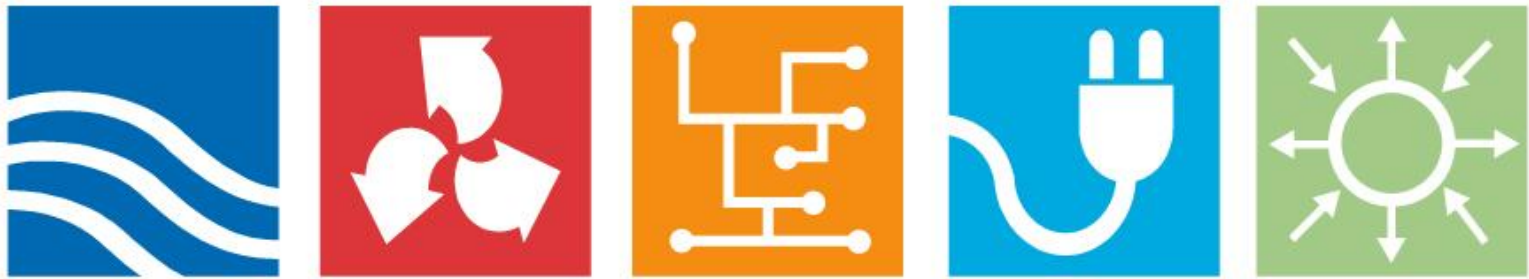


Studie för att undersöka nyttan för nätägare med AMI/AMR

Elforsk rapport 09:97



Erik Dahlquist och Fredrik Wallin, Mälardalens Högskola April 2009

Studie för att undersöka nyttan för nätägare med AMI/AMR

Erik Dahlquist och Fredrik Wallin, Mälardalens Högskola April 2009

Förord

Det finns en stor potential att utnyttja AMR/AMI för många olika ändamål. Syftet med denna förstudie är att ge förslag på ett antal applikationer och att göra ett försök att rangordna dem utifrån nyttovärdet. Ett stort antal representanter för nätägare och leverantörer har intervjuats, och utifrån detta har ett förslag tagits fram till hur en demo-installation skulle kunna se ut.

Sammanfattning

I den här studien har ett stort antal nätägaren och leverantörer intervjuats om hur de ser på möjligheten för nätägarna att utnyttja installationerna med AMR/AMI för andra ändamål än bara att mäta och debitera kunderna. Ett antal funktioner kan ses som speciellt intressanta och potentiellt lönsamma för nätägarna såväl som för kunderna.

En mycket intressant funktion för nätägarna (och kunderna) är avbrottsinformation. Avbrottsersättning på max 12,5 % av nätavgift utgår efter 12 h. Genom att få en bättre bild av nätstatus skulle åtgärder kunna sättas in så att fler skulle fått el snabbare efter ett avbrott. Detta kan dels ge nöjda kunder, vilket innebär minskad arbetsbelastning på personalen som håller i kontakten med kunderna, dels spara pengar i form av avbrottsersättning.

Förbättrad ström kvalitet är också intressant. Ökad kontroll av ström kvalitén i näten kan ge besparingar genom minskade förluster och behov av investeringar i tex transformatorer kan minskas (Kontrollera reaktiv effekt, spännings- och strömvariationer, övertoner, obalans mellan faserna mm). Det skulle vara intressant att dels analysera hur ström kvaliteten varierar med tid och plats, såväl som att se hur åtgärder skulle kunna sättas in. Om alla i ett område har hög belastning samtidigt på samma fas, kanske man kan koppla om faserna i vissa av villorna i ett område, för att jämna ut den.

Genom förbättrad nätplanering och övervakning kan effektivitetsvinster skapas. Nätförluster kan dessa minskas genom optimering utifrån ny information från AMR/AMI.

Laststyrning är intressant för att systemoptimera. Efterfrågestyrning kan kopplas till produktionseffektivisering. Intressant att koppla till olika effekt och energitaxemodeller.

Att slippa läsa av mätare manuellt är en viktig funktion som nästan har glömts bort, men som ju var ett viktigt argument för några år sedan. Att kunna sända ut reparatörer till rätt position vid ett fel är också värt en hel del pengar, då man kan få exakt information om positionen för ett visst fel. Kartor med positioner för olika mätare är därför intressant för nätägaren.

Det finns mycket olika åsikter om värdet med olika tjänster för nätägarna. Vissa anser att kostnaderna knappast kan motivera några tjänster överhuvudtaget. Åtar man sig att leverera tjänster kan man förvänta sig att kunderna kommer att klaga så fort något inträffar, och service runt detta kommer att sluka alla eventuella intäkter. Andra ser dock en potential att sälja tjänster, som kan öppna upp för nya marknader och produkter. Vissa anser att nätägarna skall hålla sig till att leverera just mätdata, men överlåta andra tjänster till tredjepartsföretag.

Summary

In this study a large number of grid operators and suppliers have been interviewed on how they see the opportunities to use AMR/AMI for other purposes than just to support invoicing of actual consumption of electric power. A number of functions are especially interesting and potentially profitable for both grid operators and customers.

One especially interesting function for the grid operators (and the customers) is the information on interruption in power supply. Max 12.5 % of the annual fixed charges has to be paid out after 12 h of interruption. By getting a better monitoring of the grid performance faster actions can be taken to fix the problems. This will give more satisfied customers, which means less load on the staff handling the customers, as well as less money have to be paid for interruptions.

Better control of the power quality is another interesting aspect. Better control of the grid power quality will reduce power losses as well as the investments in e.g. extra transformers, as sometimes the actual needs are not easy to predict from only basic design calculations. It may be possible to analyze the power distribution between different customers as a function of time and from this make actions to optimize the system. Sometimes all households have the heaviest load on the same phase. This can be detected and adjusted, to reduce the peak power load for the local region.

By better grid planning and control efficiency gains can be achieved. The grid losses can be optimized by using the new information from the AMR/AMI.

Load control is of interest to optimize the system. Demand side control can be connected to production efficiency enhancement. It is interesting to combine with different load and energy tax/price models.

We have almost forgotten the gains with not having to make manual control of the meters, although this was an important argument a few years ago. Related to this is to have the possibility to send service and maintenance staff to the right position to fix different type of faults. Maps with position of different meters using GPS thus are interesting for the grid operator.

There are very different opinions about the value of different services for the grid operators. Some can't find any economic motivation to any services at all. If you guarantee a service, you will get some much work to fulfill 100% up-time that all earning are lost. Others see potential services as a great opportunity for new products and markets. Some grid operators say that the most important is to supply measurement data, and this service should be possible to expand as such, while other services should be given to third party suppliers to handle.

Innehåll

Studie för att undersöka nyttan för nätägare med AMI/AMR	1
Studie för att undersöka nyttan för nätägare med AMI/AMR	2
1 Bakgrund	1
2 Sammanfattning av intervjuer	3
3 Intervjuer med olika aktörer	5
3.1 AMR-forum.....	5
3.2 Diskussion med olika nätbolagsrepresentanter.....	5
3.3 Diskussion med leverantörer och andra aktörer	12
4 Värde med olika funktioner	18
5 Förslag för Demoprojekt	23
6 Bilagor	26
6.1 Funktioner med prioriteringsordning för hur viktiga funktionerna är kort och långsiktigt	27
6.2	27
6.3 Studiebesök i Nordamerika med Market Design, Elforsk. Reserapport. ...	30

1 Bakgrund

Bakgrund och syfte:

Det finns en stor potential att utnyttja AMR för många olika ändamål. Syftet med denna förstudie är att ge förslag på ett antal applikationer och att rangordna dem utifrån nyttovärdet för i första hand nätägarna. Bakgrundsmaterial är ett antal rapporter som publicerats och diskussioner med dem som varit aktiva inom området i Sverige och utomlands.

Förstudieinnehåll:

Syftet med denna förstudie har varit att gå igenom **läget i Sverige och internationellt** inom området hur AMR har användas för olika ändamål. Vilka är aktörerna, och vad har de gjort hittills. **Tänkbara applikationer** listas – de som redan föreslagits och provats i olika projekt, såväl som tänkbara andra förslag. Detta gäller främst energirelaterade applikationer, men även andra ifall de kan vara av intresse ur nätägarnas och eldistributörernas synvinkel. Olika **tekniska lösningar** som kan vara aktuella idag eller efter en viss vidareutveckling för att genomföra applikationerna presenteras - funktion och ungefärligt pris.

Dessutom har ett grovt programförslag för genomförandet av ett demoprojekt tagits fram inkluderande en genomgång av erfarenheter av tekniska lösningar för att genomföra olika tjänster som provats eller kan förväntas komma inom en kommande femårsperiod, och **mest troliga tekniska lösningar** för framtiden har uppskattats. En grov uppskattning av **ekonomiska vinster med olika tjänster såväl som** en grov uppskattning av **kostnader** för att genomföra olika lösningar och tjänster har gjorts. En **rangordningslista** där potentiella vinster och kostnader ställs mot varandra diskuteras för att ge en översiktsbild på vad som gjorts och vad som är värt att fokusera på för Elforsk.

Bakgrundsmaterial har utgjorts av bla: Ett exjobb från KTH, Tampere Technical University-studie, diskussioner med personer som varit med och provat olika lösningar (som tex Vattenfalls försök under 90-talet i Stockholm).

I Sverige har vi inte någon **gemensam standard**, utan olika bolag har köpt det som funnit tillgängligt. Nordiskt AMR-forum kan kanske vara en start till mer gemensam standard? Skall vara möte snart i Stockholm, där funktioner diskuteras. Vad skulle ett minimalt system innehålla? Hur standardisera gränssnitt? Göteborg satsar på Zigbee i samarbete med Aidon. Lidingö har Tritechs egenframtagna radiolösning. Kamstrup - SENEa har en annan av

Tritechs radiolösningar. HM Power med Turtle kommunicerar via elnätet.
Andra förslag är att gå helt via mobiltelefonnät eller internet.

2 Sammanfattning av intervjuer

Intervjuer har gjorts via telefon eller vid personliga möten. Här nedan har de viktigaste synpunkterna från intervjuerna sammanfattats i punktform:

- Vissa tycker att radiokommunikation är bättre, då i princip funktion finns kvar även vid strömavbrott. Å andra sidan behövs strömförsörjning även för radiokommunikation, och mätarna har oftast inte back-up spänning, åtminstone inte för längre tider.
- Tjänsteutveckling kan lämpligen bedrivas av tredje part – inte nätägaren eller elhandelsbolaget
- Smart Grid – samspel supply – demand. Många punktproduktionsenheter som små vindkraftverk, solcellsanläggningar mm kommer att kopplas in på nätet på sikt. Samtidigt blir det mer luftkonditionering, storbild-TV, infravärme mfl punktförbrukare. Vi behöver hantera stabilitet i nätet på ett bättre sätt. Intressant att se hur man skall koppla in småskaliga laster på nätet, och AMI kan då vara intressant för att styra kvaliteten.
- Det är intressant att snabbt kunna få information om ett fel, kunna spåra var det är och sedan åtgärda felet (och få feed back på att allt är OK efteråt)
- Integrera SCADA-system typ "Spider" med mätdatasystem och komplettera med algoritmer för fellokalisering
- Tvåvägskommunikation har hög prioritet!
- Intressant med att ha programmerbara säkringar och automatbrytare i sina elmätare. Man skulle kunna sända ut styrning att säkringen sätts till tex 3 kW.
- Elbolagen har x-y-position på mätarna. Detta kan användas för att skapa karta med lastkurvor, och kan kombineras med ett informationssystem.
- Vad kostade tex Gudrun för EON? Vad skulle SCADA ha kostat resp gett för nytta om man haft med detta inklusive individuell mätning till alla kunder då stormen kom?
- Logga händelser som avbrottsinformation. Kommer att vara minst lika viktig som insamling av mätdata som sådan
- Vi som kör projekten ser också möjligheterna

- Undersök värdet av att koppla ihop SCADA, AMR, GIS och nätplanering.
- Rörande geografiska information är det intressant att samla in data angående spänningskvaliteten från AMR. Kartorna kan användas för att snabbt få en detaljerad bild av förbrukningsmönster och tillstånd i nätet
- Förutom timvärden vore det värdefullt med event-hantering
- AMR störs av trasiga nätaggregat. Ett trasigt filter kan slå ut 150 mätare i ett område. Hade vi power quality monitoring på alla AMR skulle vi kunna se vilken som är rot-orsaken och snabbt åtgärda
- Branschen behöver tänka till. Tycker man skall vara mycket restriktiv med att införa nya funktioner som kostar pengar, om man inte kan se att ekonomin går ihop.
- Tror att tidstariffer kommer att komma tillbaka. Man har en modell med ackumulerade el-värden i Staffanstorp. I framtiden kommer man att vilja styra hur energin kan användas på ett bra sätt i kundens anläggning. Det kommer att bli mer intressant att sätta ett pris på effekten (kW) och inte bara energin
- Tror inte att det går att sälja larmfunktioner/säkerhetslarm längre. Mobiltelefon har redan tagit den marknaden.
- Man har ett problem om man säljer tjänster. Dessa måste fungera hela tiden. När det blir något avbrott får man massor av påringningar som tar tid att besvara och kostar pengar. Är största problemet med mer avancerade tjänster, speciellt för nätägaren.
- För vissa industrier kan det vara intressant att ha extra fina mätare för att analysera då det är mycket övertoner. Nätkvaliteten är viktig, även långt ute på nätet, och där kan den vara svårast att hålla hög.
-

3 Intervjuer med olika aktörer

3.1 AMR-forum

Pekka Koponen (VTT), Gary Poystila (Gemsdale), Andrei Morch (SINTEF), Kristian Hammarberg (Gemdale), Pyhähunta (Fortum Finland), Torbjörn Johnsson (ELFORSK) och Erik Dahlquist (MDH) gick igenom och prioriterade vilka AMR/AMI-funktioner som bedöms intressanta och prioriteringsordning på genomförandet i olika tidsperspektiv. Resultatet bifogas som bilaga 1.

3.2 Diskussion med olika nätbolagsrepresentanter

Diskussion med Tomas Persson på EON Elnät:

- Projektet Fjädern har med både mätaravläsningar och mervärden med dessa. Behöver ett par konkreta projekt som resultat från projektet. Elbolagen har x-y-position på mätarna. Detta kan användas för att skapa karta med lastkurvor, och kan kombineras med ett informationssystem.
- IDA projektet på 90-talet visade att det var kul med spektakulära tjänster som smarta hem, men få kunder var beredda att betala för dem
- Fjärravläsning kommer dock att påverka hela nätbolagens verksamhet, och det är viktigt att jobba vidare utifrån den erfarenhet som erhöles med projekt som IDA.
- Det är bäst att börja med tjänster internt på nätet – hos nätbolagen
- Samla in data för planering och driftläggning från AMR
- Logga händelser som avbrottsinformation. Kommer att vara minst lika viktig som insamling av mätdata som sådan
- Vi som kör projekten ser också möjligheterna
- Undersök värdet av att koppla ihop SCADA, AMR, GIS och nätplanering.
- Rörande geografiska information är det intressant att samla in data angående spänningskvaliteten från AMR.
- "Smart metering" går mot smart GRID
- Det är viktigt att använda AMR för att höja effektiviteten intern först. Kan sedan komplettera med mervärdestjänster som laststyrning, sända signaler om varierade priser mm till hemmen (enskilda kunderna)
- Intressant att se hur man skall koppla in småskaliga laster på nätet, och AMR kan då vara intressant för att styra kvaliteten.
- "Multiutility" är också intressant. Hur ser förbrukningen ut av olika slags energi som gas, el, varmvatten?
- Förutom timvärden vore det värdefullt med "event-hantering"
- Avbrottslarm kommer nog på sikt att sättas in på alla mätpunkter tillsammans med GPRS

- Erfarenheter från avbrottsrapportering fick man i samband med stormen Per. Vid uppbyggnadsarbetet efter stormen såg man vilka kunder man inte fått kontakt med och därmed vilka fel som ännu inte åtgärdats.
- Det kan även vara intressant med olika diagnostikfunktioner. Dåliga värmeväxlare är ett område.
- Man borde skicka mer information från mätarna än bara kWh. Gör man (eller planerar att göra) i bland annat Norge och Tampere
- Vi har snart installerat 5 milj mätare i Sverige. Ger en unik möjlighet
- Intressant att följa effektiviteten i olika tekniker som tex värmepumpar via verkliga mätningar följda av analyser. Intressant för både kunder och nätbolag.
- E.ON har totalt 1 miljon månadsavlästa mätare, varav ca 65 % kommer att vara elnätskommunicerande och övriga GPRS-kommunicerande. (Det finns en liten andel radiokommunicerande också).
- Man är intresserade av ett samarbete med t.ex. ABB + andra för att implementera en nästa generations SCADA med AMI. Har idag ABBs nätberäkningsprogram Facile. Nätstationsmätning + elmätare – RTU funktion, för elnätskvalitet.
- Kan finnas intresse att identifiera stölder hos enskilda kunder
- Kan även vara intressant se om anläggningarna uppför sig normalt eller onormalt. Förlustmönster kan också vara intressant
- EU gör jättesatsning på Smart GRID. Pågår en förstudie för att ta fram en EU-vision. Bör kunna bli ett EU-projekt med doktorand(er).
- EON har verksamheter i många länder. Bla AMR även i Spanien. Kan utnyttja för EU-projekt.

Mikael Nilsson, Lunds Energi Elnät:

- LE Elnät har tagit beslut om att man inte skall genomföra funktionen med avbrottsmeddelanden, även om Mikael gärna skulle vilja ha det. Denna tjänst är annars den enda Mikael känner riktigt starkt för. Orsaken till beslutet är kostnaden för införandet.

Lars Olsson :

- Driver idag Gbg energis AMR-projekt, men började som VD på Falbygdens Energi under hösten 2008. Var med på USA-resan.
- "Det är viktigt att hålla projektet väl avgränsat, så att det blir konkreta resultat. Det är annars lätt att det blir mer prat än resultat".
- Är intresserad av att delta i genomförandet av ett antal av tjänsterna i praktiken

Per-Anders Gustavsson, Göteborgs Energi:

- Intressant med Lågspännings-SCADA
- Kunduppföljning i nätet är speciellt intressant
- Vill följa nya kunder – hålla reda på när de installerats, kopplats in, kopplats bort
- Diagnostikfunktioner är intressanta
- Högst prioritet på Per-Anders önskelista står att göra SCADA-program för att automatisera på och avslag av kunder i samband med flytt. Detta är en ständigt

upprepad funktion, där det finns pengar att hämta. Ha med brytare i mätarna. I dagsläget får man inte slå på utan närvarande person

- Intressant med nya funktioner för "Asset load management". Med bättre koll och styrfunktioner skulle man kunna bygga nät med mindre material. Med AMR/AMI skulle man kunna bygga upp verkliga databaser för bättre underlag för dimensionering. Det är mycket schabloner som används idag!
- AMR kan störas av trasiga nätaggregat. Ett trasigt filter kan i värsta fall slå ut 150 mätare i ett område. Hade vi "power quality monitoring" på alla AMR skulle vi kunna se vilken kundinstallation som är rot-orsaken och snabbt åtgärda (tex genom att bryta bort). Kunden själv ser inte att det är något fel då måtarlampan fortfarande lyser, men kan reagera ifall el-räkningen plötsligt blir många gånger högre än normalt! Problem för alla parter! Man skulle kunna sända en event-information/larm ifall detta fel inträffar automatiskt, och göra enkel diagnostik redan i mätaren. En trasig TV körde upp KWh-talet "mot oändligheten". Tog lång tid och mycket arbete att hitta felpositionen. Kostade både mycket pengar och frustration! Det finns troligen ett stort mörkertal på denna typ av fel!
- Genom att mäta summan av en grupp och jämföra med summan av de enskilda mätarna kan man få en diagnostik och snabb varning, och även indikation på var rent fysiskt
- Kunde man slå på och av olika enskilda abonnenter kan man snabbt hitta var ett enskilt fel finns lokaliserat, tex den trasiga TVn eller annan elektronisk apparatur.
- Man borde kunna övertyga SWEDAC om en bra standardmetod för kontroll av mätare.
- Det finns en massa extrainformation i mätarna som inte används idag. Man skulle kunna använda den för lokal felsökning och sedan sända över resultatet till en central server. Alternativt kan man sända över ett data-set då något är onormalt för analys centralt. Finns information om tre faser, spänning,... (Går tex spänningen under 200V och en kompressor havererar anser försäkringsbolaget att det är nätet som felat, och man ersätter inte, men är det aldrig under 200 V accepterar man att betala. Kan säkert finnas andra liknande funktioner).
- Geografisk information är mycket intressant. Var har man olika laster i detalj.
- Störningar på AMR är ett orosmoment
-

Sune Zander, C4 Elnät, Kristianstad:

- Har mätare med timvärden på både kund och nätstation i sitt nät, något som de flesta dock inte har. Utnyttjar detta för bättre koll på nätet. Läger ihop AMR för grupp och jämför med motsvarande värde i nätstationen. Har koll på förluster – 60% i transformator, 30% i lågspänningsnätet och 10% i fördelningsnätet.
- I landsbyggsdominerade nät är det många låga laster med mycket ledning per kund. Det blir då mer tomgångsförluster i nätet, ca 5-8%. Man mäter elkvalitet i vissa mätstationer och har sett större snedlast än någonsin tidigare.

- Större ström i nollan – beror på hur elinstallationerna gjorts (fasfördelning på olika laster). Sune tycker inte att AMR ger mycket tillbaka i förhållande till kostnaden för installationerna. Tror att mätarna kan hålla 10-15 år. Som nätagare är avbrottsinformationen intressantast. Går ta hem och lagra nu, vilket är positivt. Rent tekniskt skulle det gå bra att ha tvåvägskommunikation. Man skulle kunna koppla bort last, men det är mest bara krångel med. För att kunna göra detta skulle varje kund behöva satsa några 1000-lappar, och då vill man ha något ordentligt tillbaka, vilket är svårt att ge. Man mäter ju inte i realtid idag. En prisuppgift på en display hos kund är intressant för denne, men inte för nätagaren. Att kunna ta bort laster går främst mot kunder med elvärme, men denna kategori minskar och gör det mindre intressant i framtiden.

Sten Pettersson, chef Eskilstuna Energi och miljö - Elnät:

Lite kortfattat kan mina "visioner" sammanställas i nedanstående punkter:

1. Vi har nu byggt en infrastruktur som innebär att varje kund/hushåll/företag/fastighet är uppkopplad mot en centralenhet. Systemet kan betydligt mer än att leverera in mätvärden för elmätarna. I en första fas tror jag man skall fokusera på att detta är ett system för mätning av energi, temperatur och mängder. Viss driftövervakning och enkla manövrar kan också utföras via systemet. Ju fler användare/intressenter som utnyttjar systemet och som delar på kostnaderna medför det att systemet successivt kan utvecklas och kundernas kostnader minskar.
2. Energiföretagen har system och kompetens för insamling, bearbetning och fakturering. Genom att automatisera processen från mätning till färdig faktura för flera produkter/nyttigheter och flera intressenter inom geografiska områden kan kostnaderna slås ut på många kunder.
3. Självklart skall också systemet användas för att driva elnätet på ett optimalt sätt. De områden som framträder tydligast är:
 - a. Spänningsövervakning och spänningskontroller.
 - b. Övervakning av laster, strömmar mm hos kunder och i nätstationer.
 - c. Bort- och tillkoppling av kunder. Här behöver en utredning göras tillsammans med elsäkerhetsverket för att klargöra möjligheterna att tillkoppla kunder via systemet. Elsäkerhetsverket har idag sagt nej till att koppla till kunder med mätinsamlingssystem. Vid t ex driftstörning tillkopplas allmänt ett stort antal kunder utan direkt kontakt med kunden.
 - d. Driftövervakning av t ex nätstationer, erhålla samlingslarm och se vissa mätvärden
 - e. Få information om vilka kunder som är utan ström och integrera detta i nätinformationssystemet.
 - f. Integrera mätvärdesinsamling med nätinformationssystem för att utföra beräkningar i realtid.

Olle Göransson, VD Staffanstorps Energi.

- Har 7000 kunder i elnätet
- Har köpt upp funktionen med färdigt mätvärde, istf att köpa mätare och göra eget system, från EON
- Mätarna kommer från Enermet
- Man kan senare gå in och köpa till funktionen med tidsserier
- Branschen behöver tänka till. Tycker man skall vara mycket restriktiv med att införa nya funktioner som kostar pengar, om man inte kan se att ekonomin går ihop.
- Har satsat på enkelhet. Bara fyra olika komponenter i elnätsystemet – modulbyggt. Tycker att AMR är teknikernas lekstuga främst. Dock är de flesta kunderna ointresserade av olika tjänster- 80%. 20% har ett litet intresse, men bara kanske 3 % är verkligen intresserade. Vad är viktigast för kunderna? Jo, ström 8760 timmar per år! Vad drar ner tillgängligheten? I nya system är det i snitt ett fel per 30 år. Nya nät (nergrävda) är så bra att statistikuppgiftskrav blir av mindre intresse. När det gäller belastningar sjunker dessa då direktverkande el blir till värmepumpar. Överbelastning på nätet får man bara då det är riktigt kallt.
- När det gäller elhandeln så kommer det att bli en efterfrågan på tim-värden efter 1a juli i år. Olle tror att tidstariffer kommer att komma tillbaka. Man har en modell med ackumulerade elvärden i Staffanstorp. I framtiden kommer man att vilja styra hur energin kan användas på ett bra sätt i kundens anläggning. Det kommer att bli mer intressant att sätta ett pris på effekten (kW) och inte bara energin. Om kunden blir mer medveten om elhandelspriset kan detta bli intressant. Skånska energi kan sälja timvärden till kund och elhandelsbolag idag. Annars blir det bara månadsvärden.
- Nätägaren skall inte sälja tjänster. Man har krav på sig att tjänsterna skall fungera 100 % av tiden. Detta blir krångligt i praktiken, och därför bättre avstå. Nätägaren kan aldrig bli av med en kund. Då är det bättre att andra aktörer säljer tjänster. Vissa tjänster har man dock så god kompetens på att även nätägaren kan sälja. Ett exempel kan vara att sälja just tidvärde -serier

Olle Corfitzsson, Öresundskraft:

- Man har ett problem om man säljer tjänster. Dessa måste fungera hela tiden. När det blir något avbrott får man massor av påringningar som tar tid att besvara och kostar pengar. Är största problemet med mer avancerade tjänster.
- Det är intressant att spåra övertoner i strömmar, spänningsnivåer od. Den informationen behöver elnätbolaget självt. För vissa industrier kan det vara intressant att ha extra fina mätare för att analysera då det är mycket övertoner. Nätkvaliteten är viktig, även långt ute på nätet, och där kan den vara svårast att hålla hög.
- Avbrottsregistrering är intressant. Hitta vilka kunder automatiskt mha nätberäkningar och mätningar.
- Bra om man kan göra omkopplingar ute hos enskilda kunder och få automatiskt rapportering.

- Tror inte på att sälja tjänster till allmänheten. Olle tror inte att det går att sälja inbrottslarmfunktioner/säkerhetslarm längre. Har gått till mobiltelefonin.
- Kan vara intressant med att bryta ström hos enskild kund- kan kanske koppla till lämpliga prismodeller?

Per Nääs, Vattenfall Eldistribution:

- Nätbolaget kan använda de insamlade data för driftövervakning, nätoptimering, driftoptimering etc. Kan få in larm, avbrottslarm, diagnostikfunktioner. Inte fått i sjön än, men planerar.
- Tjänster till kunderna – sälja tjänster, för vem som helst. Nätägaren har närmare till mätvärdena, men elleverantör kan ha som konkurrensmedel. Dygnsvärden, timvärden (som EON) osv, där nätbolagen kan ge tjänsten bättre. Dock ingen vana vid att sälja.
- Kan teckna avtal på rätt nivå mot kund. Ingen skillnad för nätbolag eller andra. Idag bara månadsvärden. Gör man upp om en extratjänst får man skriva in krav på leveranssäkerheten. Månadsvärden leder till fokus på detta just nu. Den enda som kan leverera värden är dock nätägaren den som måste göra det!
- På sikt kunna göra diagnostik lokalt. Går inte med dagens mätare. Sedan kunna mäta eltransienter mm. PLC-baserad – felen kan vara så höga att kommunikationen slås ut till mätaren! Kan ändå samla in information.
- Kunna utnyttja framförallt den information man får – strömavbrottsindikering- lyfta upp och nyttiggöra: Teknisk mätning för internt behov resp mervärden för kunderna (kontinuerlig web-info resp beställd info-produkt)
- Vattenfall bygger redan egna system. Har redan påbörjat, men är långt från färdiga. Vill testa kommunikationen, hur elnätskommunikationen påverkas av fel (725 000 mätare kommunicerar via elnätet!). Vilka typer av störningar påverkar mätaren mer eller mindre – hur påverka minska störningarna.

Jan Berglund, Jämtkraft Elnät AB

- Har inte gjort än men planerar att sätta in mätning i alla nätstationer upp till stamnätet. Skall ha en standardstruktur hela vägen upp. Skall utnyttja för att beräkna förluster, strömstöld, felkopplingar eller trasiga utrustningar.
- Köra till SCADA-system. Utnyttja för att optimera förlusterna. Genom att mäta spänningen närmast resp längst från en trafo kan man få underlag för att se om en omkopplare arbetar fel. Detta ger möjlighet att rätta till felet med lindningsomkopplare i fördelningsstation, och härigenom optimera förlusterna. Behöver justera 2-3 gånger per år, beroende på nätbelastningen under olika perioder.
- Intressant med smart meters som ger larm ifall spänningen går utanför gränser på ca 204- 254 volt. Genom att sända larm då man passerar utanför det som garanterats kan man snabbt upptäcka fel.
- Kan också vara intressant att kontrollera effekt motsvarande tex 16 A. Tar kunden ut mer kan man reagera.

- Upptäcka felkopplingar snabbt. Kan annars leda till långvariga fel. Har man debiterat för lite går det inte att justera i efterhand.
- Det är intressant att ta hem AMR-data och förädla informationen.
- Intressant sälja vidare tjänster till sina kunder. Nivån på tjänsterna beror på hur mycket kostnaden är jämfört med vad man kan tjäna på tjänsten. Kommer att variera mellan kunder. De som gör av med mest bör rimligtvis ha störst intresse för tjänster som kan sänka kostnaderna.
- Intressant se information interaktivt. Har hört talas om försök med det i Eskilstuna (är Mälardalens högskolas och Interaktiv instituts försök)
- Tror på tilläggstjänster som kostar något. Blir mer värda om de kostar!
- Man har Polycomps mätare (fd ABB, från Norge). Mäter spänningen i tre faser, aktiv och reaktiv effekt och fasförskjutning. Signalerna sänds via elledningarna till transformatorstation. Härifrån sänds signaler vidare med optofiber. Tar 20 sekunder för ett paket! Kan sända snabbt vid någon händelse. Normalt mycket mer sällan. Tar hem timvärden. Har Moldavisk Addax i Östersund. Denna har ännu fler funktioner. Säljs av TC Connect i Örebro. Är mycket nöjda med mätarna.
- Man är intresserade av att vara med i demoprojekt
-

Mats Håkansson, VD Mälarenergi Elnät

- En viktig information från AMR är avbrottsinformation. Önskar loggar spänning för att se ifall utanför spannet 204-258 Volt.
- Man har inga mätare i transformatorstationer idag, men önskar installera på sikt. Fullt fokus bara att få systemen och mätarna att fungera för tillfället under våren. Känner att man har bristande resurser just nu.
- Vill sätta in mer avancerade mätare med flera kanaler in och ut som har GPRS och superkondensatorer, så att signaler kommer att sändas även då det blir strömavbrott. Saknas spänningsbackup på alla mätare idag. Ingen skillnad på radio-sändare eller el-ledningskommunikation. Vill ta in data i SCADA-systemet.
- Har bytt ut mätare i Götlunda. Har nu Turtles andra generation med tvåvägskommunikation, och möjlighet till timvärden och effekt. Fortfarande signaler via el-kabel. Bra tillförlitlighet.
- Skulle vilja ha mätare som kan mäta och eliminera störningar från punktkällor som tex vindkraftverk, på många ställen.
- Samlar bara in data på kWh-nivå idag. Ger trubbig energi-profil för lågförbrukare. Intressant ha minst en decimal. Blir annars lite onödigt med timvärden för webben.
- Nätbolagen bör sälja den info som finns i mätarna. Bara de som äger informationen. Tveksam till möjligheten sälja tjänster som tjuvlarm od. Tror inte energibranschen har rätt kompetens för det. Däremot intressant sälja andra tjänster som varmvatten mm. Vill dock helst ha samma leverantör för olika mätare så att det inte behövs olika insamlingssystem. Ett problem med så många olika system ifall man vill komplettera i efterhand.

Johan Söderbom, Vattenfall, ansvarig för eldistribution vid centrala utvecklingen

- Vattenfall är intresserade av att vara med i referensgrupp, men har redan en massa egna projekt gående, varför man inte är så intresserade av att ha ytterligare något inom sin egen verksamhet inom ramen för ELFORSK

Kenneth Mårtensson, VD, Sala-Heby Energi AB

- Har infört effekttaxa för ca två år sedan.
- Behöver AMR och siktar på att utnyttja för olika tjänster på sikt
- Har bildat bolag för att sälja tjänster.

Jonas Persson, utvecklings- och marknadschef Mälarenergi elnät

- Mälarenergi är intresserat av tjänster under förutsättning att de kan bli ekonomiskt lönsamma för både kunder och bolag. Ett problem är att man redan köpt in AMR (Turtle från HM Power och Kamstrup- SENEAs system) och får hålla sig till de tjänster som kan genomföras med givna mätgivare under överskådlig tid (ca 10 år).
- Man tycker att det är intressant med diagnostikfunktioner och information till kunderna, men är osäker på vilken form det skall vara. Eftersom man inte har annat än kWh idag, så går det inte att visa för kunderna i realtid eller timme för timme. Måste i så fall ställa om mätarna, men då blir det mer data att hantera, vilket får undersökas vad man kan hantera. Har inte dimensionerat systemet för att hantera stora datamängder.
- Tror att det kan vara intressant att sälja mer detaljerad presentation till speciellt intresserade, men tveksam till att erbjuda det till alla kunder generellt.
- Diagnostik internt för nätbolaget är intressant

3.3 Diskussion med leverantörer och andra aktörer

Diskussion med Torbjörn Jonsson, handläggare runt standardisering av AMR åt ELFORSK, Building zones ltd.:

- Det är viktigt att kunna bli inloggad till trådlösa nät, då ett fel på elnätet också innebär att man inte kan kommunicera information på det.
- Kommunikationsgränssnitt är viktiga. Man måste förstå informationen
- Utnyttja erfarenheten från data/kommunikationsindustrin.
- Tjänsteutveckling kan lämpligen bedrivas av tredje part – inte nätägaren eller elhandelsbolaget
- Intressant att ha ett nät med alla världens mätare för alla hushåll. Skulle kunna ge enorma möjligheter att utnyttja informationen på många olika sätt. Kräver dock effektiva sätt att samla in och bearbeta denna information. Gemensam standard nödvändig.
- Common information model (CIM) IEC TC 57 har datamodell

- Lars Nordström på KTH arbetar med IEC 14, AMR-standard
- Skulle vara intressant använda Kirschofs och Ohms lagar för att koppla ihop alla nät i en jättemodell, som kan användas för styrning på olika nivåer
- Behöver resistans, men även last och produktions-data
- Intressant ha statistik och beräkningar på feed och last-nivå. Sätt realtidskrav och identifiera flaskhalsar såväl som hur dessa skall undvikas. Laststyrning tex.
- Integrera system typ "Spider" med mätdatasystem och komplettera med algoritmer för fellokalisering
- Idag är interaktionen med kunder oftast "trouble calls". Kunderna ringer då de inte har ström eller annat problem. Viktigt få in mätdata utan att behöva vänta på att kunden ringer och klagar. Då får man en snabbare överblick och kan sätta in åtgärder och följa upp effektivare
- Load-shedding är bra men för trubbigt om man bara skall bryta bort en last. Intressant hitta mer nyanserade metoder, och intressant se hur man kan integrera produktion lokalt från vind och sol i framtiden. Måste kunna hantera strömmar åt båda hållen säkert.

Diskussion med Karl Elfstadius, Ansvarig för "Smart Grid" inom ABB, ABB Power Technologies AB

- Smart Grid – samspel supply – demand. Många punktproduktionsenheter, mer luftkonditionering. Hantera stabilitet i nätet. Barack Obahma nämnde Smart Grid i sitt segertal – säljande begrepp.
- Automation och IT: Network management, substation automation, AMR/AMI, IT-stödfunktioner för underhåll och GIS,
- Vilka funktioner – prioritet; Vilket tekniskt system; vilka partner för att genomföra, installera, ta i drift, underhålla. Ur ABB synpunkt: Insamling från AMR – driftcentraler på central nivå ABB Sverige – stationskontroll Finska ABB – GRID-nivå produktionen
- Alltid en tröskel för investeringar
- Det är intressant att snabbt kunna få information om ett fel, kunna spåra var det är och sedan åtgärda felet (och få feed back på att allt är OK efteråt)
- Det är också mycket intressant att integrera sig framåt, in i huset.
- I framtiden bör det finnas möjlighet till styrning av lastförbrukningen utifrån demand-respons. Då är tvåvägskommunikation viktig (AMI).
- Man får vara medveten om att olika nätkunder har olika problembilder. Vissa har stora problem med tillförlitlighet, andra små.
- Tvåvägskommunikation har hög prioritet!
- Intressant med distributionsautomation. Man kan då öka tillförlitligheten i elnätet. När det gäller fellokalisering räcker i princip AMR- lättast att genomföra snabbt
- Det är intressant att fundera på hur man kan styra kundsidan. Olika prismodeller och incitament. För framtiden är det intressant att hantera små produktionskällor som vindkraft och nya förbrukare som elbilar. Intressant fundera på hur man kan få med människors vanor i styrmodeller.

- ABB är gärna med på ett pilotprojekt och gärna med EON i Malmö eller Göteborgs Energi, där man redan har SCADA-system

Diskussion med Nils Rex: Nils var med i ENERMET och är nu delägare i AIDON. Har ett speciellt intresse av Open Source-lösningar och standards.

- Intressant analysera hur man tar investeringsbeslut runt AMR. Kan ställa upp ett diagram med tekniklösning(funktion) mot möjlighet att använda lösningarna för olika tjänster. Kan också sätta upp ekonomisk nytta av dessa tjänster mot kostnaderna för att genomföra.
- Vad kostade tex Gudrun för EON? Vad skulle SCADA ha kostat resp gett för nytta om man haft med detta inklusive individuell mätning till alla kunder då stormen kom?
- Hur skall man hantera elbilar som både behöver laddas, men även kan fungera som energilager för el. Hur skall de tankas? Skattemässigt ger bensen mycket skatt, men skall man skilja mellan el för bilar resp andra applikationer? Är det ens möjligt, eller önskvärt? Ifall man tankar el i Tyskland, skall man i så fall debiteras av EON eller sin hemmaleverantör?
- Nils tycker inte att det är bra att man utnyttjar elnätet för övervakning av elnätsfunktionen, då avbrott ger detta i båda systemen. Bättre med tex radiokommunikation för övervakningen. (Skall dock noteras att det är mycket vanligare med avbrott i radiokommunikation än elnätskommunikation, så resonemanget är inte utan frågetecken. Turtle/HMPower marknadsför ju sitt insamlingssystem just med argumentet att man får en betydligt säkrare insamling, byggt på verklig statistik. Min kommentar).
- Nils tycker att de bolag som investerat i system som inte har timvärden eller möjlighet till interaktion har gjort ett dåligt val. Ger så mycket mer möjligheter för framtiden om man samlar in tätare information än en gång per dygn.
- Tar upp Göteborg Energi som ett positivt exempel, där man har Zigbee i alla mätare, vilket möjliggör interaktivitet och nya tjänster på sikt.
- Intressant med att ha programmerbara säkringar och automatbrytare i sina elmätare. Man skulle kunna sända ut styrning att säkringen sätts till tex 3 kW.
- Summering av samtal med Nils Rex (grundare Aidon)
- Definiera begreppet "smart grid" (FW "Detta tycker jag är väldigt viktigt – en bra delleverans i ett fo-projekt"). Idag kan det vara allt eller inget, beroende på vem som använder orden.
- Skapa beslutsstöd för elnätsbolag vad det gäller upplösning, kostnader och möjligheter
- Guide som ligger till grund för val av tekniklösningar.... Ekonomisk nytta i relation till investeringskostnader. Vad ger olika tekniklösningar tillgång till för nya möjligheter (applikationer). Vad har varje applikation för ekonomisk nytta? Slutligen ett y/x diagram där man kan se nytta kontra kostnader (ekonomisk nytta ,y-axeln) kontra

(kostnad för teknik, x-axeln). Ett projekt som beskriver systemarkitektur, ett som beskriver systemnytta, kundnytta...

- E.ON har en relativt god bild vad Gudrun kostade i pengar.
- Sätta ekonomiska värden på applikationer blir en svårighet. Det kan finnas en risk för att guiden blir urvattnad.
- Analysera de dagliga arbetsprocesserna – hur rollerna förändras mm – för att skatta...
- Nils Rex är ute efter en guide som ger beslutsstöd för investeringsbeslut.

John Åkerlund:

- Viktigt att alla nätägarna är med och ger sin syn på vilka tjänster som är viktigast och som man verkligen behöver
- Börja med att gå igenom "ettorna" i AMR-forums förslag.
- Nätbolag och elhandelsbolag har olika intressen. Ett problem då den som betalar också måste få något tillbaka. Hos Göteborgs energi har man lagt 70% av kostnaderna på moderbolaget, så att elhandelsbolaget bara behöver ta hem kostnader för resterande 30% för tjänster. Är ett sätt, som man kan göra. Ett problem dock att det ofta inte finns någon samordning mellan nät och elhandel.
- Intressant jämföra med mobiltelefoni. Här är det pratet som bygger upp hela systemet. Trots att det talats om massor av andra tjänster har dessa haft svårt att slå igenom.
- Åke var delprojektledare på Vattenfalls projekt år 2000. Man införde massor av tjänster, men kunderna var inte att beredda att betala för dem, åtminstone inte då.
- Man hade displayer för att visa enskild förbrukning på Irsta utanför Västerås. När projektet genomförts och man erbjöd kunderna att få ha kvar dem bad alla utom en att de skulle tas bort!
- Skall man ha säkerhetstjänster måste man hitta en modell där försäkringsbolagen ger rabatt till dem som installerar. Det är ju de som tjänar på det hela. Kan även innefatta fuktlarm och vattenledningsbrott (och kanske tom brandlarm, skulle kunna gå automatiskt till larmtjänsten). Kan försäkringsbolagen tex halvera premier skulle det ge ett starkt incitament.
- Vattenfall hade satsat ordentligt och förlorade runt en miljard kronor.
- Några andra funktioner av intresse kan vara elstöld. Kanske inte så vanligt, men viktigt hålla koll på där det sker.
- Intressant få larm om elavbrott. Kan vara viktigt om man bor på landet och kanske riskerar att frysen havererar od.
- I Göteborg har man gjort försök inom Market design i ett villaområde. Man simulerade högre priser. Sedan fejkade man "högre utomhustemperatur" som gav minskad värmelast (det blev kallare inne). Kundernas reaktion undersöktes sedan.

Lars-Ola Österlund; ABB Power Technologies AB, utvecklingsansvarig

- 1) Med ökande tillgänglighet av data så tycker jag första steget för oss är att ta in data i SCADA och visa där. Energimätvärdena skulle kunna övervakas och larmhanteras som dom är. Detta kräver datakommunikation.
 - 2) Nästa steg är att omvandla energimätvärdena till momentanmedelvärden och göra lastflödesberäkningar. Då skulle flöden och spänningar i hela distributionsnätet kunna övervakas vilket vore värdefullt.
 - 3) Nästa steg är laststyrning. För att kunna styra laster så måste de vara identifierbara. Varje last har en tidskaraktäristik på hur länge den kan tillåtas vara borta, en frys eller elvärmeelement kan inte vara borta så länge medan en ackumulatorpanna eller tvättmaskin kan vara borta längre. Om den lokala mätaren har energiprisinformation kan den allokera lasten så att elkostnaden minimeras. Om driftcentralen sedan dynamiskt uppdaterar mätarens prisinformation beroende på begränsande faktorer som kostnad för generering (punkt 4) eller nätöverlast (punkt 2) så kan produktion och distributionsnät optimeras.
 - Vindkraft skulle kunna prissättas dynamiskt så att när det blåser så sjunker priset. Med kostnadsstyrningen i 3) skulle då ackumulatorpannorna köras när det blåser. Produktionsdata från vindkraft behövs då samt en prissättningsmodell.
 - 5) Nästa steg är att dynamiska lastreduceringsfunktioner där konsumenter kopplas bort. Den lokala konsumenten skulle kunna ha flera lastgrupper som kan kopplas bort separat. Därmed skulle en kund inte helt bli utan el tex för belysning (bra för oss i Sverige på vintern).
- 1, 2 och 4 behövs för att få in data och övervaka den medan 3 och 5 också behöver styrfunktioner.

Pertti Järventausta, professor Tampere Technical University

- Använder AMR i lågspänningsnät. Har automatiserat att sända larm ifall säkring gått. Kan se fel direkt.
- Har jobbat med ABB, AIDON och några mindre leverantörer
- Håller på med fältförsök vid en plats i Finland. Dessutom håller en annan forskare på med försök i ett spin-offbolag. Detta är nere i Helsingfors.
- Jobbar med ABB i Finland, som har huvudansvar för Micro-SCADA, medan ABB i Sverige har huvudansvaret för Big-SCADA (Spider)

Sara Hauptman, produktansvarig för mjukvaror vid Kamstrup-Senea

- Kamstrup-Senea har fokuserat på att utveckla el- och värmemätare, men kompletterar även med varmvattenmätare.

- Elmätarna har många olika register med olika funktioner som mätning av effekt, både aktiv och reaktiv, och på alla tre faserna.
- Dessutom mäts ström i bägge riktningarna, finns möjlighet att sända event-information mm.

Bertil Moritz, HM Power

- Turtle räcker gott ifall man bara skall ha dagsmätvärden och debitering på månadsbasis.
- Man kan även sända maxeffektvärde under dygnet, förutom energi, ifall man önskar införa en effekttaxa.
- Signalöverföringen sker per genom elnätet och har visat sig vara mycket robust med mycket få signalöverföringsfel
- Priset för nätbolaget är avsevärt lägre än för konkurrerande teknik

Ordförande för APECs energigrupp, Dr. D. Natusch

- Erik D. talade med projektledaren för APECs energisektion från Nya Zeeland i början av januari i Hong-kong. APEC, som representerar 70 % av jordens befolkning, håller på och försöker få till samma funktion med AMR/AMI som vi diskuterar på Nya Zeeland såväl som inom hela APEC-området. Man är bla mycket intresserade av att kunna slå på och av spänning från remote, och integreringen av många små produktionsenheter med tex vind och solkraft står högt på agendan. Han ser det inte som ett jätteproblem att lösa detta, utan de kommer att föreslå även "remote" påslag. Har möte på Hawaii i mitten av januari om bla detta i en workshop.

4 Värde med olika funktioner

Det är inte helt enkelt att avgöra värdet av olika funktioner. Alla vill ha en objektiv bedömning, men de olika aktörerna har ganska olika uppfattning om värdet för givna funktioner, beroende på hur man räknar. Vid en workshop i januari diskuterades detta livligt. En principiell bild visades och ses i figur 1. Författarna till denna rapport har här försökt göra en relativ bedömning av värdet av olika funktioner. Även denna figur diskuterades livligt, och olika deltagare hade olika uppfattning angående det relativa värdet. Vår slutsats blev nog att det aldrig kommer att gå att göra en neutral bedömning, då det blir så mycket olika antaganden bakom alla beräkningar, att resultatet lätt kan skilja på flera tio-potenser utan att man för den skull gjort något fel! Det ena bolaget har mest luftledningar, medan det andra grävt ner sina. Det ena har ett nytt välinstrumenterat nät, medan det andra har ett gammalt. Osv.

Här nedan görs först en kortfattad beskrivning av funktioner där man har sett en möjlig nytta för nätägarna, och åtminstone majoriteten håller med om att funktionerna som sådana har ett nyttovärde:

Energistörningarna efter Gudrun uppskattas av Energimyndigheterna ha gett en samhällsekonomisk merkostnad på 4-5 miljarder kronor. Strömavbrotten i Danmark och södra Sverige 23 september 2003 ledde till inställda flyg, stora förseningar i tågtrafik mm. Kostnad? Vad hade AMR/AMI kunnat ge för minskade kostnader? Det skulle definitivt ha gett stora fördelar för kunderna om nätbolaget hade vetat om att ett antal kunder ännu inte fått tillbaka strömmen, och att det därför måste finnas ytterligare fel på nätet än de man åtgärdat. Om nätbolaget skulle tjäna på detta beror på. Avbrottsersättning på max 12,5 % av nätavgift utgår efter 12 h. Då vi har avbrott på flera månader är det ju bara kunden som drabbas, och inte elnätbolaget. Om kunden skulle kunna få ytterligare ersättning från något håll för tex produktionsbortfall od, så skulle värdet genast öka ordentligt, och förmodligen skulle man även få en så mycket bättre bild av nätstatus, att åtgärder skulle kunna sättas in så att fler skulle fått el snabbare efter ett avbrott.

Förbättrad ström kvalitet är intressant. Vad kan ökad kontroll av ström kvalitén i näten (reaktiv effekt, spännings- och strömvariationer, övertoner, obalans mellan faserna) ge för besparingar genom minskade förluster och behov av investeringar? Det skulle vara intressant att dels analysera hur ström kvaliteten varierar med tid och plats, såväl som att se hur åtgärder skulle kunna sättas in. Om alla i ett område har hög belastning samtidigt på samma fas, kanske man kan koppla om faserna i vissa av villorna i ett område, för att jämna ut den.

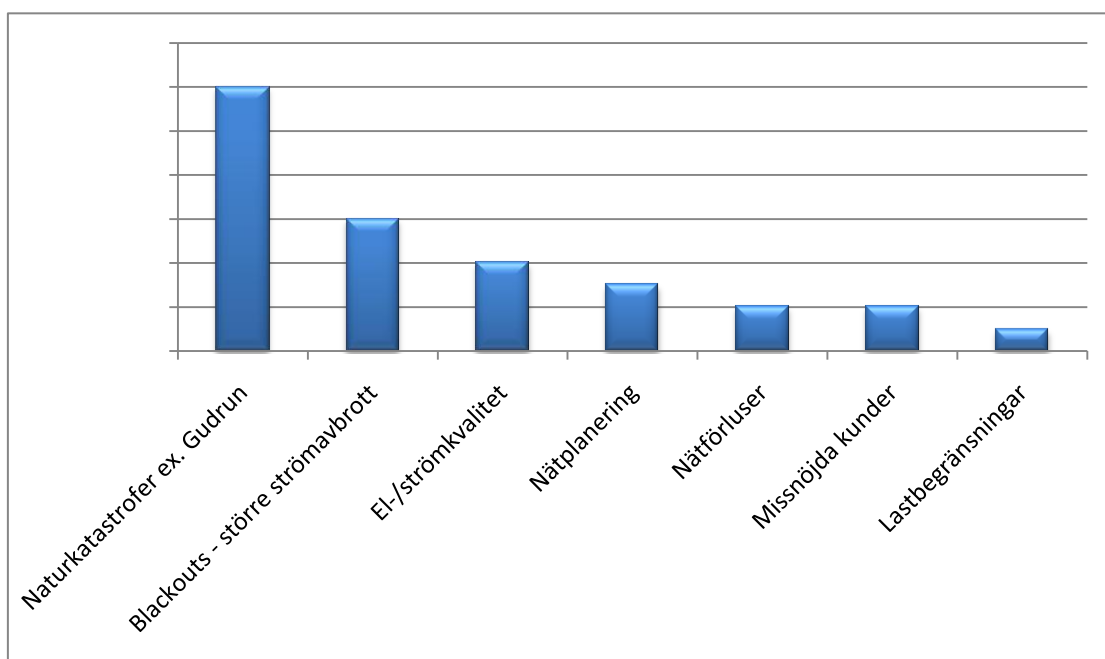
Nätplanering och övervakning – vilka effektivitetsvinster kan skapas? Ofta dimensionerar man nät utifrån ganska generella beräkningsformler. Lasten kan dock vara mycket annorlunda och även variera under året, men man

missar detta pga för dålig mätinformation. Här skulle AMR kunna vara ett värdefullt komplement.

Nätförluster – hur kan dessa minskas genom optimering utifrån ny information från AMR/AMI? Intressant jämföra summan av de olika AMR i en grupp med motsvarande mätinformation vid transformatorstationen. Kan använda informationen för att beräkna förluster, men även för att justera inställningarna i dessa utifrån det lokala förbrukningsmönstret över tiden.

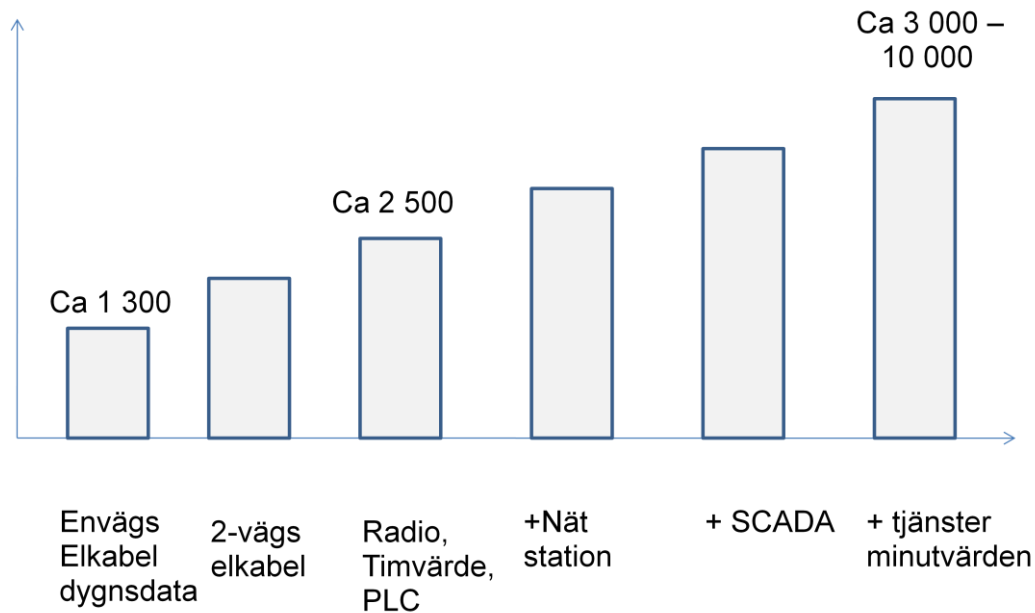
Laststyrning – Load control. Är intressant för att systemoptimera.

Demand-side management – efterfrågestyrning. Intressant koppla till olika effekt och energitaxemodeller.



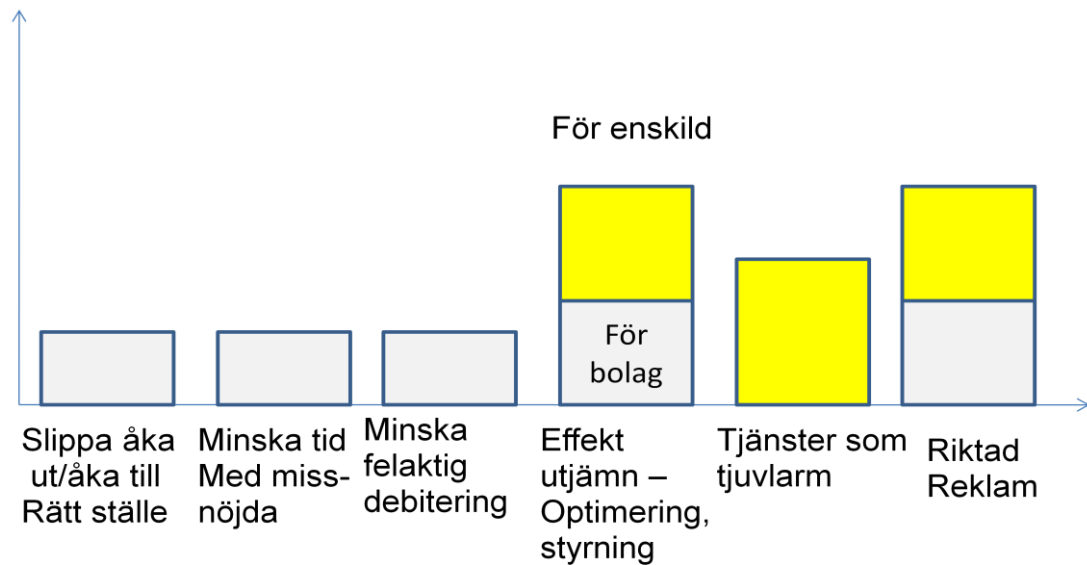
Figur 1. Ungefärliga, relativa möjliga vinster med AMI för nätägarna

Kostnader för att installera mätare och tjänster på olika nivåer kan ses i figur 2 nedan.



Figur 2. Ungefärliga kostnader per kund för apparater, tjänster och installationer på olika nivåer

I figur 3 ses hur enskilda kunder respektive nätbolaget kan tjäna på olika tjänster. Det är naturligtvis önskvärt att båda tjänar pengar på ett antal funktioner, men det är inte självklart vem som skall bekosta vad. Vissa tjänster kan vara mycket intressanta för kunder och elbolag, men är bara ett problem för nätbolaget. Prismodeller för hur man skall lösa det faktum att nätbolaget är ett monopol med elbolaget som levererar strömmen är konkurrensutsatt är helt klart viktigt, och de skulle vara värdefullt att prova olika modeller i praktiken. Tar man även in andra tjänsteleverantörer blir bilden ännu mer komplicerad, men samtidigt kanske det är detta som behövs för att motivera större funktionalitet i de lokala installationerna.



Figur 3. Vinst för nätbolag (ofyllt) respektive enskild kund (gult)

Uppskattningen av kostnaden för stormen Gudrun och vad AMR skulle ha kunnat innebära i form av bättre kontroll av vilka som fortfarande var utan el är inte helt enkel, då man dels har en direkt kostnad, dels bortfall av intäkter för enskilda kunder som drabbas. Summan kan röra sig om 100-tals miljoner. När det gäller stora black-outs och större strömavbrott är det viktigt att ha en klar bild över situationen i nätet, då man skall starta upp el-tillförseln igen. Här bör AMR vara av stort värde, kopplat till SCADA-systemet.

Kostnaden/Vinsten för nätbolaget kan ändras snabbt ifall statsmakterna skulle gå in och ändra regelverket genom att göra det mycket dyrt med strömavbrott. Vi kan ju se hur energiskatterna ändrat förutsättningarna för elenergiproduktionen de senaste 25 åren!

Då vi har mer och mer olika typer av elektronikapparater i hemmen, och dessutom inom industrin, så får vi högst varierande kvalitet på strömmen. Bruset omvandlas till värme i transformatorer och andra apparater, där kapaciteten begränsas. Det kan även innebära att de mätvärden vi samlar in kan störas. Värdet av detta kan beräknas på lokal och integrerad nivå, och exempel gavs vid seminariet från Ystad, där man inte behövt köpa nya transformatorer på många år sedan man fått bättre översikt av verklig belastning, och därigenom kunna flytta transformatorer med överkapacitet till positioner där man behövt förstärka. Samtidigt är det inte helt lätt att generalisera dessa siffror, då situationen kan variera betydligt från ett område till ett annat.

Möjligheten att kunna styra nätet bättre beroende på verklig last, reaktiv effekt på lokal nivå od är också ekonomiskt intressant.

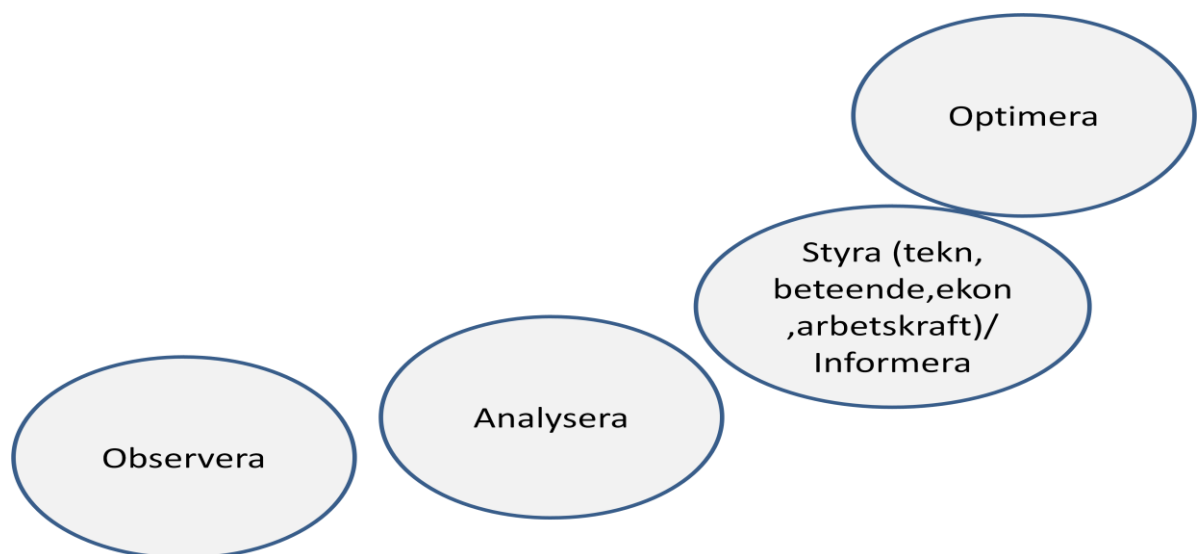
Kostnaden för missnöjda kunder går knappast att sätta ekonomiska siffror på, men att mycket personal går åt för att svara på frågor när saker inte fungerar är det ingen tvekan

om. Kvaliteten på nätet och yttre faktorer som vädret har naturligtvis stor betydelse här. Det som är ett stort problem för ett bolag är inte aktuellt alls för ett annat, i alla fall under samma år.

Slutsatserna är kortfattat att besparingspotentialen i kostnader och motivet för åtgärder beror på situationen för varje enskilt bolag, och det är svårt att generalisera. Räknar vi ut siffror för ett bolag kommer ett annat förmodligen att säga att "detta gäller inte oss", då situationen i vårt nät är helt annorlunda.

Ett antal funktioner kom upp som mycket intressanta under seminariets gruppdiskussioner. De ses nedan:

- Momentant avbrottsinformationssystem alt icke momentant (vecko-baserat)
(För redan installerade system)
- Styra resurser i fält – viktigt sända personal till rätt plats. Viktigt att snabbt kunna upptäcka ifall fel i kundens anläggning eller i vårt nät.
- Förlustinköp (nätförluster).” Eco-driving” för elnätet genom driftomläggningar
- Pengar, kundnytta :
- Avbrottsinformation
- Avbrottsersättning max 12,5 % av nätagift efter 12 h
- Vinter 2007/08 en miniGudrun per månad!
- Samhällskostnader tillkommer
- Både industri och hushåll berörs



Figur 4. AMR mätningar ger först en möjlighet att observera tillståndet i nätet. Informationen kan analyseras, varefter styrning kan ske på olika nivåer. Genom att samoptimera hela systemet kan ytterligare vinster ske

5 Förslag för Demoprojekt

Följande funktioner vore intressanta att ha med i olika demoinstallationer:

- Elbilar, småskalig elproduktion och AMI. Mätning i båda riktningarna sker och man har en modell för både avgifter och intäkter för leverantör och kund. Intressant att anpassa elbilsladdning till nätets förutsättningar. Intressant undersöka i praktiken hur man kan hantera både nya typer av laster som elbilar, och nya elproduktionsenheter som små vindkraftverk och solcellsanläggningar. Hur påverkas elkvaliteten? Hur kan man styra last och produktion på ett optimalt sätt tekniskt och ekonomiskt?
- Använda data för nätplanering. Kan skapa bättre lastprofiler än med dagens generella teoretiska beräkningar och därmed slippa överdimensionering av transformatorstationer. Genom att mäta verklig last och förluster kan man upptäcka var förstärkning behövs, men också var stor överkapacitet finns.
- AMR och SCADA – använda data på högre nivå. Vad klarar systemen av? Var finns begränsningarna/flaskhalsarna? Signalbehandling, lagring, databearbetning med olika tidsperspektiv.
- Studierna kan ge svar på frågor som: "kan detta genomföras" i ett befintligt system alternativt "Så här kan systemet uppgraderas." Krav på ett nytt system identifieras och specificeras.
- Web och internet är intressant att utnyttja, men rädslan för sabotage i transformatorstationer har bromsat. Man bör inte ha internet för kritiska driftfunktioner, men för information och övervakning finns det inget hinder, utan bör vara intressant att ha med.
- Internet – branschleverantörer har egna programvaror och system som man inte vill att andra skall kunna konkurrera på – borde inte vara så. Följ andra branscher! Hur man skall kunna skapa interface mot olika leverantörer är intressant att ha med i demo-projekt.
- Infrastruktur är generellt mycket intressant att studera närmare! Kopplingen hårdvara - mjukvara, och integration mellan olika system.
- Hur utnyttjar vi befintliga system bäst. Vissa är envägs (AMR), andra tvåvägs (AMI) etc. Hur uppgradera/komplettera för högre funktionalitet?
- Gå från proprietär lösning till mer gemensamma standards som OPC etc
- Titta på funktion. Vilka begränsningar finns? Hur kan man lösa dessa? Vad kostar det att genomföra? Göra känslighetsanalys.
- Lista de 15-20 olika apparattyper som finns. Vad kan dessa klara?
- Öppna upp leverantörernas protokoll som gjorts inom SCADA. Införa tex OPC server, eller telecomstandard, TCP/IP e.d.
- Vattenfall 2000 – hade 13 olika RTUer. Jättesvårt få att arbeta ihop. Har tagit ca 10 år att integrera, men idag fungerar det hyggligt. Kan man standardisera? Undersök.
- Det finns ett sug efter AMR-information i organisationen idag inom EON! Kan ge stor utväxling för framtiden. Undersök vad som går att ta fram på ett hyggligt

enkelt sätt, och hur systemen behöver kompletteras vad gäller databehandlingskapacitet, signalkapacitet od, för att kunna möta behoven.

- Fortum – har handlat upp i Sverige. Skall nu handla upp i Finland. Hur kan vi migrera så att Sverige får samma funktion som det kommer att bli i Finland?
- Hur kan man nyttigöra insamlad information till olika intressegrupper? Kunderna, tjänstesäljare, nätbolag etc. Vilken modell blir lönsammast och hur bör kostnad - prismodeller se ut?

Partners och projekt

Flera av de intervjuade har angett att de är intresserade av att delta i demo-projekt. Det gäller dels elnätbolag som EON, Göteborg Energi, Eskilstuna Energi och miljö, Jämtkraft elnät, Falbygden Energi, dels leverantörer av elmätare och system (i princip allesammans).

Det vore intressant att göra två olika demon.

- 1) En vid ett eller flera stora nätbolag, där man redan har SCADA-system som informationen kan knytas till. ABB har här SCADAsystem levererade hos EON och Göteborgs energi. Aidon och ABB samarbetar i försöken i Finland, och skulle även kunna göra det i tex Göteborg. Även intressant att undersöka om man kan knyta ihop olika mätare från olika leverantörer till samma SCADA och överordnade funktioner på ett effektivt sätt.
- 2) Det vore även intressant att göra prov vid något mindre nätbolag, då man här lättare kan prova även alternativa prismodeller. Detta är normalt svårare hos de större bolagen. Tex Vattenfall har uttryckt intresse för att vara med i en referensgrupp för ett sådant projekt.

Vårt förslag är att man sätter samman två projekt enligt ovan, och söker stöd för genomförandet hos Energimyndigheten som komplement till bolagens egna insatser. Universitet och högskolor (som Mälardalens högskola) är mycket gärna med och stöttar genomförandet och står för utvärderingen av installationerna.

Hur lägger man upp ett projekt och vad kan olika parter bidra med

Deltagare: Elnätbolag, leverantörer av hårdvara och mjukvara, högskola, konsulter.

Olika elnätbolag och leverantörer har erfarenheter av de produkter man säljer eller använder. En punkt bör vara att analysera vilka produktkombinationer som kan ge effektiva lösningar.

Man bör undersöka vilka som har kunskaper för att knyta ihop olika funktioner till helhetslösningar. Vi vet redan en del om detta, men först när man på allvar börjar diskutera i konkreta projekt kommer man att se både problem och möjligheter. Det är lämpligt att man utgår från naturliga samarbeten som nämnts ovan, där leverantörer och kunder redan har

gemensamma intressen. Detta håller nere kostnaderna, och ökar sannolikheten för lyckade försök.

Vem skall bekosta installationer och hur skall denne få tillbaka utgifterna? Hur hantera att man kan flytta eller byta leverantörer? Dessa frågor skall behandlas som en del i projektet. Här skulle man kunna tänka sig ett separat projekt som drivs av ELFORSK, då det är av mer principiell natur.

Diskutera Livslängd, reservdelar, UH, tillgänglighet av support till både HW och SW, nedladdning av programvara (begränsningar) för uppdatering av AMR-program (SP i Borås har uppdrag vad gäller själva AMR från Elforsk). Fundera på möjligheten med Smart Grids. (Uppdrag med Smart Grids från Elforsks styrelse. Elforsk gör sammanställning nu – en av Mats Leijons exjobbare).

Exempel på nya tjänster:

Laddhybrider – hur kan vi mäta med befintliga mätsystem? Vattenfall Research undersöker på uppdrag från Elforsk.

Använda AMR/AMI-data för att styra produktion och distribution mer effektivt. Avbrottsinformation annan komponent.

Säkerhetstjänster – LINUX ME har installation i USA med interaktiv kommunikation mellan mobiltelefon, dator, kamera, ljudanläggning mm för att skrämma tjuvar mm. Intressant även för oss?

Låta handlare få göra direktreklam via systemet till de abonnenter som accepterar detta, och i gengäld betala liten summa till eldistributören som driver systemet. Skulle kunna vara intressant undersöka som komplement, då man ändå undersöker annan funktionalitet. Kommer att komma på ett eller annat sätt på sikt, och ifall det skulle kunna ge elbranschen ett nytt ben är det dumt att inte vara med på tåget. Dock kanske inte nätbolagens högsta prioritet, utan mer elhandelsbolagens och deras som säljer energitjänster idag.

6 Bilagor

6.1 Funktioner med prioriteringsordning för hur viktiga funktionerna är kort och långsiktigt

Summary table of minimum functionality requirements group work of the Nordic AMR Forum

	Functionality	Long term priority for				Short term priority	Long term priority	Part of Minimum set of Functionality	Needs further analysis	Comments
		General basis	Grid support	Retail harmonization	Customer					
1	Two way communication with data security	1					1	Y/N functionality driven		
2	Clock synchronization	1					1	Y		
3	Remote configuration and software upgrading	1					1	Y		
4	Detection of errors and faults – e.g. watchdog function, self diagnostics, balancing...	1	1				1	Y		
5A	Metering interval – Billing and Settlement purposes (retail) 1 hour – Denmark 15 min			1		1	1	Y		PK: regular metering interval
5B	Metering interval - For energy saving purposes and grid maybe 10 min - 15 min		2		1		1	Y	1, 10, 15 or 30 min?	PK: temporary, thermal time constants in grid => 10 min and in heating loads => 10 min
6A	Reading of meter stand (accumulated register state and not only interval energy)	1		1		2	1	Y		

short term (1-3 years time horizon) long term priority (4-20 years time horizon)

1 = high priority
5 = low priority

xxx
X

Needs checking
Priority not yet defined

2

6.2

Summary of minimum functionality requirements group work of the Nordic AMR Forum

	Functionality	Long term priority for				Short term priority	Long term priority	Part of Minimum set of Functionality	Needs further analysis	Comments
		General basis	Grid support	Retail harmonization	Customer					
6B	General rules around estimation (filling in missing reads). Including rules about storage of read data at all levels of the systems.		1	1	1	1	1	Y		
7	Load control and demand response – Load shedding/ Ripple control, including basic load control (Interface only)		1	2	1	2	1	Y	priority for grid support ? 1 or 2 interfaces?	
8	Remote control of supply capacity (power limit like fuse size) – possible must (includes remote connect/disconnect)		2	2	1	2	1	Y		
9	Regular remote reading interval (month ... week day) - Basic functionality, configurable in the future.		1	1		2	1	Y	weekly, daily, etc.? needs cost/benefit analysis	
10	On demand reading "instantaneous" – interval for valid read; power (kW) on demand in real time (for customer_/3rd party VAS supplier)		1	2	1	2	1	Y		

short term (1-3 years time horizon) long term priority (4-20 years time horizon)

1 = high priority

5 = low priority

xxx
x

Needs checking

Priority not yet defined

3

Summary of minimum functionality requirements group work of the Nordic AMR Forum

	Functionality	Long term priority for				Short term priority	Long term priority	Part of Minimum set of Functionality	Needs further analysis	Comments
		General basis	Grid support	Retail harmonization	Customer					
11	Local reading ("Real time", 1hr or shorter interval?)- to different actors			1	2	3	1	Y	shorter interval?	
12	4 quadrant metering (Import, export, active, reactive)		1	1		1	1	Y		
13	Monitoring power outages (>= 3 minutes).		1		1			Y		1 minute in Denmark
14	Simple monitoring power quality such as 10 min voltage levels per phase and events such as dips and short outages (<3 minutes).		1		3		1	Y		1 minute in Denmark
15	Installation support / plug and play device commissioning – self initialization	2	2				2	Y		
16	Meter display – limitations and rules (Common interpretation of MID)			3	2	2	3	Y		
17	Multi-utility metering – responsibility and maturity of heat/gas/water, also sub-metering, also for 3rd party VAS supplier			2	2	1	1	Y	Not yet fully discussed	

short term (1-3 years time horizon) long term priority (4-20 years time horizon)
 1 = high priority
 5 = low priority

xxx
 X

Needs checking
 Priority not yet defined

4

Summary table of minimum functionality requirements group work of the Nordic AMR Forum

	Functionality	Long term priority for				Short term priority	Long term priority	Part of Minimum set of Functionality	Needs further analysis	Comments
		General basis	Grid support	Retail harmonization	Customer					
18	Support for dynamic pricing, communicating to customer through meter			2		4	2	N		PK: Can be via HAN-interface.
19	Detection of tampering		4	4			4	N		
20	Initiation of communication by the meter (e.g. for low priority alarms) – push/pull requirement	3	3		2		3	N		
21	Interface to Home automation (HAN-excluding output to display)			2	2	4	2	N		PK: Needed for energy saving, modelling for demand response, demand response, energy management of end use
22	Frequency & voltage measurement for load control functionality		1						Not yet discussed	PK: For very fast control based on local measurement

short term (1-3 years time horizon) long term priority (4-20 years time horizon)
 1 = high priority
 5 = low priority

xxx
 X

Needs checking
 Priority not yet defined

5

6.3 Studiebesök i Nordamerika med Market Design, Elforsk. Reserapport.

2008-10-06, Avresa Arlanda – Chicago – Toronto

Dag 1. Resedag. Tidsskillnad jämfört Sverige är -6 h.

2008-10-07, Besök på Toronto Hydro

Dag 2. Toronto Hydro opererar i området kring staden Toronto. Man genomför för närvarande omfattande installationer av utrustning för automatisk mätavläsning. Toronto Hydro är med sina 18,5 % av det totala antalet elkonsumenter det största distributionsbolaget i provinsen (motsvarande stat i USA) Ontario, Kanada.

Toronto Hydro har ungefär 680 000 kunder varav 601 500 hushållskunder och 78 500 kommersiella kunder. Indelningen av kommersiella/övriga kunder baseras på effektuttaget i intervallen 0 – 50 kW (66 200 kunder), 50 – 1 000 kW (11 600 kunder), 1 000 – 5 000 kW (500 kunder) och > 5 000 kW (50 kunder). Företaget levererar ungefär 25.8 TWh el per år, och har en redovisad toppeffekt på cirka 4 800 MW. Det senaste året (2007) inträffade det högsta effektuttaget under sommarhalvåret, den 27 juni. Under sommarhalvåret inträffar en effekttopp per dygn medan vinterhalvårets dagar typiskt har två effekttoppar per dygn, en på morgonen och en på kvällen. 15 % av de högsta

lasterna används endast 2 % av tiden. Ett stort problem är dessutom att lasten i nätet ökar konstant med cirka 3 % per år.

Elmarknaden i Ontario var avreglerad under ett kort period. Avregleringen av Ontarios elmarknad sammanföll med onormalt höga och långvariga utomhustemperaturer som dessutom inträffade i under den årliga revisionsperioden av kraftverk, och elpriserna ökade därför upp till 30 %. Efter sex månader återreglerades elmarknaden av federala myndigheter, och kunder som redan bytt elleverantör fick välja mellan att behålla det nya elhandelsföretaget eller att återvända till det ursprungliga. Idag köper mindre än 5 % av kunderna i Toronto Hydros distributionsområde el från ett annat elhandelsföretag.

AUTOMATISK MÄTAVLÄSNING – ONTARIO SMART METERING INITIATIVE

Målen som anges som skäl för det automatiska mätavläsningsinitiativet kan sammanfattas i tre punkter:

1. Att reducera energisystemets effekttoppar.
2. Att sänka kostnaderna för avläsning av elmätare.
3. Att minimera elstöder samt att minska möjligheterna manipulera med elmätarna.

Det provinsiella styret i Ontario har beslutat om mål för installationen av automatisk mätavläsning. I första skedet genomfördes installationer av 800 000 automatiskt avlästa elmätare till 31 december 2007, och till den 31 december 2010 ska samtliga mätpunkter ha inkluderats. Av de 800 000 mätpunkterna som skulle vara installerade år 2007 i Ontario stod Toronto Hydro för 400 000 installationer.

Den oberoende system operatör (Independent Electricity System Operator, IESO) har påbörjat utvecklingen av en omfattande databas (Meter Data Management Repository, MDM/R), som ska innehålla samtliga elförbrukningsdata i Ontario. Det är oklart vilken upplösning som databasen avses att omfatta. IESO:n har haft som avsikt att "avlasta" de lokala nätägarnas ansvar att lagra och hantera mätdata, något som Toronto Hydro tycks uttrycka viss skepsis emot. Utvecklingen av MDM/R tycks ta både mycket tid och resurser, och enligt Toronto Hydro har arbetet med den provinsiella mätdatabasen stagnerat. Idag levererar Toronto Hydro en liten delmängd mätdata till den provinsiella mätvärdesdatabasen, och fokuserar istället på att få de interna processerna att fungera.

Ett utav skälen till att Ontario, Kanada, besöktes var att man haft som mål inom provinsen att skapa en gemensam provinsiell mätdatabas. Den federala myndigheten, Ontario Energy Board, var först kontaktade inför detta besök men lämnade återbud under sommaren.

TORONTO HYDROS MÄTINSAMLINGSSYSTEM

Toronto Hydro har valt ett insamlingssystem från företaget Elster Electricity, LLC. EnergyAxis System använder tvåvägs radiokommunikation på frekvensbandet 900 MHz med uteffekten 250 mW. Systemet utnyttjar meshradio-teknologi där varje enhet fungerar som en repeater och kan skapa dynamiska kommunikationsvägar för att optimera signalens räckvidd. Förhållandet mellan mätpunkt och multipunkt (*eng.*

collector) är 300/1. I genomsnitt sker tre till fyra hopp innan signalen når fram till multipunkten. Maximalt kan en multipunkt hantera upp till 1000 mätpunkter med upp till åtta hopp.

På frågan om Toronto Hydro får ha full kostnadstäckning för installationerna av mätsystem påtalas att ett stort problem är att det enbart fokuserats på kostnader per mätpunkt. Ingen hänsyn fick eller har tagits till de merkostnader som uppstår i de bakomliggande systemen (*eng. back-end systems*).

På Toronto Hydro presenteras kraven på en "smart" elmätare/mätsystem:

- Mätaren bör utnyttja minimalt med lagringskapacitet för att uppfylla minimikraven på tidsupplösta förbrukningsserier.
- Mätaren måste kunna anpassas/konfigureras utan att monteras ned. Nya tariffstrukturer, som CPP (*eng. Critical Peak Pricing*), och andra prisstrukturer som kan antas komma inom en överskådlig framtid skall kunna implementeras i mätaren.
- Det ska ske en återkoppling, minst på dygnsnivå, till elkonsumenterna.

INTERNETBASERADE LÖSNINGAR - WEBB

Toronto Hydro har, för att uppfylla återkopplingskravet på förbrukningen till sina elkunder, lanserat en webbaserad portal som ger tillgång till avlästa mätvärden. I pilotprojektet har 50 000 kunder givits tillträde till tjänsten, och av dessa registrerade sig 1 200 användare. Av de kunder som registrerade sig utnyttjar 300 – 400 användare tjänsten dagligen. Webbtjänsten var i pilotprojektet gratis för användarna. I tjänsten kan användarna se både sin elförbrukning samt kostnaderna för denna. Kunderna kan dessutom mata in egna elpriser för att göra prisjämförelser mellan olika avtal och olika elhandlare. Det sistnämnda gäller bara för konsumenter som bytte elhandlare under den korta avregleringen. För de större elförbrukarna finns möjligheten att via webbaserade tjänster få access till mätdata med en intervallupplösning på 15 minuter. På sikt vill man undersöka hur elkonsumenter reagerar på olika prissignaler, och det finns ett pågående forskningsprojekt inom en delmängd av de kunder som haft tillträde till tjänsten.

MÄTNING AV YTTERLIGARE PARAMETRAR – SMART GRID

Toronto Hydro har inte kommit långt utvecklingen av fysiska installationer inom *smart grid* teknologi, och det finns inte heller någon tydlig bild vad "smart grid" är för något. En del hävdar att installationen av fjärravlästa mätare är en smart grid funktion medan andra tänker sig mer avancerade övervaknings- och styrfunktioner av elnätet, där den nya infrastrukturen kan utnyttjas för att hantera andra mätdata än energi-/effektvärden.

Nedan är två citat från diskussionen kring smart grid...

"Smart grid is an excellent overall architecture to implement advanced customer functions."

"A mean opinion would be that smart metering/smart grid is an opportunity for the utilities to get paid for actions that they already should have been implementing."

Toronto Hydro nämnder ett par specifika områden där potentiella riktlinjer lagts upp, och det är framtida funktioner inom bakomliggande (*eng. back-end*) systemen.

- Noggrannare bokföring av vilken sorts energi som förbrukas samt inom vilka tidsperioder (*eng. energy accounting*).
- Kartläggning av hur och när energi förbrukas samt relatera detta till geografiska data (*eng. energy consumption mapping*).
- Kontroll av el/energi, d.v.s. att granska kvalitetsparametrar (*eng. energy quality control*)*.

*Innebörden av kvalitetsparametrar klargjordes inte riktigt, men bl.a. nämndes reaktiv effektmätning på elektricitet.

Huvudkontakt: Steve MacDonald (Manager, Meter Services, Toronto Hydro)

2008-10-08, Avresa Toronto – Los Angeles

Dag 3. Resedag. Tidsskillnad jämfört Sverige, -9 h.

2008-10-09, Southern California Edison

Dag 4. Två studiebesök var inplanerade under den fjärde dagen. På förmiddagen genomfördes det första studiebesöket med representanter från Southern California Edisons (SCE) på deras testcenter för elbilar och batterier. Under eftermiddagen var representanter från deras mätsystemleverantör, Itron, inbjudna för en runt-bordet-diskussion.

SCE är ett utav det största energiföretaget i USA, och den största aktören i Kalifornien med cirka 5 miljoner elkunder. Företaget har cirka 20 000 km högspänningsledning samt 180 000 km lågspänningsledning. Den installerade effekten uppgår till 5 000 MW och består av en sammansättning av kärnkraft, vattenkraft och fossileldade kraftverk.

SCE ELECTRIC VEHICLE TECHNICAL CENTER

Electric Vehicle Test Center (EV Technical Center) är beläget i Pomona och genomför tester inom flera olika områden och åt en mängd olika utvecklare. Bolaget arbetar både mot transportsektorn samt mot industri/verksamheter med stora batteribehov. Verksamheten sammanfattas i ett antal huvudaktiviteter

- Att utföra testning av tekniska lösningar
- Utvärdering av olika koncept
- Leverera forsknings- och utredningsrapporter
- Utfärda rekommendationer

Aktiviteterna utförs inom de tre huvudområdena, elbilar, hybridbilar samt avancerad elektricitetslagring.

SCE var tidigt ute och inkluderade el- och hybridbilar i delar av sin relativt stora fordonsflotta. Totalt har företaget tillgång till 6 000 bilar och uppger att man ständigt förnyar en viss andel av den med den nya generationens miljöbilar. Det tidiga engagemanget inom elbilar i kombination med att man i dagsläget har USA:s största

elbilsägande är också ett utav skälen till att man byggt upp en gedigen kunskap inom elbilsområdet.

Redan på 80-talet köpte SCE en serie elbilar från Toyota, som man sedan kört fram tills idag. I fordonsparken ingår även elbaserade kranbilar, dessa genererar sin el via gasturbiner och som i sin tur matar ett batterier. Initial testning av dessa tunga fordon visar på lovande resultat, 50 % reducerade emissioner och en minskad bränsleåtgång mellan 40 – 60 %. Den dominerande biltypen av SCEs 300 elbilar är dock Toyota RAV-4 EVs. Dessa används framför allt till mätavläsning, säkerhetspatrullering, SCEs fältarbetare m.fl. Den totala körsträckan för dessa fordon uppgår till 16 000 mil varje månad.

Då Kalifornien, med sina hårda miljö- och utsläppsmål, är en mycket viktig marknad för elbilsleverantörer testar många tillverkare sina bilar i EV Technical Centers lokaler, och under studiebesöket nämns bl.a. Ford, GM, Nissan och Toyota. Tillsammans med Ford och forskningsorganisationen Electric and Power Research Institute (EPRI) är SCE engagerad i utvecklingen av elbaserade plug-in fordon (*eng. Plug-in Electric Vehicle, PEV*). Företaget driver också standardiseringsfrågor och öppna standarder för PEVs.

EV Technical Center arbetar även med flera typer av energieffektiviseringsuppdrag, speciellt mot verksamheter med innehav/tillverkning av större batterisystem. Man nämner att uppladdningen av batterier är en källa till stora förluster. I många fall är batteriladdarna anslutna alldeles för länge med ökade energikostnader upp till 20 - 50 %, detta gäller både i tillverknings- och driftfasen.

Vid EV Test Center finns även en anläggning som kallas framtidens garage (*eng. garage of the future*). Anläggningen är relativt nybyggd, och är egentligen en utbyggnad av de befintliga testlokalerna. Det finns dock solpaneler installerade på taket samt en omvandlingsenhet som kan omvandla likströmsnivåerna i ett typiskt elbilsbatteri till att passa husets växelströmsnivåer, konceptet kallas för "battery-in-a-box". Det presenteras dock inte om några omfattande studier, utan detta tycks främst vara en förberedelse inför framtida forsknings-/utvecklingsprojekt. Tanken är att utnyttja batterier som är uttjänta ur ett elbilsperspektiv och istället integrera dem i hemmet. Batterierna kan matas med el från solpaneler och annan miljövänlig mikrogenerering (ex. vind). Batterierna bör även kunna anslutas till nätet och på sätt vara ett tillgängligt lager för elektricitet som kan utnyttjas bl.a. vid effektbristsituationer.

Huvudkontakt: Darcy Skaggs (Manager, EV Technical Center, SCE)

ITRON

Intron är ett företag som är baserat i Nordamerika, och har som leverantör till SCE blivit ombedd att presentera sitt mätsystem. Intron äger även Actaris som levererar mätsystem i Europa och på den svenska energimarknaden.

Representanterna för Intron menar att deras strävan att använda öppna protokoll i varje del av sitt mätsystem (AMR/AMI) har gjort företaget mer konkurrenskraftigt.

			Installationsplan och versioner		
	Standard	Enhet	2006	FT 2	Storskalig inst.
Mätare	C12.19	Mätare	v1.0	v1.5	v2.0
Multipunkt	C12.22	CellRelay	v1.0	v1.0	v1.0
Insamlingssystem	C12.22	Collection Engine	SR 1.0	SR 1.1	SR 2.0
Mätdatabas		MDMS – eMeter			
HAN	Zigbee				

Huvudkontakt: Gregory K. Myers (Director Product Marketing, Itron)

2008-10-10, Southern California Edison

Dag 5. Det sista mötet genomfördes i SCEs lokaler i La Palma - Los Angeles. En heldag där flera av huvudpersonerna som är inblandade i bolagets utrullning och implementering av automatisk fjärravläsning och smart grid funktioner höll presentationer och deltog i "runt-bordet-diskussioner".

Paul De Martini startade dagen med ett anförande över företagets betänkanden inför denna stora utmaning, d.v.s. att välja ett system som ska implementeras och serva upp till 5.3 miljoner elabonnenter. Paul är högsta ansvariga chef (vice president) för satsningen Edison SmartConnect™, och han var även med i den kärngrupp som initierade diskussionerna angående smart grid på SCE. Företaget har i sina kundundersökningar sett hur det har skett en förändring av vad deras kunder förväntar sig av dem som leverantör av el och energitjänster. I resultaten kan utläsas att kraven från kunderna ökar, SCE ska inte längre bara vara en bra och tryggt transmissions- och distributionsföretag (*eng. utility service excellence*), utan man ser även ett ökande behov av att leverera en personlig kundservice (*eng. personalized customer experience*).

I Kalifornien har man upplevt en enorm ökning av effektbehovet. Under de senaste sex åren har efterfrågan ökat med över 4 000 MW, bara i SCEs nätområde. Mellan åren 2001 – 2006 hade man en årlig ökning av lasten med 5 % per år.

Totalt ska 5.3 miljoner mätare installeras fram till år 2012. Både den första och andra fälttestesten är slutförda, och i den kvarvarande utplaceringsstrategin tänker man sig en tre stegs raket. Under våren 2009 lanserar det första steget och installerar 50 000 mätare. Efter detta görs ett uppehåll på några månader för att undersöka alla kringliggande system, se över installationsrutiner och göra uppföljningar i varje delområde för att sedan påbörja den fullskaliga utrullningen om 5 miljoner installationer.

SCEs MÄTSINSAMLINGSSYSTEM

Det mätinsamlingssystem som installeras kommer att levereras av Itron. Enligt uppgift är systemet komponentbaserat där man avgränsat varje del genom att upprätthålla olika standarder. Hur flexibelt systemet verkligen blir är oklart då man bl.a. har inkluderat en avancerad säkerhetsfunktion som genomför krypteringen av all datatrafik där standarden frångåtts. Att inkludera nya komponenter blir då ett avancerat problem, eftersom allt hanteras i de bakomliggande systemen.

Även i Kalifornien är elnätsföretagen reglerade av en federal myndighet. Investeringen som genomförs är presenterad för myndigheten och kostnaderna för mätarna är godkänd. Företaget får ta ut en kostnad som motsvarar 5.5 % avkastning på investerat kapital (§1.3 M). SCE uppger att kostnaden per kund ändå kommer att bli relativt liten. Man har i sin "cost-benefit" analys kommit fram till att detta, totalt sätt, kommer att vara en lönsam investering då de uppskattade vinsterna på lastkontroll, prisstyrning och energibesparing kommer att vara betydande.

SCEs ÅSIKTER OM SMART GRID

Smart grid kombinerar energi- och informationsteknologi för att skapa ett dynamiskt och säkert nätverk som bl.a. sammanfogar en mångfaldig produktion och lagring med elkonsumenter som försöker nyttja elenergi på ett mer klokt sätt ur flera perspektiv.

SCE identifiera ett antal områden där teknologier för smart grid kan utnyttjas...

- Att möjliggöra distribuerade energikällor och stöda aktiva energival från kunderna. Likaså kan tekniken öka de möjliga alternativen av olika energikällor.
- Att motverka systemkollaps genom realtidsanalyser och mer avancerade elnättekniker.
- Att minimera störningar i kraftnäten på grund av transmissions- och distributionstörningar genom ökad automation.
- Förbättra säkerheten och öka effektiviteten att förvalta tillgångar genom mer avancerad skyddsutrustning, elektrisk utrustning och trådlös kommunikation.

Huvudkontakt: Arlene J. Rocabado (Lead, External Engagement, SCE)

2008-10-11, Los Angeles

Dag 6. Ledig dag, sightseeing, kultur, avslutningsmiddag

2008-10-12, Avresa Los Angeles – Chicago – Arlanda

Dag 7 - 8. Resedag(ar). Anländer på Arlanda måndagen den 13 oktober, 2008.

Sammanställning av kontakter

TORONTO HYDRO

Steve MacDonald (Manager, Meter Services). 416-542-3421. smacdona@torontohydro.com.

ITRON

Gregory K. Myers (Director Product Marketing), greg.myers@itron.com, 864-710-7004(cell)

Jeff Rowe (Account Executive, Itron North America), jeff.rowe@itron.com, 602-882-3139 (cell)

SOUTHERN CALIFORNIA EDISON

Paul De Martini (vice president SmartConnect™)

Paula Campbell (Head of Program Office)

Tom Walker (Head of Business Integration)

Cathy Melton (Deployment)

Arlene J. Rocabado (Lead, External Engagement), arlene.rocabada@sce.com, 626-302-1530

Darcy Skaggs (Manager EV Technical Center), darcy.skaggs@sce.com, 949-573-1957(cell)

Avslutande kommentarer

Det är tydligt att installationen av fjärravlästa elmätare kommit mycket långt här i Sverige och det har även börjat utvecklas tilläggsapplikationer och mervärdestjänster. Min uppfattning är att många i vårt resesällskap hade förväntningar att de besökta företagen skulle kommit längre med implementeringen av smart grid och mervärdestjänster.

Det federala Initiativet till en gemensam mätvärdesdatabas i Ontario, Kanada, är intressant. Under studiebesöket visade sig dock att initiativet kraftigt har bromsats upp, och under mötet framkom en del kritiska röster till initiativet. En personlig reflektion är att ett första steg vore att underlätta för oberoende aktörer att ta del av informationen, efter kundens godkännande. Då behövs ett system för att hantera kunders godkännande samt ett tydligt standardiserat gränssnitt hur elförbrukningsinformation ska hanteras och tillhandahållas externt. Det bör även utvärderas vad kostnaderna maximalt får bli för att utveckla elmarknaden. Att tillhandahålla elförbrukningsinformation till olika aktörer ökar möjligheterna till en väl fungerade avreglerad elmarknad. Lösningen behöver nödvändigtvis inte vara en gemensam databas, utan tydliga regler hur energiinformation skall göras tillgängligt samt i vilket format det ska tillhandahållas.

Southern California Edison hade kommit betydligt längre i sina funderingar kring mervärdestjänster samt smart grid funktionalitet. I smart grid konceptet är automatisk fjärravläsning en viktig komponent, och som i många fall kan uppfattas vara grundkärnan i konceptet. Att fjärravläsa kunders elförbrukning gick historiskt under namnet automatisk mätavläsning (*eng. automatic meter reading, AMR*). Denna term har över tiden utvecklats till avancerad elmätarhantering (*eng. advanced meter management, AMM*) och vidare till avancerad infrastruktur för mätning (*eng. advanced metering infrastructure*). Frågan är egentligen vad som skiljer de olika koncepten åt, det är inte tydligt. I många fall är det endast att systemperspektivet har förflyttas på hur mätvärdena ska hanteras, från enbart insamling, till att mätvärdena faktiskt kommer in i en databas och dessutom utnyttjas av andra applikationer.

Det är också viktigt att definiera begreppet smart grid. Smart grid har, i princip, olika innebörd i olika länder, organisationer och dessutom för olika personer inom organisationerna. Det vore önskvärt att arbeta fram en nationell definition av smart grid teknologi, som dessutom också korrelerar till en europeisk och internationell definition. Dessutom bör det utformas en strategi hur definitionen ska marknadsföras/presenteras för att bli en accepterad standarddefinition som används av alla (iaf av en majoritet) i branschen

Smart grid konceptet har en mycket lång väg kvar innan det kommer att ha implementerats på SCE. Det finns en viktig skillnad mellan de svenska förutsättningarna och de amerikanska. Det finns ett större ekonomiskt incitament att utveckla metoder för att flytta last från höglast perioder (*eng. on-peak*) till tider med lägre belastning i elnätet (*eng. off-peak*). Vid vårt besök uppgavs att prisskillnader mellan hög- respektive låglast kunde uppgå till en faktor 4. Detta ger ett större och tydligare ekonomiskt incitament jämfört med svenska förhållanden som i stor grad präglas av vanliga energiabonnemang, där det inte har någon större betydelse hur och när en kilowattimme förbrukas.