aktuell enkät eller författarens föregående enkät

- 82% att det är tekniskt möjligt att överföra samtliga 24 timvärden från samtliga mätare till centralsystemet inom ett dygn.
- 7% att det är möjligt bara för en del av mätarna. Det är framför allt landsbygden som inte verkar klara kraven.
- 7% att överföring av samtliga 24 timvärden från samtliga mätare till centralsystemet inom ett dygn kommer att vara möjligt endast om AMS-systemet byggs ut.
- 4% att det inte kommer att vara möjligt att överföra samtliga 24 timvärden från samtliga mätare till centralsystemet inom ett dygn.

Detta redovisas i figur 2.4:

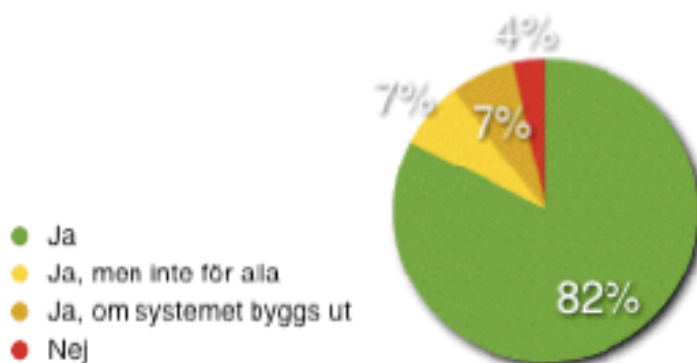


Fig. 2.4: Överföring av samtliga timvärden inom ett dygn – andel bolag

En del av de bolag som angav att det är tekniskt möjligt att överföra samtliga mätvärden inom ett dygn gjorde så med viss tvekan och angav främst störningar inom den PLC-baserade delen av kommunikationsnätverket som ett möjligt riskmoment. Ett bolag svarade t.ex.:

"Enligt systemleverantörerna ska det vara tekniskt möjligt, men vi tror knappast att lösningarna idag klarar det, främst beroende på begränsad kommunikations- och lagringskapacitet."

Medan ett annat bolag svarade:

"Möjligen i teorin men garanterat till 100% så är inte samtliga värden insamlade inom 24h"

Dessa svar har räknats som "ja, om systemet byggs ut". Följdfrågor har skickats till en del nätbolag för att precisera om "ja" betyder att timavräkning är möjligt för alla kunder. I skrivande stund har få svar erhållits. Då systemen ännu inte tagits i fullskalig drift har inget bolag kunnat bekräfta att systemen

klarar av timavräkning i praktiken. Erfarenheterna hittills säger att alla värden inte kommer in i tid.

Om man istället för svarande nätbolag räknar det antal uttagspunkter de representerar får man ett resultat som redovisas i figur 2.5:

- Överföring av samtliga timvärden inom ett dygn kommer att vara möjligt för 52% av uttagspunkterna i Sverige
- För 19% av uttagspunkterna krävs utbyggnad för att alla mätvärden skall kunna överföras inom ett dygn.
- För 6% procent av uttagspunkterna kommer det inte att vara möjligt att överföra samtliga mätvärden inom ett dygn.
- De bolag som inte besvarade frågan representerar 24% av uttagspunkterna.

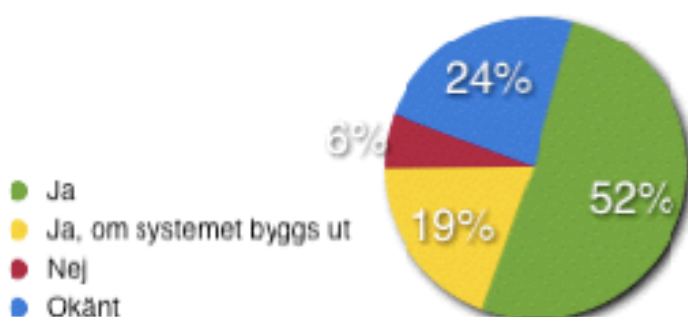


Fig. 2.5: Överföring av samtliga timvärden inom ett dygn – andel uttagspunkter hela Sverige

Fråga 2.3 - Kommer historisk förbrukningsstatistik baserad på timvärden att kunna presenteras för elanvändare?

Syftet med denna fråga var att kartlägga om nätbolagen har stöd för att ta fram detaljerad förbrukningsstatistik baserad på timvärden för enskilda elanvändare. Denna fråga fanns bara i den andra enkäten. Av de 57 nätbolag som har svarat att de har installerat eller planerar att installera mätare som är förberedda för timvärden anger:

- 75% att de kommer att kunna presentera detaljerad förbrukningsstatistik baserad på timvärden för enskilda elanvändare eller att de troligtvis kommer att kunna göra detta i framtiden.
- 18% att de inte kommer att kunna ta fram denna statistik.
- 7% svarar att de inte vet än.

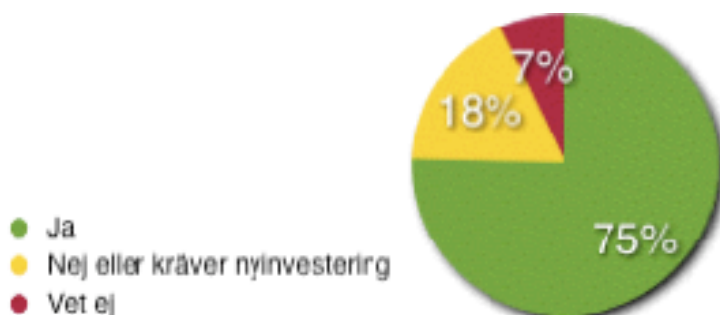


Fig. 2.6: Förbrukningsstatistik baserad på timvärden – andel bolag

Bilden förändras när man tittar på andel uttagspunkter. Detta beror på att två av de tre största nätbolagen inte har utvecklat system för att presentera förbrukningsstatistik baserad på timvärden för hushållskunder.

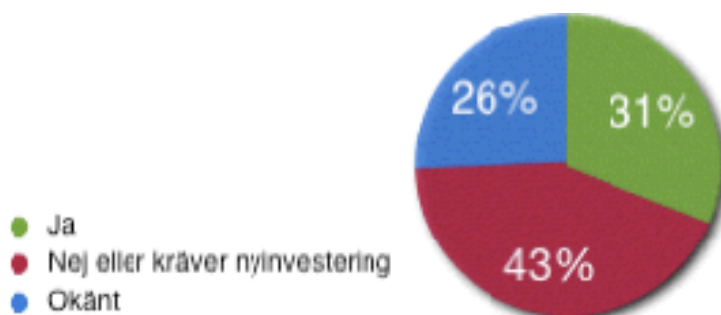


Fig. 2.7: Förbrukningsstatistik baserad på timvärden – andel uttagspunkter, hela Sverige

Fråga 2.4 - Hur kommer förbrukningsstatistik att kunna presenteras för elanvändarna?

Syftet med denna fråga var att kartlägga på vilka sätt som nätbolagen hade tänkt göra förbrukningsstatistik tillgänglig för sina kunder. Tyvärr missförstod ett antal nätbolag frågan och svarade med information om vilken information deras förbrukningsstatistik kommer att innehålla. Av de bolag som inte missförstått frågan fördelade sig svaren på följande sätt (se figur 2.8):

- 71% angav webben som det främsta mediet för att presentera förbrukningsstatistik
- 29% angav att de ännu inte tagit fatta beslut i frågan.

Ett fåtal bolag angav fakturan som ett komplement till presentation via webben.

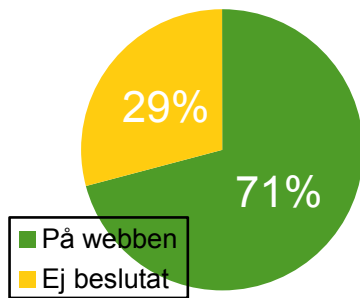


Fig. 2.8: Presentationsmedium för förbrukningsstatistik baserad på timvärden – andel bolag

Fråga 2.5 - Hur pass snabbt efter det att timvärden överförts till centralsystemet kommer de att kunna presenteras för elanvändaren?

Syftet med förbrukningsstatistik är att elanvändare skall få feedback på åtgärder relaterade till elförbrukningen. Ju snabbare man får feedback desto effektivare blir den, så det är intressant att veta hur pass länge elanvändare måste vänta innan de kan se resultatet av sitt agerande vad gäller elförbrukning. Här svarade nätbolagen enligt figur 2.9:

- 13% angav att informationen kommer att kunna presenteras mer eller mindre i realtid.
- 30% angav att förbrukningsstatistik från tidigast föregående dygn kommer att kunna presenteras.
- 21% angav att endast förbrukningsstatistik äldre än ett dygn kommer att kunna presentera.
- 36% angav att inga beslut fattats i denna fråga ännu.

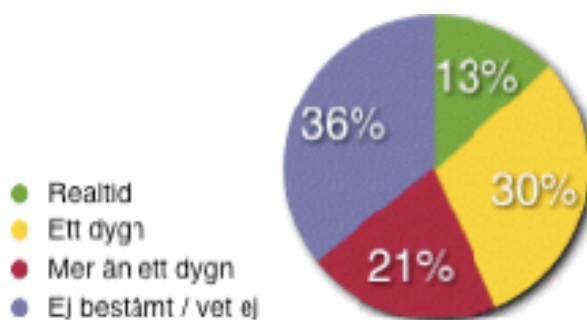


Fig. 2.9: Tidsfördröjning förbrukningsstatistik baserad på timvärden – andel bolag

Fråga 2.6 - Kommer det vara möjligt för samtliga elleverantörer att få tillgång till timvärden för sina kunder?

För att insamlade timvärden skall kunna användas för att exponera slutkunder för spotpriset krävs att timvärden på något sätt görs tillgängliga för elleverantörer. Det är dock inte självklart att nätbolagen kommer att kunna eller vilja tillhandahålla timvärden till elleverantörer som eventuellt vill ha dessa (se figur 2.10):

- 26% kommer att kunna leverera timvärden till elleverantörer.
- 25% kan endast tänka sig att göra detta mot ersättning från elleverantörerna.
- 20% kommer inte att kunna göra detta. Ett av de största nätbolagen finns bland dessa.
- 29% har ännu inte fattat beslut i denna fråga.

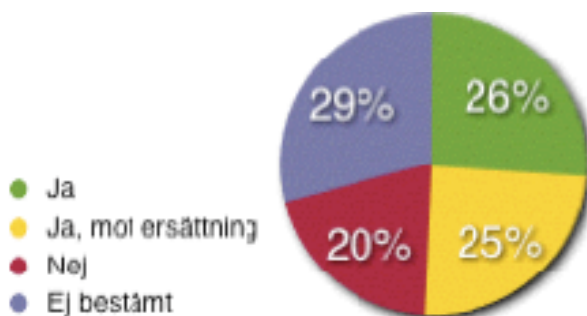


Fig. 2.10: Timvärden till elleverantörer – andel bolag

3. Resultat – Tvåvägskommunikation, laststyrning, samt smarta hem

I detta kapitel redovisas svaren på ett antal frågor relaterade till tvåvägskommunikation. Syftet är att kartlägga om i vilken omfattning de svenska AMR-systemen är förberedda för tjänster som kräver tvåvägskommunikation, exempelvis momentanavläsning eller spridning av information om spotpriser till slutkunder.

Fråga 3.1 - Kommer AMR-systemet att innehålla mätare utrustade för tvåvägskommunikation?

Denna fråga besvarades av 86 nätbolag (54%) som representerar 4.217.569 uttagspunkter (81% av alla uttagspunkter i Sverige) under 63A. Se figur 3.1:

- 64% av nätbolagen angav att samtliga elmätare är utrustade för tvåvägskommunikation
- 14% att endast vissa elmätare klarar av tvåvägskommunikation.
- 22% att deras elmätare inte klarar av tvåvägskommunikation.



Fig. 3.1: Tvåvägskommunikation– andel bolag

Om man istället räknar om efter antalet uttagspunkter i hela landet får man det resultat som redovisas i figur 3.2:

- 73% av uttagspunkterna i landet klarar av tvåvägskommunikation.
- 8% av uttagspunkterna klarar inte av tvåvägskommunikation.
- För 19% av uttagspunkterna är det okänt om de klarar av tvåvägskommunikation eller inte

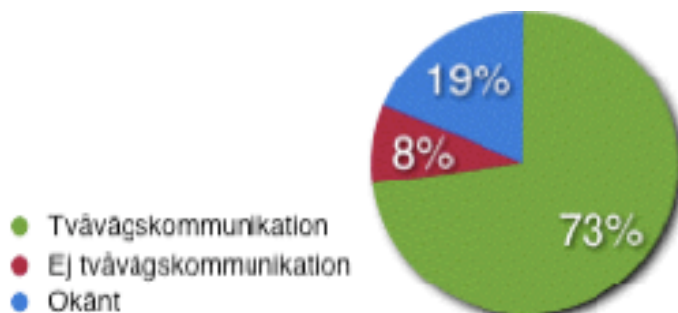


Fig. 3.2: Tvåvägskommunikation– andel uttagspunkter, hela Sverige

Fråga 3.2 - Kommer AMR-systemet att innehålla mätare som kan momentanavläsas?

Ett naturligt användningsområde för tvåvägskommunikation är momentanavläsning – ett förfarande när man från centralt håll initierar en avläsning av en elmätare vid en godtycklig tidpunkt utanför det ordinarie schemat för avläsning och överföring till centralsystemet. Momentanavläsning har setts som en möjlig metod för nätbolag att få fram de mätvärden som behövs då en elanvändare byter elleverantör.

Svaren till denna fråga redovisas i figur 3.3:

- 85% av nätbolagen angav att de klarade av momentanavläsning för samtliga kunder.
- 6% av nätbolagen angav att de klarade av detta endast för vissa kunder.
- 9% av bolagen klarar inte av momentanavläsning.

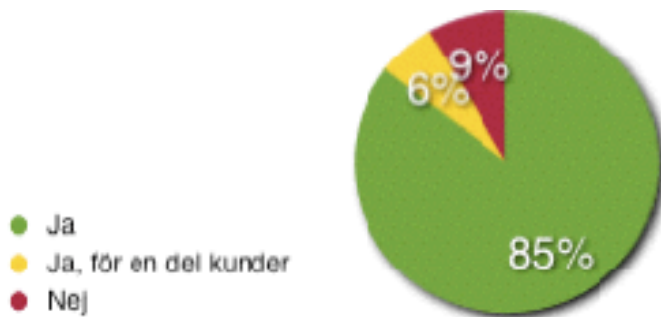


Fig. 3.3: Momentanavläsning – andel bolag

Som synes är det fler nätbolag som säger sig klara av momentanavläsning än nätbolag som säger sig ha elmätare som är utrustade för tvåvägskommunikation. Sju bolag som angav att deras elmätare inte är utrustade för tvåvägskommunikation hävdade att deras system klarar av momentanavläsning.

Denna diskrepans kan förmodligen förklaras av olika tolkningar av vad som egentligen menas med momentanavläsning. För författaren betyder momentanavläsning att en avläsningsorder skickas hela vägen från centralsystem till elmätare men det kan hända att ett antal respondenter istället anser att momentanavläsning är när centralsystemet hämtar mätvärden från koncentratorer vid godtyckliga tidpunkter. Detta kräver bara tvåvägskommunikation mellan centralsystem och koncentrator, inte hela vägen ut till elmätaren.

Om man räknar om svaren efter antalet uttagspunkter i hela landet får man det resultat som visas i figur 3.4:

- 78 % av uttagspunkterna kan momentanavläsas.
- 3 % av uttagspunkterna kan inte momentanavläsas.
- Det är okänt vad som gäller för 19 % av uttagspunkterna.

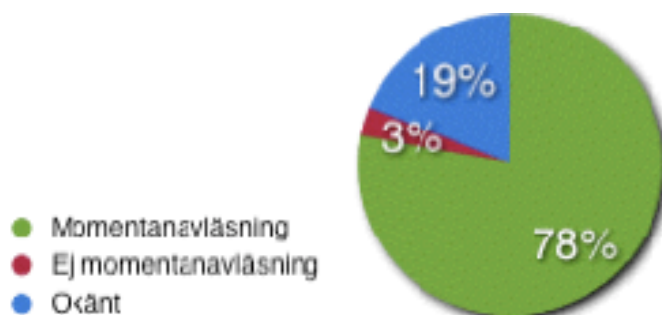


Fig. 3.4: Momentanavläsning– andeluttagspunkter, hela Sverige

Fråga 3.3 - Är det tekniskt möjligt att använda AMR-systemet för att förmedla information om spotpriset till elanvändare?

Fråga 3.4 - På vilka sätt skulle elanvändare kunna bli informerade om spotpriset? Information i mätarens display? Visualisering i hemmet? Smarta apparater som informerar användare att de är dyra att sätta på just nu? Email? SMS? Annat?

Svaren på dessa båda frågor tyder på att nätbolagen inte verkar speciellt intresserade av att använda AMR-systemet för att sprida information om spotpriset till elanvändare. Sex bolag angav visserligen att deras system nog skulle klara av att skicka ut information om spotpris från centralsystem till elmätare men inget bolag verkar anse att detta är en bra metod.

Av de bolag som visade något intresse för detta föredrog alla alternativa kommunikationskanaler till kund. Man kunde tänka sig att publicera spotpriset på en webbplats, eller notifiera kunder med SMS eller e-post. Ett nätbolag ansåg att det inte var något som nätbolag skulle ägna sig åt – det var snarare en uppgift för elhandlare.

Fråga 3.5 - Kommer AMR-systemet att innehålla mätare som gradvis kan strypa elanvändares effektuttag?

Gradvis strypning av effekt för ickebetalande kunder är en välkänd funktion hos italienska Enels AMR-system. Funktionen kan också användas då det råder effektbrist. På denna fråga svarade nätbolagen enligt figur 3.5:

- 33 % av bolagen angav att detta var möjligt.
- 51 % av bolagen svarade att detta inte var möjligt
- 16 % av bolagen svarade inte på frågan.

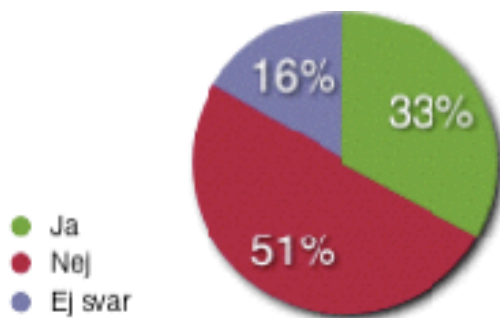


Fig. 3.5: Gradvis strypning av effekt – andel bolag

Intresset för denna funktion verkar inte speciellt stort. Det är oklart om den ens går att använda i Sverige idag givet nuvarande lagstiftning om elkunders rättigheter och skyldigheter.

Om man räknar om svaren efter antalet uttagspunkter i landet får man det resultat som visas i figur 3.6:

- 31 % av uttagspunkterna tillåter gradvis strypning av effekt
- 49 % av uttagspunkterna tillåter inte gradvis strypning av effekt
- För 21 % av uttagspunkterna saknas information

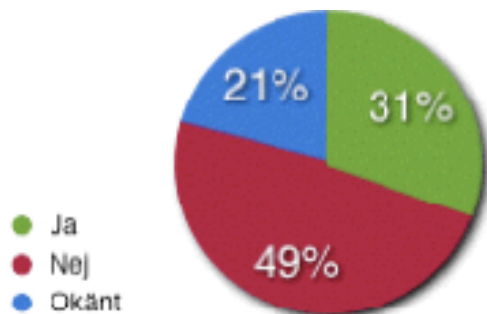


Fig. 3.6: Gradvis strypning av effekt – andel uttagspunkter, hela Sverige

3.6 Kommer AMR-systemet att innehålla mätarterminaler som kan ta emot laststyrningsdirektiv för att slå av eller på last i hemmen?

Denna fråga försöker kartlägga i vilken omfattning AMR-systemen innehåller funktionalitet för att stänga av last vid ansträngda effektsituationer. Här svarade nätbolagen enligt figur 3.7:

- 49 % av bolagen svarade att deras system innehåller funktionalitet för direkt laststyrning
- 8 % av bolagen angav att funktionaliteten finns för vissa kunder

- 31 % av bolagen svarade att deras system inte har denna funktionalitet
- 12 % av bolagen svarade inte på frågan

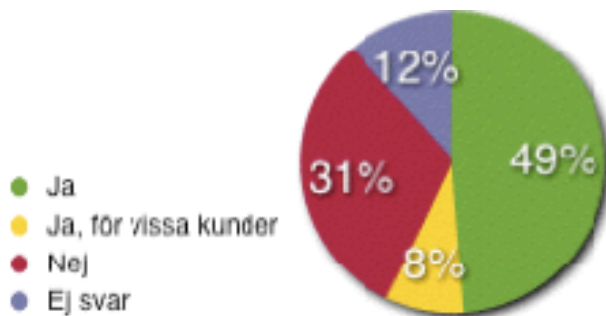


Fig. 3.7: Laststyrning – andel bolag

Ett bolag ansåg att AMR-systemets kommunikationsnätverk inte är tillräckligt tillförlitligt för denna tjänst om PLC används.

"Det är tveksamt om PLC skall användas för denna service. PLC kommunikationen fungerar inte i alla tidsögonblick, vi kan ibland behöva vänta flera timmar innan PLC kommunikationen är tillgänglig."

Om man räknar om svaren efter antalet uttagspunkter i hela landet får man ett approximativt resultat som visas i figur 3.8:

- Laststyrning är möjligt för 60 % av uttagspunkterna.
- Laststyrning är ej möjligt för 19 % av uttagspunkterna
- Det är okänt vad som gäller för 22 % av uttagspunkterna

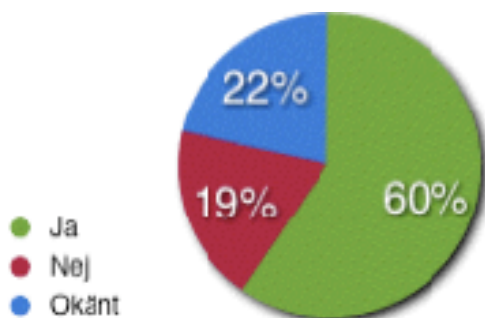


Fig. 3.8: Laststyrning – andel uttagspunkter, hela Sverige

4. Resultat – Tidsdifferentierade och effektbaserade tariffer

Ett syfte med timmätning är att införande av tariffer där slutkunder ser ett pris som varierar med spotpriset för att på detta sätt stimulera dessa kunder att undvika effektuttag under höglastperioder. En liknande effekt kan uppnås med tidsdifferentierade tariffer eller effektbaserade tariffer även om dessa inte är lika kraftfulla som tariffer baserade på spotpriset. Enkäten innehåller därför ett antal frågor som går ut på att kartlägga om några nätbolag satsat på dessa enklare alternativ till timmätning.

Fråga 4.1 - Kommer AMR-systemet att innehålla multipeltariffmätare? Om ja – alla mätare eller endast vissa? Om endast vissa – av vilken anledning?

25 nätbolag svarade inte på denna fråga. Av övriga angav 34 bolag att de inte hade för avsikt att installera multipeltariffmätare hos lågspänningskunder medan 29 bolag angav att de hade för avsikt att installera denna typ av elmätare. Det finns dock en risk att en del av respondenterna i denna grupp om 24 bolag syftade på multipeltariffmätare för högspänningskunder. Ett flertal av de 34 nätbolag som inte har för avsikt att installera multipeltariffmätare påpekade att denna sorts mätare inte behövs när man har timmätning.

Fråga 4.2 - Hur många tariffnivåer kommer multipeltariffmätarna att kunna hantera?

Av de bolag som angivit att de kommer att installera multipeltariffmätare för lågspänningskunder angav 11 bolag att deras mätare kommer att innehålla två räknare, 9 bolag angav fyra räknare, ett bolag angav fem räknare, två bolag angav sex mätare, och resten angav "vet ej" eller svarade inte på frågan.

Fråga 4.3 - Kommer det vara möjligt att (fjärr)konfigurera multipeltariffmätarna?

Ett bolag svarade att konfiguration på plats krävdes för vissa (1500) av deras elmätare. Annars svarade alla bolag med multipeltariffmätare att dessa kommer att kunna fjärrkonfigureras.

Fråga 4.4 - Kommer AMR-systemet att kunna hantera situationer där en kund erbjuds en tidsdifferentierad tariff av nätbolaget och en annan tidsdifferentierad tariff av elleverantören?

Här svarade 27 bolag att detta skulle vara möjligt, 23 bolag att det inte skulle vara möjligt och resten angav att de inte visste eller svarade inte på frågan. Av de bolag som angav att det skulle gå att hantera flera olika tariffer angav de flesta, inklusive de som svarat att de installerat multipeltariffmätare, att detta kräver att timvärden samlas in och görs tillgängliga för elleverantörerna.

Fråga 4.5 - Kommer AMR-systemet att kunna hantera olika tidsdifferenterade tariffer för olika elleverantörer?

Här svarade 25 bolag att detta skulle vara möjligt, 21 bolag att det inte skulle vara möjligt och resten angav att de inte visste eller svarade inte på frågan. Av de bolag som angav att det skulle gå att hantera olika tariffer för olika elleverantörer angav de flesta, inklusive de som svarat att de installerat multiplertariffmätare, att detta kräver att timvärden samlas in och görs tillgängliga för elleverantörerna.

Fråga 4.6 - Kommer AMR-systemet att innehålla mätare som kan mäta effekt?

Här svarade 55 bolag att deras mätare kan mäta effekt medan endast fem bolag angav att detta inte är möjligt. Resterande angav "vet ej" eller svarade inte på frågan. Av de bolag som svarade att deras mätare kan mäta effekt var det flera som påpekade att det som kan mätas är medeleffekten per timma som räknas fram med hjälp av timvärden. Det är oklart om de som svarade nej på frågan menar att deras mätare inte kan mäta momentaneffekt eller varken momentaneffekt eller medeleffekt med hjälp av timvärden.

Fråga 4.7 - Kommer AMR-systemet att innehålla funktionalitet där användare direkt (i realtid) kan se hur deras användande av el påverkar elförbrukning och effektuttag?

De flesta bolag svarade "nej" på denna fråga. 14 bolag besvarade frågan med ett enkelt "ja" medan ett bolag angav att det kommer att få feedback via en webbplats. 9 bolag hänvisade till normal information tillgänglig i elmätarens display. Det är oklart vilken metod de 13 bolag som svarade "ja" hade tänkt sig.

BILAGA 2: Kundnytta - kundkommunikationens syn på timmätning

av Stefan Mellsjö, Art Director, Efternamn & Co

Kundnytta med timmätning

Bättre anpassade prisavtal – Elbolagen kan erbjuda prisavtal som är anpassade till när på dygnet kunder förbrukar el. Bättre anpassade avtal kan leda till lägre kostnad för kunden.

Bättre och tydligare specificerade fakturor – Elbolagen har möjlighet att tala om hur mycket och när på dygnet en kund har köpt. Förstår kunden vad, när och hur mycket den köper så ökar trovärdigheten och förståelsen för elhandlaren.

Möjlighet att se när på dygnet kunden förbrukar elen, och därigenom anpassa sin konsumtion - Visa kunder på ett pedagogiskt sätt när på dygnet de förbrukar el. Det kan exempelvis ske genom en webbsida där kunden loggar in och ser sin förbrukning visad grafiskt. Kunden skulle t.ex. kunna se hur mycket el man förbrukar när man inte är hemma. Det kan bli en väckarklocka för att stänga av elektrisk utrustning, istället för att ha den stående på standby.

Helt nya tjänster – Elbolagen har möjlighet att utveckla helt nya typer av tjänster.

Nackdel med timmätning

Lagring av timvärden kan uppfattas som intrång i den personliga integriteten. T.ex. om polisen får nya möjligheter att övervaka människor i och med att man ser när på dygnet ett hushåll förbrukar el, så går det att kartlägga människors beteendemönster. Det här är en potentiell PR-risk för elbolagen.

Kunder är idag oftast inte i behov av mer information, utan av mindre och bättre anpassad information

Vi möts av 3500 – 5000 kommersiella budskap per dag, beroende på vilken undersökning som man förlitar sig på. Det som är helt klart är, att det än fler budskap än vad vi kan ta till oss. Människan har alltid blivit bombarderad med fler sinnesintryck än vad vi kan processa, så våra hjärnor är utvecklade för att undermedvetet sälla och automatiskt välja ut det som den tror är relevant för oss. Denna typ av urval gör våra hjärnor konstant när vi t.ex. springer, cyklar eller kör bil. Vi agerar utan att registrera.

Eftersom vi har passerat antalet budskap vi kan ta till oss, så blir följden att för varje budskap och argument som tillkommer, så är det något vi inte kommer att se. Utifrån det här kan vi dra slutsatsen att kunder inte vill ha mer information, fastän de efterfrågar det. De vill ha relevant information. Är

en tjänst så komplicerad att kunden behöver be om mer information, bör troligtvis tjänsten paketeras på något annat sätt.

Vill man ta sig igenom bruset gäller det att fatta sig så kort och koncist som möjligt. Helst ska man kunna sammanfatta hela sitt erbjudande i en mening.

Enheterna hästkraft och kW borde i teori vara lika begripliga. Både elektricitet och bilen lanserades i början av 1900-talet och var båda två sådana "killer applications" att de totalt knockade sina konkurrenter och ändrade hela samhället. Säger vi att en bil har en motor med en max-effekt på 100 hästkrafter så har de flesta en känsla av hur mycket det är. Medan säger vi att en bil har en motor med en max effekt på 74,6 kW så ser de flesta ut som frågetecken i ansiktet. Hästkraft har en enkel förklaring som skolbarn lär sig: En hästkraft är den kraft som krävs för att vid jordens yta lyfta 75 kilo en meter rakt upp i luften på en sekund.

En dragning mot trygghet

De flesta känner sig maktlösa då de inte förstår produkter som de måste köpa. En frustration de tar ut genom att anklaga bolaget som levererar tjänsten. Förstår kunden vad och när de köper är de mycket mer villiga att betala.

Tittar vi på branscher som, likt elbranschen, säljer genom "att vrida på en kran" (bredband, mobilt bredband, fast telefoni, mobiltelefoni, gas) där man inte på en gång ser förbrukningen, så har vi sett en dragning mot "flat rate" - kunden betalar ett fast pris per månad och får förbruka så mycket som den vill. Kunden vill på förhand veta hur mycket det kommer att kosta. Oavsett om man utnyttjar full kapacitet eller inte. Oron över att få en stor faktura är ofta större än att betala lite mer. Känslan av att inte vara i kontroll är en av de värsta vi människor vet. Detta försäljningssätt står i motsättning mot önskan att minska vårt energiberoende.

När det gäller lån väljer de flesta fast ränta. Endast ca 35 % av alla privatlån i Sverige har rörlig ränta. Detta trots att det historiskt över tid alltid vart billigare att ha rörlig ränta och de allra flesta är övertygade om att det kommer att fortsätta vara så.

Ett par bolag inom elbranschen har jobbat med utjämnade fakturor. Där har idén varit att dela upp betalningen under året så att man betalar samma belopp alla månader. Vilket flat rate egentligen är. Elbolagens utjämnade fakturor har dock byggt på en uppskattning av individens förbrukning. I slutet av året har det kommit en avstämningsfaktura som är en överraskning. Så orosmomentet har fortfarande varit kvar.

Lansering av nya prismodeller

Vill elbranschen ha ett snabbt genomslag för en ny produkt eller prismodell, så gäller det att den är lätt att kommunicera (= lätt för kunden att förstå) samtidigt som den ger kunden en känsla av trygghet.

Prismodellen spotpris går enkelt att förklara. Nackdelen är att den helt saknar trygghetsaspekten. "Du betalar det aktuella elpriset på den nordiska elbörsen, plus en administrativ avgift till elhandlaren." De flesta människor förstår inte

de bakomliggande orsakerna till varför elpriset går upp eller ner. Eller hur en elbörs fungerar rent tekniskt. Vi är dock så vana att höra om hur index på aktiebörser svänger och att råoljepriset går upp och ner, att vi automatiskt accepterar att även elpriset ändras.

Det är stor skillnad på att förstå och acceptera. För att vi ska *förstå* så måste det gå att förklara. Ju enklare det går att förklara, desto snabbare kan vi ta till oss och förstå. För att vi skall *acceptera* räcker det med inarbetning. Där förhållandet gäller att ju längre tid något har existerat, desto mindre ifrågasätter vi. När vi slutar ifrågasätta så har vi accepterat, även om vi inte förstår.

Ett exempel kan vara prismodellen "Fast pris med returrätt" som Trondheim Energi har lanserat. Enkelt uttryckt kan den beskrivas som att kunden förbinder sig att köpa en bestämd mängd el per månad. Blir förbrukningen högre så betalar kunden spotpris för den el som behöver köpas till. Blir den lägre får hon tillbaka pengar. För konsumenten är detta i praktiken ett lika osäkert sätt att köpa el på som att ha ett fast kilowattimpris kopplat till en uppskattning av hur mycket el man kommer att förbruka under en viss månad.

Exempel: Om en kund som abonnerar på 10 000 kWh per år till ett fast pris förbrukar mer el än avtalat en månad när elen är dyr, och mindre än avtalat en månad när elen är billig, så kan situationen uppstå att han har förbrukat totalt 9 900 kWh på ett år men måste betala mer pengar än det avtalade "fasta priset".

Tittar vi på Trondheim Energis kommunikation av produkten så förmedlar den: "Du vet hur mycket du kommer att betala. Använder du mindre får du tillbaka pengar." Kunden får en upplevd känsla av säkerhet, hur mycket man maximalt kommer att behöva betala, samtidigt som det ger ett incitament att spara energi. Det nämns endast i det finstilta att använder du mer så får du betala extra. Det här är på gränsen av vad som är tillåtet i marknadsföring i Sverige. Skulle ovanstående exempel inträffa är jag övertygad om att elbolaget får förklara sig i TV programmet Plus studio.

Konklusion

Den viktigaste kundnyttan med redovisning av timvärden (webbportal med grafer, bättre fakturor, anpassade prisavtal, etc.) är att kunden kan få en känsla av kontroll över sin förbrukning.

BILAGA 3: Kundnytta med timmätning - internationell utblick

av Andrea Badano

1 - Inledning

I denna bilaga beskrivs internationella satsningar på AMR-system med funktionalitet för timmätning eller multipeltariffmätning. Ett antal regioner/länder beskrivs med avseende på motiv, program, samt utfall. De regioner/länder som kartläggs är USA, Ontario (Kanada), Australien, Frankrike, samt Italien.

2 - Motiv till timmätning eller multipeltariffmätning

De flesta av de utvalda regionerna/länderna har återkommande problem med sin effektförsörjning:

USA

I USA har man främst i Kalifornien haft problem med effektförsörjningen de senaste åren.

Mest omskrivet av dessa är krisen vintern 2000/2001 i Kalifornien [7]. Kalifornien avreglerade marknaden för produktion och handel i början på 90-talet men behöll reglerade priser för slutkonsumenter. Under de första åren efter avregleringen var det högkonjunktur i delstaten och (topp) effektuttaget ökade med 18 % 1993-1998 samtidigt som produktionskapaciteten ökade med endast 0,1 %. Detta gjorde delstaten sårbar för störningar i produktionsledet, något som inträffade vintern 2000/2001. Dessa störningar ledde till kraftigt höjda priser på spotmarknaden vilket ledde till finansiell katastrof för de distributionsbolag som köpte el på spotmarknaden men som var lagligt bundna att sälja den vidare till låga reglerade priser till slutkunder. Då slutkunderna var skyddade från prissvängningarna på spotmarknaden drog dessa inte ned sin konsumtion i situationer då det inte gick att producera tillräckligt med el för att möta efterfrågan. Detta tvingade distributionsbolagen att stänga av elen till vissa områden enligt rullande scheman.

Krisen har sedan länge bedarrat men delstaten är fortfarande sårbar. Det är inte ovanligt att hela 90 % av produktionskapaciteten måste tas i anspråk för att möta efterfrågan [23].

Även resten av USA har liknande problem som främst visar sig i kraftiga prissvängningar på spotmarknaderna. Enligt [31] varierar normalt priset på amerikanska spotmarknader mellan \$20 - \$50 per MWh, men under sommaren kan priset stiga till mellan 10 och 20 gånger genomsnittspriset, och det har hänt att priset överstigit \$5000 per MWh.

Krisen i Kalifornien inträffade under vintern men annars tycks de största problemen uppstå på sommaren då användandet av anläggningar för luftkonditionering går upp kraftigt [17].

Ontario (Kanada)

Ontario avreglerade sin marknad för produktion och handel med el 2002 men behöll reglerade priser för slutkonsumenter [16]. På samma sätt i Kalifornien har detta lett till att efterfrågan ökat mer än tillgången vilket gjort delstaten sårbar för störningar i produktionsledet eller väderlek som drar upp efterfrågan. I Ontario är det sommaren som är den kritiska perioden då användandet av luftkonditioneringsanläggningar leder till effektbrist. Det är vanligt att distributionsbolagen går ut i massmedia och ber konsumenter att dra ner på konsumtionen. Det är även vanligt att man stänger av strömmen i utvalda områden när detta inte hjälper.

Australien

Även Australien har en avreglerad marknad för produktion och handel. Även här växer efterfrågan snabbare än produktionskapaciteten vilket visar sig i kraftiga prissvängningar på spotmarknaden där priserna ibland kan stiga till nivåer som är mer än 100 gånger högre än genomsnittspriset [27]. Det är återigen sommaren som är den kritiska perioden då det varma vädret driver upp användandet av luftkonditioneringsanläggningar.

Frankrike

Frankrike har normalt kapacitet att möta efterfrågan även om en kris inträffade sommaren 2003 då ovanligt höga temperaturer inträffade under en period då 25 % av kärnkraftsverken var stängda för underhåll [25].

Italien

Systemet blir extra ansträngt både under vintern och sommaren. [32].

- - -

Det främsta syftet med satsningar på timmätning eller multipeltariffmätning i de utvalda länderna är att etablera en infrastruktur som möjliggör tariffer som exponerar kunder för de prisvariationer som förekommer på spotmarknaderna för att därigenom få slutkunderna att förändra sina förbrukningsvanor på ett sådant sätt att effekttoppar kapas. Förhoppningen är att om slutkunder ser höga priser när det totala effektuttaget är högt kommer vissa av dem att flytta sin konsumtion till perioder med lägre priser vilket kapar effekttopparna och minskar både prisvolatilitet och risk för överbelastning. Syftat är alltså inte främst att minska den totala elförbrukningen, utan att förskjuta elförbrukningen i tiden så att effektuttaget blir mer jämnt fördelat över tiden.

Utan dessa prissignaler är elanvändarnas kollektiva beteende skadligt för elmarknaden, samhället, och dem själva. När utbudet inte klarar av att möta efterfrågan skenar priserna och riskerna för överbelastning och haverier ökar. Kostnaderna för den produktionskapacitet som krävs för att klara efterfrågetopparna måste i det långa loppet tas från elanvändarna, antingen som konsumenter eller skattebetalare. De kraftverk som tas i drift är dessutom ofta skadliga ur miljösynpunkt. De genomsnittspriser som användarna ser gör det slutligen mycket svårt för nya alternativa energikällor att göra sig gällande på marknaden. Enligt [31]:

Weighted average pricing hasn't taught consumers much about electricity products and choices and, if anything, it has taught them some woeful fictions.

Med rörliga priser måste elanvändare som inte vill betala högt för sin el vidta åtgärder för att undvika att de konsumerar alltför mycket el under perioder då priset är högt. Någon eller något måste reagera när priset stiger och undvika elkonsumtion just då. Antingen är det elanvändaren själv som håller sig informerad om elpriset eller så är det kontrollutrustning hos elanvändaren som tar emot information om priset och automatiskt drar ner eller stänger av last.

De elanvändare som har möjlighet att flytta sitt uttag från höglast till låglast-perioder med lägre priser kan minska sina kostnader för el förutsatt att priserna under låglast-perioder är tillräckligt låga jämfört med genomsnittspriserna. De elanvändare som inte har möjlighet att göra detta kan istället få högre elkostnader jämfört med tidigare.

Traditionellt är det bara mycket stora elkonsumenter som erbjudits rörliga priser eftersom deras bidrag till effekttopparna ansetts tillräckligt stort för att motivera kostnaderna för den mätarinfrastruktur som behövs för att mäta deras förbrukning. Hushållskunder har normalt inte erbjudits rörliga priser eftersom deras förbrukning ansetts för låg för att motivera de kostnader i elmätare och AMR-system som krävs för att mäta deras förbrukning med tillräckligt hög detaljnivå.

På flera håll har det dock uppmärksamats att hushållskundernas kollektiva beteende är viktigt för effekttopparnas storlek. I Kalifornien kan effekttuttaget under toppar hänföras till:

- Belysning och luftkonditionering i kontor - 26 % ([6])
- Luftkonditionering i hushåll - 14 % ([6])
- Användning av torktumlare i hushåll - 2 % ([31])

Hushållskunder är dessutom mycket känsligare för väderlek än andra kunder ([1], [16],[27]). De bidrar starkt till effekttoppar både vid höga temperaturer (luftkonditionering) och låga temperaturer (eluppvärmning).

Hushållskunderna blir intressanta eftersom positiva effekter uppnås även om endast en liten del av effekttuttaget vid topparna flyttas till låglastperioder. Enligt [29] skulle USA:s elkonsumenter spara 23 miljarder \$ per år om 7 % av effekttuttaget flyttas från höglast till låglastperioder.

Besparingarna tillfaller dels del kunder som flyttar sin elkonsumtion till perioder då elpriset är lågt, men även alla andra kunder då minskade prissvängningar på spotmarknaden leder till allmänt lägre priser. Enligt [16] tillfaller endast 20 % av vinsterna de kunder som aktivt flyttar last medan 80 % tillfaller "systemet". Utgående från detta argumenterar man för att kostnaderna för elmätare och AMR-system bör betalas av samhället, inte individen. I [27] argumenterar författaren att rörliga priser är en allmännytta och att därför borde vara obligatoriskt. I [15] hänvisas till studier där man funnit att elanvändare med fasta avgifter ogärna byter till rörliga priser, medan elanvändare med rörliga priser sällan byter till fasta priser även om de har rätt till det. Givet detta argumenterar man för ett system som "utnyttjar" denna trögrörlighet hos kunderna. Man rekommenderar ett system där alla kunder får rörliga priser som standard och endast de kunder som aktivt ansöker om fasta priser får detta.

3 - Tekniska lösning för olika prismodeller

För att kunder skall kunna erbjudas rörliga priser krävs en underliggande infrastrukturer bestående av elmätare och insamlingssystem för mätvärden. Det finns i huvudsak två alternativ:

Timmätning

Mätvärden läses av från mätare en gång per timma eller oftare. Själva insamlingen (överföring från elmätare till centralsystem) behöver inte ske en gång per timma utan kan ske t.ex. en gång per dygn förutsatt att elmätarna kan lagra avlästa värden tills de överförs till centralsystemet. Det viktiga är att mätvärden för varje timma från varje mätare kommer in till centralsystemet inom en rimlig tid. Den engelska termen för dessa mätare är *Interval meter*. Det är inte givet att mätvärden läses av just en gång per timma. I [28] talas det om avläsning en gång per halvtimma. Den vanligaste periodiciteten är dock en timma, antagligen för att detta är den upplösning som används för elpriset på spotmarknader för el.

Multipeltariffmätning

Elmätare har flera register som räknas upp under olika tidsperioder. Man kan t.ex. ha ett register som räknas upp under höglasterperioder, ett som räknas upp under mellanlastperioder, och ett som räknas upp under låglasterperioder. Dessa räknare kan läsas av hur sällan man vill - avläsningsperioden sammanfaller sannolikt med faktureringsperioden. Inte heller behöver man AMR för dessa mätare. I Frankrike läses många av dessa mätare av med handdator. Den engelska termen för dessa mätare är *TOU (Time Of Use)*.

Det finns ett antal olika modeller för rörliga priser. Nedan följer korta beskrivningar av de vanligaste modellerna samt vilka tekniska lösningar (timvärden eller multipeltariffmätning) som krävs för de olika prismodellerna. För ytterligare detaljer hänvisas till [6]. Prismodellerna är:

Real Time Pricing - RTP

Här ändras det pris som slutkunder ser hela tiden, ofta en gång per timma. Detta är den prismodell som är allra mest effektiv i att förmå kunder att flytta sin last från de tidpunkter då effekttoppar inträffar. Kunder får betala mer för exakt den el som konsumeras under höglasterperioder. För att kunder skall kunna reagera på dessa dynamiska prissignaler behöver de få veta vilka priser som gäller vid olika tidpunkter. Här finns flera olika alternativ:

1. Kunderna informeras inte om vad priset blir. Det är först i efterhand när de granskar sin faktura som de kan se vad de betalade under olika tidsperioder. Efter ett tag lär sig kunderna vilka perioder man skall undvika vilket leder till reducerade effekttoppar. Detta alternativ är inte speciellt populärt hos slutkunder.
2. Priset publiceras på en webbplats, i dagstidningar, eller skickas via email eller SMS till slutkunder.
3. Kunderna har installerat utrustning som kan ta emot prisinformationsmeddelanden från elbolaget. Kundens lokala utrustning använder sedan denna information för att fjärrstyra elektriska anordningar. I [17] beskrivs t.ex. en smart termostad som tar emot prissignaler och fjärrstyr luftkonditioneringsanläggningar så att dessa går på lägre varv när priset är högt.

4. Kunderna har installerat utrustning som kan ta emot prisinformationsmeddelanden från elbolaget. Denna utrustning visualiserar sedan priset på något sätt. Detta är den lösning som EDF använder i sitt Tempo-program där en lampa i hemmet ändrar färg beroende på elpriset.
5. I en futuristisk variant av ovanstående propageras prisinformation ända ut till de apparater som förbrukar elen. Dessa apparater har ett gränssnitt där användaren kan se aktuellt elpris. Enligt [31]:

When these technologies come to market, a consumer could well see the real time price of electricity on the door of a microwave oven or clothes dryer, and elect then and there whether to flip the switch or wait fifteen minutes for a better electricity price. What an electricity market would be!

Ett flertal av ovanstående alternativ kräver att priser kommuniceras i förväg för att slutkunder skall få tid på sig att anpassa sitt beteende. Dessa priser är alltså baserade på en prognos om kommande effektuttag. Ett högt pris signalerar t.ex. en förväntad kommande effekttopp. Ju tidigare man skickar ut prisinformationen desto osäkrare blir prognosen. Det ligger därför i elbolagets intresse att skicka ut prisinformationen så sent som möjligt. Ju tidigare man skickar ut prisinformation till kunder desto större blir risken att höga priser inte sammanfaller med effekttoppar. Normalfallet tycks vara att man en viss dag skickar ut information om vilka priser som kommer att gälla under det kommande dygnet.

Denna prismodell kräver timmätning.

Time Of Use - TOU

Med denna modell finns ett antal olika prisnivåer som infaller under olika tidsperioder. Man kan t.ex. ha tre olika prisnivåer där den högsta prisnivån gäller mellan 12:00 och 18:00 under arbetsdagar, den mellersta prisnivån gäller mellan 06:00 och 12:00 under arbetsdagar, och den lägsta prisnivån gäller under alla andra tidsperioder. Priserna i de olika prisnivåerna samt när de gäller sätts i förväg och ändras relativt sällan, vanligtvis ett par gånger per år.

Med denna prismodell kan man förmå kunder att flytta sin elförbrukning från perioder med högt pris till perioder med lågt pris. För att modellen skall vara användbar för att reducera effekttoppar krävs att effekttoppar normalt infaller under de perioder man valt som högprisperioder. Eftersom priser och perioder ändras relativt sällan är risken uppenbar att många effekttoppar inte infaller under de perioder då ett högt pris gäller. Denna prismodell är därför inte lika effektiv som RTP.

Denna prismodell kan hanteras m.h.a. multipeltariffmätning. De elmätare man använder måste ha minst så många räknare som man har prisnivåer. Modellen kan även hanteras av ett timmätningssystem.

Critical Peak Pricing - CPP

Detta är en variation av TOU med ett extra inslag som gör att risken för "missade" effekttoppar minimeras. Man utgår från en vanlig TOU-tariff och lägger till en eller flera extra höga prisnivåer som elbolaget har rätt att införa med kort varsel då man ser att en allvarlig effekttopp (*critical peak*) närmar sig. Vanligtvis finns en kontraktuell begränsning att elbolaget bara får införa ett visst antal av dessa extra höga prisnivåer per år.

I den enklaste varianten är CPP en normal TOU med en extra prisnivå som kan införas när som helst. Priset för denna prisnivå är densamma varje gång den införs. Detta kallas för CPP med *fixt* pris. Man kan även tänka sig en variant där det finns flera olika extra prisnivåer, var och en med ett förutbestämt pris. Ännu mer flexibelt är en variant av CPP där den extra prisnivån har ett pris som varierar från gång till gång. Detta kallas för CPP med *variabelt* pris.

CPP med fixt pris kan hanteras med multipeltariffmätning. Det krävs ett extra register för varje kritisk prisnivå som ingår. Precis som med vanlig TOU kan denna variant av CPP naturligtvis även hanteras med hjälp av timmätning.

CPP med variabelt pris kan däremot inte hanteras med multipeltariffmätning. Man kan tänka sig CPP med variabelt pris som CPP med ett oändligt antal fixa prisnivåer. Eftersom det inte finns några multipeltariffmätare med ett oändligt antal räknare inser man att CPP med variabelt pris kräver timmätning.

Interruptible Demand

Detta är en prismodell där kunder har fast pris men inte garanterad leverans av el. Denna prismodell är en variant av CPP med en normal prisnivå och en kritisk prisnivå med extremt högt pris. Modellen går alltså inte ut på att elbolaget fysiskt kopplar bort kunden vid ansträngda situationer. Istället inträder då ett pris som är så högt att de flesta kunder frivilligt stänger av sina anläggningar.

Eftersom prismodellen är en variant av CPP med fixt pris gäller samma tekniska förutsättningar som ovan: både multipeltariffmätning och timmätning kan användas.

Buy back

Denna prismodell går ut på att elbolaget vid ansträngda situationer kontaktar utvalda kunder och erbjuder dem någon sorts finansiell ersättning om de omedelbart drar ned på sin konsumtion [27]. För att denna modell skall kunna tillämpas krävs:

1. Ett sätt att identifiera de kunder som är lämpliga att delta i programmet.
2. Information om vad dessa kunders normalförbrukning är.
3. Möjlighet att upptäcka om deras förbrukning under den kritiska perioden avviker på ett positivt sätt från normalförbrukningen. Endast om så är fallet har kunden rätt till ersättningen.

Denna modell kräver timmätning. Dels måste elbolaget ha tillgång till detaljerad information om kundernas historiska förbrukning, både för att identifiera potentiella deltagare i programmet och för att etablera vad deras normalförbrukning är. Dessutom måste elbolaget kunna läsa av kundens förbrukning under den kritiska perioden för att se om kunden anpassade sin förbrukning på ett positivt sätt under denna period.

Olika varianter av denna modell ställer olika krav på hur pass snabbt timvärden överförs från elmätare till centralsystem. Om timvärden överförs så snabbt att elbolaget i realtid kan se vad olika kunder förbrukar kan man identifiera potentiella deltagare baserat på vad dessa konsumerar just nu. Om timvärden överförs långsammare kan man endast identifiera potentiella deltagare baserat på en statistisk analys av deras historiska beteende.

4 - Olika användningsområden för timvärden

I föregående kapitel beskrevs ett antal olika prismodeller där timmätning kan användas. I ett antal av dessa är dessutom timmätning det enda alternativet. Dessutom framkom att timvärden har ett antal olika användningsområden. Nedan följer ett antal olika användningsområden för timvärden som beskrivits i litteraturen:

Fakturerering

Det uppenbara användningsområdet - för att kunna fakturera kunder med rörliga priser krävs information om hur mycket kunderna konsumerat vid olika tidpunkter.

Information till kund

Flera författare (exempelvis [6]) påpekar att det är viktigt att kunder får tillgång till detaljerad information om sin historiska förbrukning samt vad det kostade. Detta är det bästa sättet för kunder att lära sig vad olika beteenden med avseende på elförbrukning egentligen kostar. Det är viktigt att kunder får tillgång till information som ligger relativt nära i tiden för att underlätta för dem att koppla ihop sina handlingar med utfallet vad gäller förbrukning och kostnad. Det är lättare att komma ihåg vilken maskin man använde för två dagar sedan än för sex veckor sedan.

Hitta kandidater

I [27] beskrivs ett "buy-back" program där man använder timvärden för att identifiera kunder som är lämpliga deltagare i programmet. Författaren ser helst att timvärden samlas in så snabbt att man kan välja deltagare baserat på vad dessa konsumerar just nu, men kan även tänka sig ett system där potentiella deltagare väljs ut baserat på information om historisk förbrukning.

Bestraffa syndarna

I [7] beskrivs ett förfarande där även kunder med fasta priser får betala mer om de bidrar starkt till effekttoppar. Man installerar timmättare hos alla kunder och läser av och samlar in timvärden för alla kunder. Sedan analyserar man de insamlade mätvärdena för att identifiera de kunder som bidrar starkt till effekttoppar och de kunder som konsumerar mest under andra perioder. När det är dags för en kund att omförhandla den fasta avgiften kan elbolaget erbjuda en hög fast avgift till de kunder som bidrar starkt till effekttoppar och ett lägre fast pris till de kunder som inte bidrar till att förstärka effekttopparna. Detta förfarande kräver naturligtvis godkännande från myndigheter i de fall när priset till slutkund är reglerat.

Etablera normalnivåer

I [6] beskrivs hur buy-back program fungerar. I dessa program ersätts deltagande kunder om deras faktiska förbrukning under en kritisk period avviker på ett positivt sätt från normalnivåer. För att detta skall fungera krävs att det finns detaljerad information om historisk förbrukning så att det går att beräkna vad som är normala nivåer.

Kapacitetsplanering

Om man samlar in timvärden från samtliga kunder och sparar dessa kan man använda denna information som ett detaljerat underlag för sin kapacitetsplanering. I [8] beskrivs ett pilotprogram där ett företag genomförde ett mycket omfattande pilotprogram med timmätning. Efter ett par år beslutade man att

avsluta programmet där kunder erbjöds rörliga priser. Man fortsatte dock att samla in timvärden för alla kunder och använde dessa timvärden för sin kapacitetsplanering.

Systemplanering

En systemoperatör skulle kunna använda insamlade timvärden tillsammans med information om vilka kunder som har rörliga priser för sin systemplanering. Om man samlar in denna information under en längre period kan man lära sig hur kundkollektivet vanligtvis reagerar på prissignaler. När man känner sig relativt säker på att kunder faktiskt reagerar i en viss omfattning på en viss prissignal kan man använda denna kunskap i sin systemplanering. Eftersom man aldrig har någon garanti på att kunder reagerar på en prissignal måste detta förfarande naturligtvis kompletteras med traditionella metoder för att garantera stabilitet i systemet.

5 - Sammanfattning av satsningar i olika regioner/länder

Detta kapitel innehåller en kort översikt över de satsningar på timmätning eller multipeltariffmätning som gjorts eller planeras i de studerade länderna:

USA

Efter krisen i Kalifornien vintern 2000/2001 har flera aktörer pläderat för teknik som möjliggör införande av rörliga priser till slutkunder. Flera elbolag har på egen hand investerat i timmätning och multipeltariffmätning. Lagstiftning som skulle göra detta obligatoriskt finns inte, däremot finns en skrivelse i *Energy Policy Act 2005* ([35]) som kräver att alla elbolag skall kunna erbjuda rörliga priser till de kunder som vill ha det inte senare än 18 månader efter augusti 2005 då lagen antogs.

Ontario (Kanada)

Myndigheterna i Ontario har beslutat om ett program där de 800.000 största kunderna får timmätning 2007 och alla delstatens elkonsumenter blir timmätta senast 2010 [38].

Australien

I Australien finns inget nationellt program för timmätning eller multipeltariffmätning. Initiativ pågår i ett antal delstater. Delstaten Victoria har det mest ambitiösa programmet. Man siktar på att ha timmätare installerade hos samtliga kunder tills 2012 [28].

Frankrike

Den franska energimyndigheten CRE (Commission de Régulation de l'Energie) har uttryckt oro¹² för att den franska elmätarparken inte kommer att klara av de krav som kommer att ställas när elmarknaden öppnas för hushållskunder i juli 2007. Bl.a. ifrågasätts informationen om den faktiska förbrukningen till slutkunderna, och alternativ-leverantörernas möjligheter att erbjuda differentierade tariffer. EDF har fått i uppdrag att inom loppet av 2006 komma med

¹² Presskonferens 21/02/2006, L'évolution souhaitable des dispositifs de comptage sur les réseaux publics d'électricité

tekniska lösningar för att erbjuda alternativ-leverantörerna möjligheten att erbjuda Tempo-tariffer. CRE ser detta som ett första steg, men konstaterar att det ger inte alternativ-leverantörer möjligheter att erbjuda egenkonstruerade tidsdifferentierade tariffer. Tidsdifferentierade tariffer anses vara mycket viktiga ur samhällets perspektiv.

I slutet av mars 2006 lämnade en konsumentkommitté in en preliminär rapport¹³ där man försöker kartlägga om nya mätare behövs ur elkonsumenternas perspektiv. Konsumentkommittén drar som slutsats att en mycket noggrann teknisk/ekonomisk analys krävs för att bestämma om det är motiverat att börja byta ut hela den franska elmätarparken. De har tittat bl.a. på de italienska och svenska satsningarna och konstaterat att Frankrike inte har lika mycket att vinna på att byta ut alla elmätare som dessa länder, varken tekniskt eller ekonomiskt.

Italien

Den italienska energimyndigheten "Autorità per l'energia elettrica e il gas" (AEEG) lade 26 juli 2006 upp ett konsultationsdokument [\[1\]](#) i vilket de redovisar ett stort antal potentiella framtida krav på AMM-system. Minimikraven för AMM-system publicerades i december 2006.

6 – Exempel: USA - Washington - Puget Sound Energy

I [\[8\]](#) beskrivs ett storskaligt pilotprojekt som genomfördes 2001-2003 av elbolaget Puget Sound Energy (PSE) i delstaten Washington i nordvästra USA.

Den kris som drabbade Kalifornien vintern 2000/2001 drabbade även andra delstater i västra USA och PSE hade allvarliga problem som liknade de som de kaliforniska elbolagen drabbades av. Bolaget kunde inte tillfredsställa sina kunders efterfrågan under effekttoppar och blev tvunget att köpa mycket dyrbar el på spotmarknaden samtidigt som man var tvungen att sälja elen vidare till låga reglerade priser till sina slutkunder. Detta åsamkade mycket kännbara ekonomiska förluster,

Istället för att bygga nya dyrbara produktionsanläggningar för att möta den ökade efterfrågan beslöt man att istället försöka kapa effekttopparna. Man ansökte om tillstånd hos delstatens energimyndighet att få genomföra en pilotstudie där ett antal kunder gavs TOU-tariffer. Syftet var att undersöka om detta fick kunderna att skifta sitt effektuttag från höglast till låglast-perioder.

Man byggde ett AMR-system med timmätning för 900.000 slutkunder. Man modifierade även sitt faktureringsystem så att detta kunde använda de insamlade mätvärdena för att fakturera kunder efter en TOU-tariff. Man tog också fram en internet-baserad tjänst där kunder kunde se sin elförbrukning.

I programmet deltog 500.000 timmätta kunder som delades in i tre grupper

1. 300.000 kunder fakturerades enligt TOU-tariffen. På webbplatsen fick de tillgång till information om sin elförbrukning med timupplösning.
2. 100.000 kunder gick kvar på ett fast pris men fick tillgång till information om sin elförbrukning med timupplösning.

¹³ Enjeu clients lies au systeme de Comptage

3. 100.000 kunder gick kvar på ett fast pris och kunde endast se information om sin elförbrukning med månadsupplösning.

Utfallet av detta experiment blev:

- Effekttopparna kapades genomsnittligt med 4 %.
- Ett antal av kunderna i den andra gruppen flyttade sitt effektuttag från höglast till låglast även om de inte tjänade något på detta.
- När effekten av krisen under vintern 2000/20001 bedarrat sjönk priserna på spotmarknaden och skillnaderna mellan de olika prisnivåerna i TOU-tariffen minskade vilket medförde att många kunder inte längre reagerade på prissignalerna. På grund av detta lades programmet ner 2003.

Idag betalar alla kunder återigen ett fast pris men PSE har behållit sitt AMR-system. Man använder idag systemet för att samla in mätvärden som används för att ta fram detaljerade underlag för företagets kapacitetsplanering. Man har heller inte uteslutit möjligheten att återinföra rörliga priser om förhållandena på elmarknaden återigen förvärras.

7 – Exempel: USA - California Statewide Pricing Pilot

Detta kapitel beskriver en pilotstudie vid namn "California Statewide Pricing Pilot" [\[17\]](#) som genomfördes i Kalifornien somrarna 2003-2005. Syftet var att undersöka hur hushållskunder och små kommersiella och industriella kunder reagerar på rörliga priser.

I studien testades ett antal olika prismodeller:

Time Of Use - TOU

En enkel tidsdifferentierad tariff med två olika prisnivåer. Den högsta prisnivån gällde mellan 14:00 och 19:00 alla dagar. Prisnivåerna varierade säsongsvis.

Critical Peak Pricing Fixed - CPP-F

TOU 350 dagar per år. Under de resterande 15 dagarna gällde ett mycket högre pris mellan 14:00 och 19:00. Kunder blev informerade om kritiska dagar en dag i förväg.

Critical Peak Pricing Variable - CPP-V

Liknar CPP-F men kritiska perioder kunde införas med mycket kortare varsel (fyra timmar). Längden på den kritiska perioden varierade mellan 1-5 timmar, men den inföll alltid mellan 14:00 och 19:00. Deltagande kunder erbjöds (gratis) utrustning som med automatik stänger minskar effektuttaget under kritiska perioder.

Dessa prismodeller lades ovanpå en ökande blocktariff med fem olika nivåer. En blocktariff delar upp totalförbrukningen i ett antal olika block. Ett pris råder för det första blocket, ett annat för nästa block, o.s.v. Med en *ökande* blocktariff betalar man ett lågt pris för det första blocket och gradvis ökande priser för de andra blocken. Syftet är att kunna erbjuda fattiga kunder ett rimligt pris för grundläggande förbrukning samtidigt som man tar mer betalt av rika kunder för "överkonsumtion".

Några av studiens slutsatser är:

- Ju större prisdifferens mellan hög och låglast desto större reduktion av effektuttag. CPP-V kunder reagerade starkast, därefter CPP-F kunder, följt av TOU kunder. Kunder utan några som helst ekonomiska incitament reagerade inte alls.
- Användning av luftkonditionering är den största enskilda komponenten av kunderna effektuttag under effekttoppar. Ju varmare klimat desto större reduktion.
- Total energiförbrukning påverkades inte
- Perioder med flera varma dagar i rad påverkade inte CPP-kundernas förmåga att reducera sitt effektuttag.
- Kunder som installerat utrustning som reagerar automatiskt på prissignaler reagerade starkare på signalerna.
- Kunder förstod prismodellerna trots deras komplexitet: *"Never underestimate the value of refrigerator magnets"*
- Kunderna gillade prismodellerna. 82 % av kunderna med CPP-F var positivt inställda till att fortsätta med CPP-F även efter det att studien avslutats. Motsvarande siffror för CPP-V och TOU var 76 % och 72 %.

8 – Exempel: USA - Florida - Gulf Power Residential Service - Variable Price Option

I [6] beskrivs ett pilotprogram som genomförs av Gulf Power i Florida i USA. År 2001 hade programmet tusentals deltagande kunder och bolaget hade som mål 40.000 deltagande kunder inom en tioårsperiod.

Deltagande kunder erbjuds en CPP-F modell med tre normala prisnivåer en och kritisk period med extra högt pris ([18]) :

Låg	1,785¢ / kWh
Mellan	3,021¢ / kWh
Hög	7,598¢ / kWh
Kritisk	28,500¢ / kWh

Företaget använder inte timmätning. Istället används multipeltariffmätare med fyra register samt ett AMR-system med tvåvägskommunikation.

Signaler skickas från centralsystem till elmätare när en kritisk period påbörjas eller avslutas. Dessa signaler går även till en kontrollpanel som monteras i kundens hem. Kontrollpanelen har ett externt gränssnitt som visar vilken prisnivå som är aktuell. Kontrollpanelen kan även fjärrstyra elektriska anläggningar i hemmet för automatisk respons på prissignaler. Exakt hur kontrollpanelen reagerar på prissignaler bestäms av kunden som kan programmera panelen.

9 – Exempel: Australien- New South Wales - Country Energy - Pilot

I [28] beskrivs en liten pilotstudie som genomförs av Country Energy i New South Wales i Australien. Studien påbörjades 2004 och omfattar 150 kunder.

Bolaget har installerat ett AMR-system hos deltagande kunder och erbjuder dessa en TOU prismodell med tre olika nivåer. Det är oklart om det är timmätare eller multipeltariffmätare som används. AMR-systemet verkar dock vara tvåvägsriktat då systemet även innehåller en lampa monterad i hemmet vars färg signalerar aktuellt pris.

Preliminära resultat visar att total elförbrukning gick ned med 5 % och effekt-toppar kapades med 30 %.

10 – Exempel: Frankrike - EDF - Tempo

Frankrike har ungefär 33 miljoner lågspänningskunder som abonnerar på mindre än 36kW och för vilka bara förbrukning mäts. Elmätarparken består av:

- 25 miljoner elektromekaniska mätare med 1 eller 2 register.
- 8 miljoner digitala elmätare med 1 till 6 register.

6,5 miljoner av de digitala mätarna avläses med hjälp av handdatorer¹⁴ (Euridis-protokollet - se nedan). Detta sker förhållandevis snabbt tack vare att alla mätare i ett hus är kopplade till en buss. Det förekommer fjärravläsning via det klassiska telenätet men bara för större kunder (250kW). Sedan 1996 installerar alla nätbolag bara digitala elmätare som läses av med handdatorer. Undantag görs för mätare som går sönder i vissa äldre byggnader eftersom dragning av bussen kan bli för dyrt. De elektromekaniska mätare läses av manuellt en och en. Kunderna har också möjligheten att själva rapportera mätarställningen.

Enligt lagen måste elmätarna läsas av minst två gånger per år. Fakturering sker varannan månad, vilket innebär att man får två fakturor baserad på preliminärdebitering, följt av en tredje då en avstämning görs.

Det som utmärker Frankrike är att ambitionen att införa DSM ("mDemand Side Management) för hushållskunder har funnits länge och har resulterat i flera konkreta åtgärder. EDF använder DSM för att minska både effektuttag och total elförbrukning.

DSM har blivit ännu mer aktuellt i samband med införandet av vita certifikat. EDF måste se till att dess kunder minskar sin elförbrukning med 30 TWh på tre år fram till 30 juni 2009. Ett av EDFs fjorton långsiktiga FoU-program handlar om att hitta lösningar för att hjälpa hushållskunder att ta kontroll över sina elkostnader. I detta ingår DSM.

För att fastslå vilket regelverk som skall gälla för AMM i framtiden har den franska energimyndigheten "Commission de régulation de l'énergie" (CRE)

¹⁴ téléreport

beställt teknoekonomiska studier [40] av vad som händer i övriga världen samt analyser av vilken nivå av funktionalitet som kommer att vara mest lämplig för Frankrike 2020-2025 då det franska elmätarparken förväntas vara utbytt. Man ser framför sig en elmarknad där reduktion av koldioxidutsläpp blir viktigare, där oljan blir dyrare, där stora investeringar i näten behöver göras, samt där minskningar av toppar i effektuttaget blir allt mer angelägna.

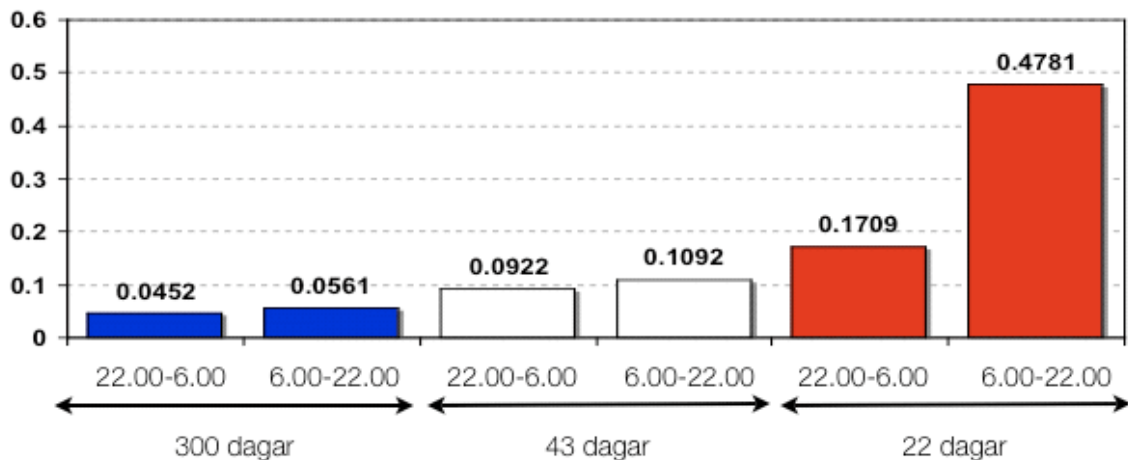
Studierna har kommit fram till att det är de mest avancerade AMM-systemen som gynnar konsumenten mest. För nätbolag och elleverantörer anses inte fördelarna med AMM-system vara lika signifikanta. För nätbolagen är det system med mellan-funktionalitet som är bäst ur ekonomisk synpunkt, detta trots att extra funktionalitet kostar mycket lite (det skilde bara 7% i pris mellan tre studerade scenarier innehållande system med olika grader av funktionalitet). Ur konsumentens perspektiv anses bl.a. mer information om den egna konsumtionen, tidsdifferentierade tariffer, samt möjligheten att automatiskt styra elapparater i hemmet beroende på elpriset eller effektsituation som obligatorisk funktionalitet.

Det poängteras också hur viktigt det är att alla elleverantörer får tillgång till konsumenternas belastningskurva. I det gynnsammaste scenariot är belastningskurvans upplösning 5-10 minuter och mätvärden skickas dagligen till centralsystemet eller till elleverantörer. Om bara standardiserade kommunikationsprotokoll används blir det lättare för elleverantörer eller andra auktoriserade företag att få tillgång till mätvärden då de kan själva läsa av mätaren eller ta emot mätdata om de har konsumentens tillåtelse. CRE har sagt att bara öppna kommunikationsprotokoll kommer att tillåtas i Frankrike.

Med även utan AMM har EDF satsat på visualisering. Sedan 1996 erbjuder EDF alla hushållskunder som abonnerar på 9kW eller mer en tariff som kallas *Tempo*. En digitalelmätare är ett krav för att kunna välja Tempo. Elmätarna är tillverkade efter EDF:s specifikationer. EDF har utvecklat egna protokoll och meddelandeformat som senare har blivit IEC standarder.

Med Tempo är året indelat i 22 röda dagar då kWh priset är mycket högt, 43 vita dagar då kWh priset är ganska högt, samt 300 blå dagar då priset är som billigast. Elpriset är också billigare mellan 22:00 och 06:00 oberoende av färgen på dagen. Det finns alltså 6 olika elprisnivåer (se figuren nedan med aktuella priser, maj 2007) .

Det som är innovativt med Tempo är visualiseringen av elpriset. Om en dag skall vara röd, vit eller blå bestäms av EDF kl. 20:00 dagen innan beroende på den rådande situationen. Med tecknandet av Tempotariffen följer en liten dosa som kopplas i ett vanligt eluttag. I dosans display syns dagens färg plus nästa dags sannolika färg från kl. 16:30 och slutgiltiga färg från kl. 20:00. Informationen skickas till dosan via PLC.



Information om färg finns också tillgänglig på Internet och på elmätaren. El-användarna ges alltså möjligheten att anpassa sin elförbrukning efter det elpris som råder.

Det finns även en möjlighet till direkt laststyrning. Varmvattenberedare kopplas till elmätaren via en specialingång i elmätaren, ECS. Tillgänglig mängd varmvatten kan regleras, t.ex. reduceras röda dagar. Det finns åtta olika program för att reglera värmen i dosan, beroende på hur mycket man vill spara och hur varmt man vill ha hemma. Värmen kopplas till mätaren via Chauffage-ingången.



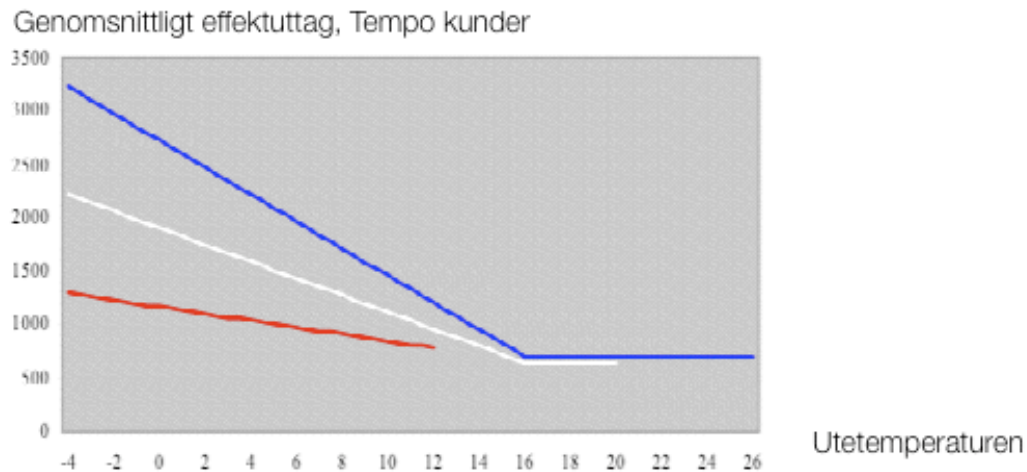
Uppgifter presenteras om:

Dagens färg
 Morgondagens färg
 Förbrukning, blåa dagar, låglasttid
 Förbrukning, blåa dagar, höglasttid
 Förbrukning, vita dagar, låglasttid
 Förbrukning, vita dagar, höglasttid
 Förbrukning, röda dagar, låglasttid
 Förbrukning, röda dagar, höglasttid
 Program varmvatten 1
 Program varmvatten 2
 Program varmvatten 3
 Program värme 1
 Program värme 2
 .
 Program värme 7



Vid utgången av 2004 hade 400.000 kunder valt Tempo-tariffen. 90% av kunderna var då nöjda eller mycket nöjda med Tempo. I genomsnitt sjönk kundernas elräkning med 10 %. Många röda dagar i rad var dock inte populärt.

Effektuttaget sjunker markant under de röda dagarna, se nedan:



Källa: EDF

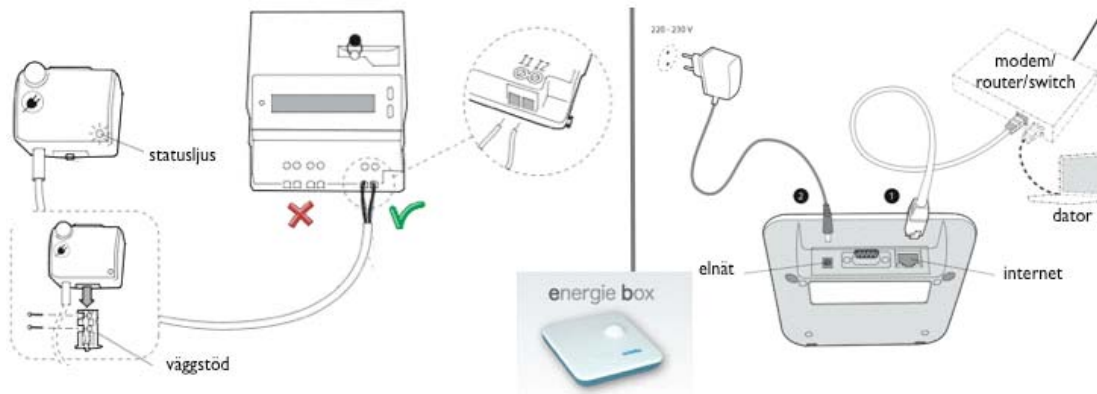
Tredje ingången i de franska digitala elmätare kallas "téléinformation" och möjliggör smarta-hem-tjänster. EDF grundade 2005 *Edelia*, ett företag som erbjuder smarta hem tjänster till hushållskunder och småföretag.

Edelia erbjuder tre olika sorters tjänster:

1. "Ta kontroll över din förbrukning": Gäller el, gas och vatten. El-tjänsten innebär att slutkunden via sin egen dator kan se hur mycket el som har konsumerats under den aktuella faktureringsperioden i både euro och kWh samt under vilka dagar konsumtionen varit högst. Ett larm kan också skickas (email, telefon, SMS) om förbrukning i euro har överstigit en gräns satt av kunden. El-tjänsten förutsätter att man har en digital mätare med utgångar för smarta hem tjänster (standard i Frankrike).

Till smarta-hem utgången kopplas en radiosändare som samlar tariff och förbrukningsinformation. Installationen tar ungefär två minuter och görs av kunden själv. Inne i lägenhet/villan kopplas en "Energie Box Edelia" till en vanlig elkontakt samt till ett modem/router/switch/hub. Boxen finns i tre varianter: Ethernet, PSTN och GSM/GPRS. Boxen tar emot informationen från radiosändaren (EN 13757-4), sparar den och skickar den vidare till Edelia.

Nedanstående bild illustrerar detta för el (gas- och vattentjänsterna är likartade, med radiosändare i mätarna som kommunicerar med boxen):



2. Larmtjänst: Ett 24h/24 larmsystem kopplas till boxen som rapporterar till ett utryckningsföretag.

3. Värmereglering: Denna tjänst är ny för 2007 och innebär att ett optimalt värmeprogram anpassad till kundens livsstil tas fram av Edelia. Värmen kan regleras via Internet.

11 - Exempel:- Italien - ENEL

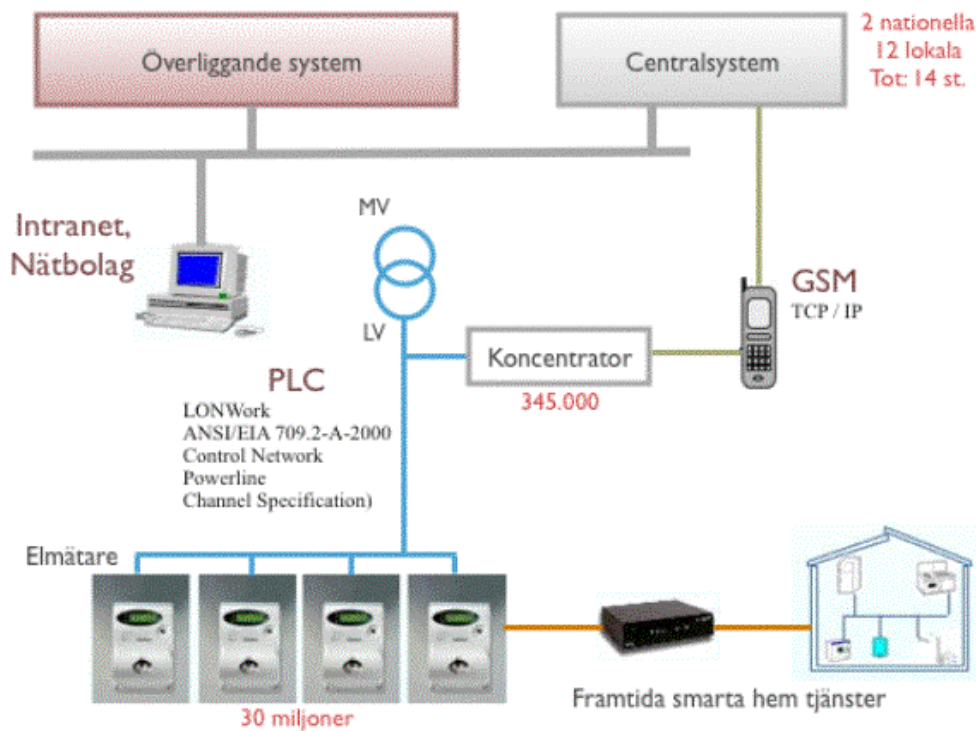
Enel Distribuzione, Italiens största nätbolag med 85% av alla hushållskunder beslutade i början av 2000-talet att satsa på AMM för att kunna möta konkurrensen inför elmarknadens öppnande i juli 2007. Bytet av alla 30 miljoner mätare påbörjades i januari 2002 och är till största delen klar (hösten 2007).

Nedanstående figur visar hur en elmätare ser ut samt vad för sorts information den visar:

- **Kundnummer**
- **Aktuell tariff T2 eller T3:**
högkostnads- resp lågkostnadsperiod
- **Momentaneffekt = 003,2 (kW):**
beräknas och uppdateras varannan minut
- **A3 Avläsning = 000985 (kWh):**
förbrukning hittills under aktuell faktureringsperiod, pss A2
- **P3 Max. uttaget effekt = 003,3 (kW):**
hittills under aktuell faktureringsperiod, pss P2
- Förbrukning och max uttaget effekt för föregående faktureringsperiod
- Datum, tid, telefon kundservice, typ av kontrakt



ENELs system består av fyra nivåer: På den högsta finns ett centralt överliggande system, under detta finns 14 kommunikationscentraler som är kopplade till 345.000 koncentratorer via ett GSM-nät. Slutligen är koncentratorerna kopplade till 30 miljoner mätare via PLC (LonWorks). Nedanstående figur beskriver arkitekturen:



Följande information skickas från mätare till centralsystem:

- Information om el-kvalitén, d.v.s. spänningsvariationer, avbrott
- Förbrukningsinformation
- Drift- och underhållsinformation (mätarstatus)

Följande information skickas från centralsystem till mätare:

- Tariff- och kontraktinformation
- Kontroll av strömtillförsel
- Mjukvaruuppgraderingar
- Styrsignaler för smarta hem

För kunderna har införandet av Telegestore inneburit att de kan faktureras efter faktiskt förbrukning samt att de ges möjlighet att sänka sina kostnader genom att välja tidsdifferentierade tariffer. Fram tills 2007-07-01 hade 5 % av alla kunder (1.500.000 hushåll) valt någon form av tidsdifferentierad tariff.

Italiens regering och den italienska energimyndigheten "Autorità per l'energia elettrica ed il Gas" (AEEG) ställde sig båda positiva till beslutet då de såg stora fördelar för samhället, som t.ex. möjligheten till laststyrning. ENELs utformning av Telegestore gav dock AEEG ett begränsat manövreringsutrymme för att utforma regelverket. ENEL hade t.ex. valt egna lösningar för kommunikation mellan mätare och koncentratorer samt mellan koncentratorer och centralsystem istället för standardiserade kommunikationsprotokoll som t.ex. DLMS. Detta leder till minskad interoperabilitet och kan tänkas vara ett strategiskt val av ENEL för att försvåra för företagets konkurrenter. Utformningen av regelverket försvårades ytterligare av det faktum att ett antal andra stora nätbolag också hade börjat införa AMM för sina kunder.

AEEG detaljstuderade de olika lösningar som redan fanns och publicerade 2006-07-26 ett konsultationsdokument med funktionella minimikrav för AMM-system. Dokumentet innehöll även krav på i vilken omfattning som AMM skulle införas under perioden 2008-2011 med krav på att 95 % av alla uttagspunkter skulle vara anslutna till AMM-system år 2011. Efter en tre månader lång remissperiod publicerades minimikraven 2006-12-20.

Inför avregleringen av elmarknaden för hushållskunder 2007-07-01 rådde ett läge där en del av de nätbolag som investerat i AMM samlade in mätvärden som kunde användas för tidsdifferentierade tariffer. Men olika nätbolag hade valt olika tariffstrukturer (antal prisnivåer samt när de olika prisnivåerna gäller). Vidare saknades enhetliga rutiner för utbyte av mätvärden mellan nätbolag och elleverantörer.

AEEG ansåg att detta skulle leda till en situation där det skulle bli mycket svårt för elkonsumenter att välja mellan olika elleverantörers erbjudanden. Man ansåg även att alla elkonsumenter borde få tillgång till samma sorts tidsdifferentierade tariffer. Man började därför planera för en nationell tariffstruktur och stoppade alla avvikande tariffer under en tremånaders period. Nätbolagen ombads programmera om alla digitala elmätare så att vardagar 8:00 till 19:00 skulle gälla som högprisperiod i hela landet, Man arbetar även vidare med verktyg för att hjälpa elkonsumenter att jämföra olika alternativ.

Italienska hushåll kan välja om de vill gå över till den avreglerade marknaden eller fortsätta köpa el från det lokala nätbolaget till de priser som fastställs varje kvartal av AEEG. För konsumenter som inte vill välja leverantör finns fr.o.m. 2007-10-01 två alternativ:

- En blocktariff, bestämd av AEEG och genomsam för hela landet, där priset per kWh varierar beroende på hur mycket el man förbrukar samt vilken effekt man abonnerar på (upp till 3kW eller över 3kW). Priset uppdateras var tredje månad.
- En blocktariff bestämd av AEEG och gemensam för hela landet, där priset per kWh varierar beroende på hur mycket el man förbrukar, vilken effekt man abonnerar på (upp till 3kW eller över 3kW), samt när förbrukningen sker:
 - Höglastperiod: 8-19 måndag till fredag
 - Låglastperiod: 00-08 samt 19-24 måndag till fredag, 00-24 lördag, söndag och helgdagar.

Priset per kWh under låglast är ungefär hälften av vad det är under höglast. AEEG har beräknat att hushållen måste förflytta minst 66% av sin förbrukning till låglastperioden för att det skall löna sig med de lagstadgade tidsdifferentierade tarifferna. Priset uppdateras var tredje månad.

Skillnaden i pris mellan höglastperiod och låglastperiod för kunder som abonnerar på högst 3kW kan ses i tabellen nedan. De priser som anges i denna tabell är för sista kvartalet 2007 och anger endast kostnaden för själva elförbrukningen, inte andra kostnader som t.ex. nätavgifter eller skatter. Hushåll som abonnerar på mer än 3kW betalar 1,38 gånger mer under höglast än under låglast oavsett förbrukning.

Konsumtion (kWh per år)	Pris låglast-period (€/kWh)	Pris höglast-period (€/kWh)	Höglast dyrare med faktor...
0-900	0,0807	0,1353	1.68
901-1800	0,0932	0,1478	1.59
1.801-2.640	0,1498	0,2044	1.36
2.641-3.540	0,2292	0,2838	1.24
3.541-4.440	0,2238	0,2784	1.24
4.441-	0,1438	0,1984	1.38

För en elkonsument innebär valet att lämna den avreglerade marknaden antingen att man byter elleverantör eller att man stannar kvar hos sin befintliga elleverantör men väljer en annan tariff än någon av de lagstadgade tarifferna.

Bland de vanligaste tarifferna återfinns fastpristariffer där priser per kWh garanteras under ett eller två års-perioder, samt tariffer där man betalar samma summa varje månad oavsett hur mycket el man konsumerar. Vinterns och sommarens konsumtionstoppas regleras alltså under hela året. Certifierad (grön) el (Renewable Energy Certificate System - RECS) förekommer också, samt diverse rabatter på AEEGs tariffer, som t.ex. "en timme gratis el per dag". Många rabatter är kombinerade el/gas.

Enligt lagen måste fakturering ske minst varannan månad för kunder som är kvar i den reglerade marknaden. I den avreglerade marknaden är det leverantören som bestämmer faktureringsperioden. Leverantörsbyte tar mellan en till två månader och att byta till tidsdifferentierade tariffer kan ta upp till tre månader.

Införande av en nationell central mätvärdesdatabas har nämnts som en möjlig lösning för att underlätta leverantörsbyten. Med alla mätvärden samlade i en central databas kan både den gamla och den nya elleverantören hämta den mätarställning som gällde då bytet skedde och man slipper ett komplicerat utbyte av information mellan nätbolaget, konsumenten, och de båda leverantörerna.

12 - Exempel:- Ontario

Ontarios AMM-satsning är ett initiativ från delstatens regering och har som huvudsyfte att minska effekttopparna med hjälp av tidsdifferentierade tariffer. Regeringens mål har varit att minska den prognosticerade högsta förbrukningen med 5 % tills 2007 och med 22 % tills 2025. Vid utgången av 2007 skall 800 000 smarta elmätare ha installerats. Alla 4 500 000 elmätare beräknas vara utbytta tills 2010-12-31.

Ontarios regering har fastställt minimikrav för systemen [41], bl.a. att timvärden skickas in en gång per dag till nätbolagets centralsystem. I framtiden kommer mätvärden att skickas vidare till en central timvärdesdatabas (Meter Data Management/Repository) [42], där mätserier för alla elkonsumenter i Ontario kommer att samlas.

Elpriset bestäms av Ontarios energimyndighet, Ontario Energy Board. Än så länge är tidsdifferentierade tariffer inte obligatoriska, men de kommer att bli det i framtiden. Det finns också planer på att låta små konsumenter betala spotpriset (wholesale prices) när den centrala timvärdesdatabasen är klar.

Ontarios tidsdifferentierade (TOU - Time-of-Use) tariffer ser ut så här:

	Tid	Time-of-Use	Pris (cents/kWh)
Helger	Hela dagen	Off-peak	3.0
Sommar, vardagar (31 maj - 31 oktober)	7:00 – 11:00	Mid-peak	7.0
	11:00 – 17:00	On-peak	8.7
	17:00 – 22:00	Mid-peak	7.0
	22:00 – 7:00	Off-peak	3.0
Vinter, vardagar (1 november - 30 april)	7.00 – 11.00	On-peak	8.7
	11:00 – 17:00	Mid-peak	7.0
	17:00 – 20:00	On-peak	8.7
	20:00 – 22:00	Mid-peak	7.0
	22:00 – 7:00	Off-peak	3.0

Som synes finns tre prisnivåer kallade off-peak, mid-peak, samt on-peak. On-peak är 2,9 dyrare än off-peak och 1,24 gånger dyrare än mid-peak. Priserna är säsongsoberoende men de tider då de olika prisnivåerna gäller skiljer sig mellan vinter och sommar. Exempelvis infaller on-peak mellan 11:00-17:00 på sommaren, men mellan 07:00-11:00 samt mellan 17:00-20:00 på vintern.

Regeringen underhåller en webbsida, *"Getting smart about smart meters"*, riktad till hushållskunder, där man förklarar reformens fördelar för både hushåll och samhället.

13 - Slutsatser

Preliminära resultat från de utvalda länderna tyder på att signifikanta reduktioner av effekttoppar kan åstadkommas genom att erbjuda rörliga elpriser till hushållskunder.

De största reduktionerna erhålls med prismodeller som RTP eller CPP-V som kräver timmätning. Prismodellen CPP-V är också relativt effektiv medan traditionell TOU är mindre effektiv. Både CPP-F och TOU kan implementeras med multipeltariffmätning, d.v.s. utan timmätning. CPP-F kräver dock tvåvägskommunikation. Däremot är det fullt möjligt att implementera CPP-F och TOU med timmätning. Om prisskillnaden mellan timmätning och multipeltariffmätning inte är alltför stor kan det vara lönt att välja timmätning eftersom detta ger en mycket större valfrihet vad gäller prismodell.

För att rörliga priser skall vara effektiva krävs att skillnaderna mellan de olika prisnivåerna är tillräckligt stora. Rörliga priser är mest användbara i regioner eller länder där kritiska effekttoppar förekommer relativt ofta. Kalifornien är ett exempel på en sådan region där 90 % av produktionsanläggningarna ofta behöver användas för att möta efterfrågan.

Enskilda hushållskunder har relativt låg förbrukning jämfört med kommersiella och industriella kunder, men hushållskunder som kollektiv är ändå intressanta ur laststyrningsperspektiv, speciellt som de ofta bidrar relativt starkt till effekttopparnas storlek p.g.a. en elförbrukning som är mycket starkt kopplad till väderlek.

Att besluta om rörliga priser borde vara obligatoriska eller frivilliga är inte lätt. Obligatoriska program kräver mycket stora investeringar i bl.a. AMR-system. Å andra sidan finns vissa rättviseproblem med frivilliga program. De kunder som deltar och förflyttar last i tiden kan spara mycket pengar men ännu större besparingar tillfaller resten av kundkollektivet i form av lägre priser p.g.a. minskad volatilitet på spotmarknaderna. Dessutom kan det hända att de kunder som först går med i frivilliga program är de som redan förbrukar det mesta av sin el utanför de perioder då effekttoppar inträffar. Dessa kunder kan då sänka sina kostnader men effekttopparna kommer inte att kapas.

14 - Referenser

1. Adams Tom, Stanbury Allen, Energy Probe, Electricity Metering Options for Ordinary Consumers in Competitive Electricity Markets, April 2002
2. Adams Tom, Energy Probe, Energy Probe.s Analysis of: "Demand-Side Management and Demand Response in the Ontario Electricity Sector: Report Of The Ontario Energy Board To The Minister Of Energy, March 1, 2004 (RP-2003-0144)", March 2004
3. Autorità per l'energia elettrica e il gas (Italien), RECOMMENDATIONS FOR THE USE OF ELECTRONIC METERS AND AMM SYSTEMS WITH LOW VOLTAGE CUSTOMERS, Consultation document, 26 July 2006
4. Badano, Andrea, Elforsk, Standardisering inom AMR - arbetsdokument, Dec 2006
5. Black Jason W., Massachusetts Institute of Technology, Integrating Demand into the United States Electricity system: Technical, Economic, and Regulatory design for Responsive/Adaptive Load, May 2005.
6. Borenstein Severin, Jaske Michael, Rosenfeld Arthur, Center for the Study of Energy Markets (CSEM), University of California Energy Institute, University of California, Berkeley, Dynamic Pricing, Advanced Metering and Demand Response in Electricity Markets, October 2002

7. Cato Institute, Special Report - The California crisis, 2001
8. Du Bois Denis, Energy Priorities, Time of Use Electricity Billing: How Puget Sound Energy Reduced Peak Power Demands, February 2006
9. DRAM - Demand Response and Advanced Metering Coalition
10. Electricity Today. ELECTRICITY DEREGULATION IN ONTARIO, What You Need to Know About Buying Deregulated Electricity
11. Elenchus Research Associates, The Power Workers. Union.s Comments on The Ontario Energy Board Staff.s Discussion Paper Implementation Plan for Smart Meters in Ontario RP-2004-0196, April 2004
12. Energyspot.com, Electricity Prices for Toronto Residential Customers
13. Ericson Torgeir, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Short-term electricity demand response, March 2007
14. EU, DIRECTIVE 2006/32/EC on energy end-use efficiency and energy services, April 5 2006
15. Faruqui Ahmad, George Stephen, The Globe and Mail (Energy Probe), Smart meters: an electrifying idea, April 2004
16. Fraser Marion, Simon Judy, Canadian Energy Efficiency Alliance, Consumer Benefits of Interval Metering, November 2002
17. George Stephen S., Faruqui Ahmad, Charles River Associates, California.s Statewide Pricing Pilot, Overview of Key Findings, MADRI Advanced Metering Infrastructure Workshop, May 4, 2005
18. Gulf Power, RESIDENTIAL SERVICE VARIABLE PRICING
19. Gunn Randy , Summit Blue Consulting, NORTH AMERICAN UTILITY DEMAND RESPONSE SURVEY RESULTS
20. Heffner Grayson C., Goldman Charles A., Environmental Energy Technologies Division, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California, Demand Responsive Programs - An Emerging Resource for Competitive Electricity Markets?, August 2001
21. International Energy Agency - Demand Side Management Program, Task XI - Time of Use Pricing and Energy Use for Demand Management Delivery
22. IEA:DSM, DSM gets a makeover in the EU, DSM Spotlight, July 2006
23. Jakubiak Jeffrey M., Troutman Sanders LLP, Time-Of-Use Electricity Pricing Should Be Mandated As A Public Good, 2003
24. Kiesling Lynne, CITIZENS UTILITY BOARD AND THE CITY OF CHICAGO, THE VALUE OF DYNAMIC PRICING OF ELECTRICITY, October 2006
25. Lewis Philip E (editor), Energyforum global report, competitive energy & utilities marketing, 2004
26. Livingston Gillian, The London Free Press (Energy Probe), McGuinty touting smart meters use, March 2004
27. Mackie Andrew, IEEE Power Engineering Society, S.O.S. From Down Under, Customer Collaboration - a solution?
28. NEMMCO - National Electric Market Management Company (Australien), Metering and Retail Market Development 2006 Annual Report

29. New York Times, Taking Control of Electric Bill, Hour by Hour, January 8 2007
30. Ontario Energy Board, DEMAND-SIDE MANAGEMENT AND DEMAND RESPONSE IN THE ONTARIO ELECTRICITY SECTOR, March 2004
31. Reed William L., Semptra Energy Corporation, Competitive Electricity Markets and Innovative Technologies: Hourly Pricing Can Pave the Way for the Introduction of Technology and Innovation
32. Ricerca di Sistema (Italia) - Progetto: ECORET - Effetti del controllo dei carichi sullo sviluppo delle reti BT e MT
33. Rocky Mountain Institute (for Southwest Energy Efficiency Project), Demand Response : An Introduction, April 2006
34. Thorne Don, The Office of Energy Efficiency (OEE) (Canada), Interval Meters Lead to Energy Savings, June 2006
35. United States 109th Congress, Energy Policy Act 2005
36. Vanderpuye H., Amoako-Baah J., Volta River Authority, Engineering Planning & Dev.t Dept, Accra, Ghana, VALUE-ADDED ENERGY SERVICES IN A DE-REGULATED ELECTRICITY ENVIRONMENT THE NEW ROLE OF UTILITY DSM
37. Wisconsin Public Service Corporation, Time-of-Use Electric Savings Options
38. Wildman Terry, Transmission & Distribution World, Ontario Embraces Smart Metering, Aug 1, 2006
39. Wolak Frank A., Department of Economics, Stanford University, Designing a Competitive Wholesale Electricity Market That Benefits Consumers, October 15, 2001