LEAST COST UTILITY PLANNING

A Handbook for Public Utility Commissioners

Volume 2
The Demand Side:
Conceptual and Methodological Issues
December 1988

National Association of Regulatory Utility Commissioners

Prepared by:
Florentin Krause and Joseph Eto

Förord

Detta är en fri översättning av de delar i skriften som vi anser vara av störst intresse för energileverantörer i Sverige. Övriga kapitel har sammanfattats, eftersom de i större utsträckning gäller förhållanden i USA, där starkt reguglatoriska inslag finns som skiljer sig från förhållandena i Sverige.

I Sverige ökar intresset för s k integrerad resursanvändning. Det betyder att vi måste finna praktiska metoder för att värdera och jämföra resurserna inom produktion och distribution med den resurs som effektivare användning utgör. Svårigheterna ligger bl a i aktörernas skilda ekonomiska verkligheter och i att kunna förutsäga kostnaderna. Det svåraste området är kanske just att väga kostnaderna för och resultatet av olika projekt för effektivare energianvändning.

Publikationen här är den andra volymen av NARUC Handbook of Least Cost Utility Planning och den behandlar främst resurserna på användarsidan i processen med att uppnå lägsta, optimala kostnad för önskad nytta inom energisektorn. Det kan vara bra att hålla i minnet att detta är en amerikansk text, som översatts, när förhållandena som beskrivs inte helt motsvarar våra svenska.

Man talar om integrerad resursanvändning för att visa att resurser på både tillförsel- och efterfrågesidan är delar i processen. Trenden i USA är ett tydligt ökande engagemang för integrerad resursanvändning. Samtidigt har erfarenheterna visat att frågor om metoder behöver lösas inom flera områden, om en policy för planering mot lägsta möjliga kostnad skall kunna introduceras.

Problemen finns inom följande huvudgrupper:

1. Beräkning, jämförelse och integration av möjligheterna på tillförselsidan
2. Beräkning, jämförelse och integration av effektivisering och laststyrning
3. Jämförelse och integration av möjligheterna på användarsidan och tillförselsidan.

På tillförselsidan kan komplexiteten och osäkerheten vara större än på användarsidan. På tillförselsidan rör frågeställningarna fördelar i storskalighet, ledtider, enhetsstorlek, tillförlitlighet, tillgänglighet, bränslepriser och fluktuationer, produktionsprofil över tiden, miljöeffekter etc. Problemen med miljörelaterade och andra yttre förhållanden gör kostnaden för tillförselkällor extra osäker.

Även på användarsidan finns en lång rad faktorer som är svåra att förutsäga; mätning av programrelaterade inbesparingar, påverkan på lastkurvan, programkostnader, möjlighet att förutsäga kundacceptans och avgifter, varaktigheten av inbesparingar etc.

Slutligen uppstår flera speciella problem när man integrerar resurserna på användarsidan med en traditionellt produktionsorienterad planering. Dit hör att välja kostnad/nytta- test, att definiera och beräkna kostnader som undvikits, att värdera risker och att välja lämpliga verktyg för planering under osäkerhet.

Publikationen börjar med ett logiskt resonemang om att resurser på användarsidan existerar och om den roll program från energileverantörerna spelar, när det gäller att mobilisera dem. Detta kapitel finns med i sin helhet. (Kapitel II)

Därefter diskuteras testmetoder och problem och argument som framförs i debatten om hur resultaten från olika ekonomiska betraktelsesätt skall balanseras. Dessa kapitel har sammanfattats. (Kapitel III och IV)

En kort översikt följer över mätproblem som uppstår vid insamling av data till de ekonomiska testerna. I detalj tas endast upp problemet med rätt bestämning av kostnader som undvikits. Hela kapitlet har medtagits. (Kapitel V)

Diskussionen om undvikta kostnader bildar en brygga över till frågeställningarna kring dynamiska modelltekniker som lämpar sig för integrerad resursplanering. En överblick över nyckelmetoder för modeller ges i rapportens sista del. Här har vi valt en sammanfattning. (Kapitel VI)

Kapitel II

DEN LOGISKA GRUNDEN FÖR PROGRAM PÅ ANVÄNDARSIDAN

Resurser på användarsidan och den konventionella ekonomiska modellen

Resurser på användarsidan gör det möjligt att tillhandahålla energitjänster på ett mer effektivt sätt. De möjligheterna tas inte tillvara fullt ut på marknaden. Det krävs speciella program för att kunna utnyttja resurserna. Programmen försöker uppbåda kostnadseffektiva besparingar vad gäller elanvändning och belastningstoppar. Dessa besparingar skulle antingen inte ha blivit av utan sådana program eller försenats kraftigt. Inte i något av fallen skulle de varit *tillförlitliga* . Därför skulle de ha drivit upp elpriset eller tvingat elverken att bygga ut dyrbar produktionskapacitet.

Den konventionella modellen

När man använder klassisk ekonomisk teori ser man inte självklart att det finns resurser på användarsidan. Enligt den vedertagna modellen av en perfekt fungerande marknadsekonomi kommer konsumenterna - motiverade av egennyttan - att självmant investera i ekonomiskt effektiva inbesparingar och laststyrning. De kommer att jämföra alternativa möjligheter till investeringar, exempelvis sparande, aktier och obligationer, och de kommer att vilja fullfölja de investeringar inom energieffektivisering som ger samma avkastning (eller bättre) som de kan få genom andra typer av investeringar. Man kommer att välja investeringar på användarsidan som är i någorlunda jämvikt med den avkastningsränta på kapitalet som man uppnår inom ekonomin som helhet.

Den här modellen har format den traditionella synen på energisektorn. Den hävdar att ineffektivitet på användarsidan (och således mellan resurserna där) existerar huvudsakligen på grund av felaktiga prissignaler. Fokuseringen på priset gäller om man antar att konsumenterna:

2) Vilka ekonomiska krav på återbetalning ställs av kunderna (explicit eller implicit) när de ska avgöra vilka investeringar de vill göra för effektivitare energianvändning?

3) Vilka speciella institutionella och samhälleliga ekonomiska faktorer mer än priset (om de finns) påverkar eller avgör dessa beslut om investeringar?

- - - - - - - - - - - - -

/a/ Se t ex diskussionerna i Stern and Aronson 1984, Blumstein *et al.* 1980 och EPRI 1987. Flera andra referenser till dokumentation och analys av dessa problem har medtagits nedan i diskussionen om skillnaden i krav på återbetalningstid (payback gap).

- - - - - - - - - - - - -

De följande avsnitten speglar de viktigaste resultaten av denna forskning.

Effektivitetsgapet

Ett antal studier /b/ har undersökt möjligheterna till ytterligare energibesparingar genom ökad effektivitet i användarledet. Uppskattningarna varierar, men studierna är eniga om att det är en stor skillnad i energieffektivitet mellan den genomsnittliga nyinvesteringen och den bästa och mest kostnadseffektiva teknologi, som finns tillgänglig på marknaden. Skillnaden blir ännu större om vi i begreppet "den bästa tillgängliga tekniken" räknar in befintliga prototyper och förbättringar som bygger på befintlig material och kända komponenter och som står på tröskeln till kommersiell användning. Vi räknar även in i övrigt känd teknik som kan realiseras inom den 10-20 årshorisont som gäller för resurs-planering hos energileverantören.

I energileverantörernas planering är det vanligt att man endast beaktar kommersiellt tillgänglig och massproducerad utrustning eller väl etablerad byggteknik.

Även med denna inskränkning finner vi möjligheter till besparingar enligt ovan på 50% eller mer inom en rad användningsområden såsom belysning i bostäder och lokaler, kylning, vattenvärmning mm. Dessa tekniska analyser visar också att man genom investeringar i dessa kommersiellt tillgängliga tekniska lösningar på användarsidan når en genomsnittskostnad för inbesparad energi /c/ som ofta är signifikant lägre än rådande elpriser.

- - - - - - - - - -

/b/ Se t ex SERI (1980) för alla sektorer i USA:s ekonomi som helhet, Ustbelli *et al.* (1985) om den kommersiella sektorn, Hunn. Rosenfeld *et al.* (1986) om bostadssektorn och om den kommersiella sektom, Geller *et al.* (1986) och Krause *et al.* (1987) för bostadssektorn, baserade på data från distributionsområden i Texas, Kalifornien och Michigan.

/c/ Kostnaden för inbesparad energi (*cost of conserved energy CCE*) är den sammanvägda kapital- och underhållskostnaden för en effektivitets-investering under dess användbara livstid dividerad med energibesparingen (Meier 1982). På ett liknande sätt kan man fastställa kostnaden för inbesparad toppkraft (CCPP), se (Krause *et al.* 1987)

- - - - - - - - - - - -

Om vi vill förstå hur man specificerar en resurs på användarsidan har vi nytta av att relatera begreppet till konventionella prognostemer för energileverantörer. Figur II-1 visar fyra olika trendkurvor som illustrerar metoden. Figuren grundas på en nyligen genomförd studie i lägsta-kostnadsplanering i Michigan. /d/

- - - - - - - - - - -

/d/ Michigan Electricity Options Study (MEOS) 1987. Figuren visar resultat från studier av bostadssektorn, framlagda av LBL (Krause *et al.* 1987)

Figur II-1.
Demand-Side Resources in Michigan´s Residential Sector, 1985-2005, se bilaga

Figur II-2.
Curve of Annual Resedential Sector Electricity Savings in Michigan, Year 2005, se bilaga

- - - - - - - - - - -

Den översta kurvan med beteckningen *frozen efficiency forecast* visar behovet av el om vi antar att det inte sker några som helst förbättringar av teknologin, dvs att behovet ökar endast på grund av utvecklingen av antalet hushåll och deras storlek, ökande inkomster (eller, inom industrisektorn, tillväxt i förädlingsvärde inom branscherna) och mättnadsgraden för apparater och utrustning.

Den andra linjen, *business-as-usual forecast*, innefattar förväntningar på effektivitetsförbättringar som en följd av rådande marknadstrender och andra kända faktorer såsom planer för effektivitetsstandard./e/

Den tredje linjen, som vi kallat *program-based scenario,* vilar på samma prognos men antar att energileverantörerna inför ett antal program, som skulle påskynda och säkerställa att mer effektiva tekniska lösningar på användarsidan verkligen sprids och används. Tillförselkurvan i Figur II-2 visar kostnaderna för de medräknade programmen.

Den fjärde linjen, *technical potential*, visar den hypotetiska användning som skulle uppstå om den mest effektiva uppfinningen eller teknologin på marknaden nyttjades fullt ut vid varje ny- eller tilläggsinvestering i byggnader eller utrustning. Kostnader för denna tekniska potential struktureras vanligen som i Figur II-2, men eftersom fullständig marknadstäckning antas, blir de tillgängliga besparingarna vid varje kostnadssteg större.

Figur II-1 visar att elbehovet för bostadssektorn skulle bli omkring 54% lägre än vad de konventionella prognoserna för år 2005 visar, om alla kunder inom bostadssektorn i Michigan skaffade den bästa tillgängliga tekniken (den tekniska potentialen). Denna observation visar att de flesta konsumenterna skulle förbigå energieffektiva modeller och teknologier, om man extrapolerar från nuvarande köp och investeringsmönster. Den *lägre gränsen* för inbesparingar, som man med säkerhet kan erhålla genom storskaliga incitamentsprogram från energi-leverantörerna, uppskattades till 29%. /f/ Med andra ord: program kan förverkliga åtminstone hälften av den tekniska potentialen. Detta är en konservativ siffra, som kan förbättras enligt bedömningar från experiment med aggressiva program. Dessa grundas på direkt leverans och installation utan kostnad för konsumenterna och uppnår 85-90 procents deltagande under en period på mellan ett par veckor och två år. /g/

Kostnadsstrukturen för resurser på användarsidan, uttryckt i termer av cents per sparad kWh och grundad på kalkylräntan, illustreras i Figur II-2. Figuren visar en utbudskurva för inbesparad energi för Michigans bostadssektor; det är kostnaden per kWh vid genomförande av åtgärder och program, vilka antagits i det programbaserade scenariot i Figur II-1. /h/

Utbudskurvan i Figur II-2 avslöjar en stor kostnadsdifferens mellan den flesta åtgärderna på användarsidan och dagens vanliga elpriser för bostadssektorn: 8 cents/kWh (den streckade linjen). Figuren visar också ett kostnadsband för marginalkostnaden på kort sikt inom produktion av kraft från *existerande* baslast och anläggningar i drift. Kostnaderna ligger mellan 3 och 4 cents per kWh (inklusive ledningsförluster). Observera att en stor del av resurserna på användarsidan (cirka 70%) kostar mindre än att driva existerande anläggningar. Genomsnittskostnaden för denna del av utbudskurvan är betydligt lägre än kostnaden för att producera el från *existerande* baslastkraftverk. Tabell II-1 anger genomsnittskostnaden för ett antal delsegment inom utbudskurvan samt genomsnittskostnaden för resurserna på användarsidan i sin helhet. Man lägger märke till att genomsnittskostnaden för hela resursen på användarsidan (inräknat kostnader för administration av programmen) är 2,9 cents per kWh vid ett diskonto på 7% (Figur II-2). För den del av utbudskurvan som faller under bandet för marginalkostnader på kort sikt, är genomsnittet 1,4% cents per kWh (Krause *et al.* 1987).

- - - - - - -

Table II-1.

Curve of Residential Sector Electricity Savings in Michigan, Year 2005, se bilaga

- - - - - - -

Lägg märke till att dessa resultat från Michigan som bäst kan antyda de resultat man kan förvänta sig att uppnå i andra områden. De kan inte automatiskt överföras på andra distributionsområden och stater. Andra regioner i USA skiljer sig mycket åt i fråga om klimat, byggnadstyper, fördelning och användning av olika appaarater, arbetskostnad och utrustningskostnader. Därför måste storleken av resurserna på användarsidan och deras kostnadsstruktur alltid spegla de verkliga förhållandena i varje region.

- - - - - - -

/e/ Business-as-usual-prognosen, här visad för bostadssektorn, togs fram på grundval av beräkningar och framtidsrapporter av personal hos energi-leverantörer som deltog i MEOS projekt för lägsta-kostnads-planering samt information från Association of Home Manufacturers (AHAM). Den innefattar de förväntade besparingarna från genomförandet av National Effiency Standards från 1987.

/f/ Denna beräkning innefattar elbesparingar som skulle kunna genomföras kostnadseffektivt genom att byta varmvattenberedare, spisar och torktumlare till gas. Den tekniska potentialen för dessa åtgärder inom bränslebyte befanns vara lika stor som den potential man kunde nå från alla elåtgärderna i kombination i det programbaserade scenariot. Framförallt när det gäller matlagning kan kundernas val hindra energileverantören från att fullt ut förverkliga denna potential. Den väldiga storleken av resursen för bränslebyte illustrerar dock att ramen för lägsta-kostnads-planering skulle kunna vidgas till att omfatta andra bränslen än elektricitet.

/g/ Exempel finner man i Hood River residential retrofit programme (ett renoveringsprogram för bostäder), som togs fram för att testa skilladen mellan den tekniska respektive programbaserade potential som är möjlig att uppnå. (Hirst *et al.* 1989) samt ett i ett antal belysningsprogram (Kraue och Vine 1989).

/h/ De angivna kostnaderna innefattar den fulla kostnaden för investeringar på användarsidan samt administrationskostnaderna för program där. Dessa kostnader är liktydiga med rabatter till kunder som motsvarar hela deras initialkostnad för effektivare lösningar.

Skillnaden i krav på återbetalningstid (*payback gap*)

Man har noterat att det tar lång tid för kommersiellt tillgängliga energieffektiva tekniska lösningar att slå genom i beståndet av byggnader och utrustning - trots mycket gynnsamma kostnader för inbesparad energi. Denna motsättning kan härledas till en underliggande skillnad i krav på återbetalningstid mellan energiproducenterna och energikonsumenterna och deras olika ekonomiska kriterier. Termen *payback gap* introducerades först av Cavanagh (1983).

Konsumenterna är i regel inte motiverade att investera i effektivare utrustning, såvida inte återbetalningstiden är mycket kort, 6 månader till 3 år. Detta har visats genom omfattande undersökningar om kundernas beteende. Kommersiella och industriella kunder begär uttalat lika kort återbetalningstid och ibland så kort tid som en månad. Fenomenet är inte bara oberoende av användarsegment utan även av de speciella användningsområden och tekniker som gäller. /i/

- - - - - - - -

/i/ För generella översikter, se t ex Brain 1988, CPUC 1984, Hust *et al.* 1983, Stern och Aronson 1984, Kempton och Neimann 1987, Stobaugh och Yergin 1981. För investeringar i energieffektivitet i bostadsbyggnader, se Cotum och O'Neill 1982, Vine *et al.* 1987, Stern *et al.* 1986, Oster och Quigely 1978. För bostadsapparater, se Ruderman *et al.* 1984. För den kommersiella sektorn, se Barker *et al.* 1986, Manitoba Conservation and Renewable Energy Office 1984, Rosenfeld och de la Morinière 1987, EPRI 1987. Nya experiment med val för effektivitet i kommersiell belysning i Nevada visar ett krav på återbetalning på en månad (Wellinghof 1988). För den industriella sektorn, se ASE 1987.

- - - - - - - -

Detta korta tidsperspektiv hos konsumenterna leder i sin tur till överdriven efterfrågan på energi och tvingar energileverantörerna att ta till kompenserande investeringar på produktionssidan. Energileverantöremas investeringar är dock baserade på långtidsplanering med reala avkastningsräntor mellan 5 och 7 % på eget kapital och cirka 2-4% på lånefinansierade investeringar. De förväntas återbetala sig inom 10 till 20 år eller mer. Vi får en generell bild med med stor obalans mellan ekonomiska investeringskriterier för användarsidan respektive tillförselsidan. Obalansen är större än variationerna i uttalade avkastningskrav från kundkategori, användningsområde och teknologi.

För att illustrera denna skillnad i återbetalningsgapet kan vi ta exemplet med ett effektivt kylskåp som ger energibesparingar vid ett pris av 2,5 cents per kWh. (I exemplet förutsätter vi 20 års livstid och en kalkylränta på 3%.) Om vi jämför med en genomsnittlig energikostnad på 7 cents per kWh skulle priset 2,5 cents/kWh på den inbesparade energin göra denna modell till ett fynd. Tabell II-2 visar omräkningen mellan kalkylränta och återbetalningstiden som en funktion av investeringens livslängd (Wisconsin PSC 1985, Plunkett 1988)). Vid en livslängd på 20 år finner vi att en 3,1 procentig kalkylränta motsvarar en återbetalningstid på 15 år.

Vi föreställer oss en kund som kräver återbetalning på två år. Tabell II-2 visar att dessa kunder underförstått tillämpar en kalkylränta på 64% på kylskåpsinvesteringen. Vid denna kalkylränta blir kostnaden för den inbesparade energin högre proportionellt till den kortare återbetalningstiden. Förhållandet är 15/2 = 7,5. Det *upplevda* priset på den inbesparade energin blir ungefär 2,5 x 7,5 = 18,8 cents

per kWh. Detta är mer än dubbelt så mycket som den genomsnittliga eltaxan i USA. Med andra ord kan vi förvänta oss att en kund som betalar en genomsnittstaxa på 7 cents per kWh och som begär återbetalning på två år avstår från åtgärder inom användarsidan där priset på den inbesparade energin blir mer än 7 / 7,5 = 0,9 cents per kWh.

- - - - - - -

Table II-2.
Implicit Real Discount Rates (%/yr), se bilaga

- - - - - - -

Vi tänker oss kunder som kräver återbetalning på två år. Antag att de som drar upp riktlinjerna vill åstadkomma prissignaler som räcker för att de här kunderna ska göra effektivitetsinvesteringar som är kostnadseffektiva ur energileverantörens perspektiv. Antag vidare att kunderna utgår från nuvarande genomsnittskrav på avkastning och att kalkylräntan är 7%. För att de verkligen ska göra investeringarna behövs prissignaler på 7 x 7,5 = 52,5 cents per kWh.

Dessa tal visar varför skillnaden i återbetalningsgapet gör principer baserade enbart på prissättningen ineffektiva, såvida de inte kombineras med program som vänder sig mot de marknads- och systemhinder som energikonsumenterna möter när de försöker göra ekonomiskt rationella investeringar.

Marknadshinder och institutionella hinder

Forskningen har kastat mycket ljus över orsakerna till skillnaden i återbetalningsgapet. /j/ Den blottlägger ett komplext nät av hänsynstaganden och inskränkningar i handlingsmöjligheterna på mikronivå. Dessa skiljer sig kraftigt åt mellan olika grupper av kunder och slutförbrukare. Däremot är effekterna på kalkylräntan likartartade och kan jämföras storleksmässigt. Följande faktorer kan urskiljas:

- - - - - - - - -

/j/ Se t ex de många artiklar som finns i *Proceedings of ACEEE Summer Study* (1986, 1988).

- - - - - - - - -

information eller därför att den nya utrustningen uppfattas som mindre lämplig eller mindre bekväm.

¤ *Icke-ekonomisk kundrationalitet*
Ofta utgår energianvändarna i huvudsak inte från vad som är ekonomiskt rationellt när de gör sina investeringar på användarsidan. De styrs av faktorer som inte kan beräknas: utseende, mode, kamratgruppens åsikter, personlig moral, tilltro till informationskällor och vanans makt. De kan nöja sig med att försöka undvika besvär och inte göra något förrän de upplever ett akut behov och då göra minsta möjliga för att slippa bekymra sig mer om problemet (Stern *et al.* 1986).

¤ *Moment 22-effekten*
På grund av själva återbetalningsgapet är drivkraften kraftigt begränsad för tillverkarna vad gäller att satsa på och marknadsföra högeffektiva produkter som kan ge lägsta pris för energin.

Ekonomisk teori hävdar att de verkliga samhälleliga kostnaderna omfattar endast de insatser som inte kan minskas för att åstadkomma en given servicegrad. Om kostnaden för att installera en belysningsåtgärd är 2 cents/kWh om den utförs av energileverantören och 20 cents/kWh om konsumenten utför den på egen hand, så är den verkiga samhälleliga kostnaden fortfarande 2 cents/kWh. Av de tidigare nämnda hindren och kostnaderna är det endast ett, som inte genast kan påverkas av program på användarsidan, nämligen de dolda och ej reducerbara kostnaderna. När program från energileverantörerna i framtiden blir en förutsägbar del av tjänsteleveransen kan vi dock räkna med att de stimulerar utformningen av ny och bättre teknik. Att mäta och bekräfta sådana dolda kostnader är tyvärr mycket komplicerat och ofta blir tillförlitligheten dålig om man inte sätter igång ett pilotprogram. Energianvändare som drabbas av de tidigare nämnda marknads- och informationshindren kan förväntas vara inte endast oinformerade om sådana dolda kostnader utan även felinformerade om dem. Skälet till detta kan exempelvis vara erfarenheter av en tidig version av en ny teknisk lösning. På samma sätt är det troligt att dessa hinder leder till att kunder blir medvetna om dolda fördelar vad gäller bekvämlighet, som kan medföra en nettoökning av konsumentens behållning.

Ett exempel. Lågenergilampor är en av de investeringar på användarsidan som är mest kostnadseffektiv. Men vid ett typiskt tillverkningspris på 8-17 dollars, tio

till tjugo gånger kostnaden för en vanlig glödlampa, upplevs de inte som en god affär. Dessutom är de mindre lämpligt dimensionerade än vanliga glödlampor. Trots att armaturtillverkarna anpassar sig till de nya lamporna genom ny formgivning kan storleksskillnad leda till att fördelen med lågenergilampor i många fall blir mindre. Men - i motsats till vad förlegad information hävdar - flimrar inte modeller med elektroniska reaktorer så som vanliga fluorescenta lysrör gör och i och med införandet av ny varmljusfosfor närmar sig deras färgåtergivning nu den vanliga glödlampans.

Slutsatser: begränsningarna för prissättningsprinciper

Kraven på korta återbetalningstider för investeringar i effektivitet beror vanligen på olika kombinationer av de faktorer vi nämnt. Det stora antalet inblandade krafter förklarar varför vi finner skillnaden i värdering överallt och inte bara för vissa grupper av användare eller vissa kundgrupper. Det förklarar också varför konsumentinvesteringar i effektivisering och laststyrning inte styrs enbart (eller ens huvudsakligen) av ekonomiskt effektiva gensvar på de priser som råder. Av denna orsak kan man inte mobilisera alla de resurser som finns inom effektivisering enbart genom att ändra utformningen av energitaxorna eller genom någon annan åtgärd som begränsar sig till korrigering av priserna. Det krävs ett direkt ingripande för att stärka marknadsmekanismerna och för att avlägsna institutionella hinder och marknadshinder.

Detta betyder inte att det skulle vara oviktigt att korrigera priserna. Tvärtom, ju fler marknadshinder och institutionella hinder vi avlägsnar, desto mer kommer användarsidans investeringar att styras av priserna och desto viktigare blir det att energipriser och energitaxor avspeglar marginalkostnaderna på ett riktigt sätt.

Energileverantörernas roll för att mobilisera resurserna på användarsidan

Program från energileverantörerna är inte det enda sättet att minska bristerna på marknaden. De är inte ens det nödvändigtvis bästa sättet att göra det. Byggföreskrifter och andra regleringar (energideklaration på apparater och byggnader), andra märkningar för användarkrav och byggeffektivitet, glidande avgiftsskalor, energiskatter, låneprogram, statliga energibesparingsprogram, finasiering mm) samt privata energitjänstföretag (ESCos) kan allt verka tillsammans mot detta mål.

När man väger fördelarna mot nackdelarna i varje enskilt fall, krävs det att man tar hänsyn till olika perspektiv (samhällets, konsumenternas och energileverantörernas) och till ett antal praktiska problem. Till dessa hör sättet att välja åtgärder på användarsidan samt organisationen och administrationen av kundernas deltagande och leveransen av programmet. Hit hör även den relativa kostnadseffektiviteten i varje åtgärd, graden av förutsägbarhet vad gäller kundernas deltagande och vad gäller verkningarna på energileverantörernas last, i vilken mån man kan utforma dessa åtgärder på ett flexibelt sätt mm. Andra frågor gäller i vilken utsträckning slutförbrukningen går till likartade eller mycket olikartade användningsområden, i vilken mån suboptimala investeringar i effektivitet på användarsidan kan tänkas ge upphov till minskade möjligheter på lång sikt, i vilken omfattning varje form av program skapar verklig eller upplevd orättvisa mellan deltagarna och dem som inte deltar i programmet samt i vilken mån det finns alternativa lönsamma investeringsmöjligheter för energileverantören.

En fullständig diskussion av dessa olika möjligheter ligger utanför denna skrifts ramar. Men vi kan konstatera att det skulle vara oklokt att använda energileverantörers program som det enda medlet att korrigera marknaden. Å andra sidan är motsatsen också sann: att avstå från energileverantörernas program skulle leda till stora olägenheter och ineffektivitet när man angriper marknadens hinder. Lägsta-kostnads-analytiker har identifierat ett antal fördelar i energileverantörsprogram vilka kan komplettera fördelarna i andra program (Schults 1986, Ruff 1987, NWPPC 1988):

Program från energileverantörer

Program från energileverantörer lägger kostnaden för att undvika tilläggsinvesteringar, som skulle behövas för att säkra enegiförsörjningen, på dem som har den direkta fördelen en sådan åtgärd, dvs avgiftsbetalarna i respektive område. Detta ger balans med tillförselsidan. Kraftverk byggs inte heller för skattebetalarnas pengar utan det är avgiftsbetalarna som finansierar dem.

- När kostnaden för att skaffa sig resurserna på användarsidan hämtas åter från avgiftsbetalarna, deltagarna inräknade, så grundar sig betalningen på hur mycket elektricitet de använder. Detta är mer rättvist än att förvärva resurserna på användarsidan genom allmänna skatteintäkter, som betalas genom inkomstskatter, varuskatt och fastighetsskatt.

- Energileverantörernas incitamentsprogram vilar på frivilligt deltagande. Det är ett icke-tvingande medel att föra in ett samhälleligt lägsta-kostnads-tänkande hos kunderna vid deras beslut om effektivisering.

- Genom sina etablerade tillförsel-, mätnings- och betalningsförbindelser med kunderna har energileverantörerna lätt att förse kunderna med information, att rekrytera deltagare till programmen och att minska kostnaderna för affärstransaktionerna vid investeringar på användarsidan.

- Program från energileverantörerna ger större flexibilitet. Till skillnad från myndighetsåtgärder eller lagar kan de ändras snabbt och successivt anpassas till kundernas behov. Pilotprogram är ett tillförlitligt empiriskt sätt att utpröva dolda tekniska kostnader och vinster och de säkrar därför behållningen för konsumenterna.

- Effektivitetskrav i normer och standard är ett lämpligt sätt att "höja ribban" och därmed få bort de sämsta tillämpningarna, byggnaderna och utrustningarna. Energileverantörernas incitamentsprogram lämpar sig däremot bättre för att skapa eller stimulera till högre effektivitetsnivå på marknaden. Standardkraven utövar ett tryck på marknaden och incitamentsprogrammen kan locka marknaden med sig när den ökar de resurser som blir tillgängliga för samhället på användarsidan.

- Valet av tekniska lösningar och tidsanpassningen av programmen kan utformas efter de särskilda omständigheterna i varje enskilt energileverantörssystem så att man kan försäkra sig om optimal verkan på lastfaktorer och tillkommande krav på kapacitet i framtiden.

- Energileverantörerna och avgiftsbetalarna tvingas, som en sista utväg, att lära sig inse vad det kostar att inte använda sig av de kostnadseffektiva resurserna på användarsidan.

- Energileverantörernas program för användarsidan kan också bli ett nödvändigt inslag i kostnadsstrategier inom miljövård, exempelvis mot försurning och global klimatuppvärmning eftersom sådana program kan anpassas till varje särskilt område och företag.

Program från energileverantörer och åtgärder från andraaktörer är lika viktiga och kan samverka. Sådana förenade insatser kan visa sig vara den mest kraftfulla vägen att få bukt med skillnaden i kraven på återbetalningstid. Redan nu kontrakterar energileverantörer privata entreprenörer eller energiservice-företag i sina program, eftersom sådana företag ofta är skickligare på att finna de senaste tekniska lösningarna inom sitt specialområde och på att hålla energi-besparande investeringar i gott skick över en längre tid. De privata energi-tjänstföretagen (ESCos) å andra sidan finner att uppbackning från energi-leverantörerna gör det mycket lättare att värva kunder. Direkta betalningar från energileverantörerna till ESCos, i stället för från kunderna, vid program för gemensamma besparingar, förenklar i hög grad investeringarna på användar-sidan. Dessutom hjälper gemensamma energiverks-ESCo-program till att lätta trycket på de privata energiserviceföretagen. De behöver inte längre koncentrera sig på endast de största kunderna och de objekt som ger den snabbaste åter-betalningen. Det kan man förvänta sig att kunderna klarar på egen hand, särskilt när ESCo-aktiviteter har visat dem hur attraktiva dessa är.

På samma sätt kan program från energileverantörerna göra regleringsmetoder mer effektiva och lockande genom att bära en del av kostnaderna för samtycke och genomdrivande i exempelvis byggnader. Energileverantörsprogram kan dessutom hjälpa nya tekniska lösningar att tränga in på marknaden till ett läge där flertalet av kunderna använder dem. Då kan standardkraven ta över. Det kan ta många år längre tid att nå lika långt utan hjälp av programmen. Inom miljö-förbättringsområdet har ett antal studier utforskat hur program på användarsidan kan komplettera utsläppskrav och andra strategier för minskade utsläpp.

Sammanfattning av Kapitel III

KOSTNAD/NYTTA-TESTER FÖR ELLEVERANTÖRERNAS PROGRAM FÖR ANVÄNDARSIDAN

En särskild uppsättning kostnad/nytta-tester för användarsidans resurser behövs av två skäl:

1) Det är ovanligt att elleverantören äger de fysiska anordningar som ger besparingar på användarsidan. Anordningarna ägs vanligen av kunderna, med undantag av viss utrustning för lastkontroll. Kostnad och nytta fördelas således olika.

2) Driftkarakteristik, systemeffekter och tillgänglighet till resurser på användarsidan är helt olika de producerande anläggningar elverket äger.

Detta avsnitt ger en översikt över de fyra mest betydelsefulla ekonomiska betraktelsesätten;

* Deltagarperspektivet
* Icke-deltagarperspektivet
* Leverantörsperspektivet
* Totala resurs/samhällsperspektivet,

Vi börjar med definitioner av dessa fyra ekonomiska betraktelsesätt eller perspektiv och tillhörande kostnad/nytta-tester. Vid användandet av dessa perspektiv och tester ställs lägsta-kostnadsplanerare ofta inför tvetydiga, motsägelsefulla och varierande definitioner av nyckelbegrepp. Nyligen försökte man i två publikationer minska oklarheterna med hjälp av definitioner som skulle ge en standardpraxis. Dessa är California Standard Practice Manual för Economic Analysis of Demand-Side Management Program (den refereras till som California Standard Practice manual) (CPUC 1987) och Electric Power Research Institute's TAG Technical Assessment Guide, volume 4, Fundamentals and Methods, End-Use (vilken refereras till som TAG manual (EPRI 1987). I översikten korsrefererar vi till dessa källor för konsekvent användning av deras definitioner hellre än att utveckla nya.

- - - - - - -

Table III-1.

Summary of Economic Benefit-Cost Perspectives, se bilaga

- - - - - - -

Målet med kostnad/nytta-tester är att upprätta en stabil struktur för beräkning av kostnader och intäkter i program för användarsidan. Kostnadseffektiva resultat kan uttryckas antingen som att de har ett positivt nuvärde (NPV), eller som att de har en nytta/kostnadskvot (BCR) som överstiger ett. I båda fallen är grundidén enkel; ett program är kostnadseffektivt om vinsterna uppväger kostnaderna.

Deltagarperspektivet

Målet med deltagarperspektivet är att mäta hur kundens eget intresse påverkas genom deltagande i ett program för användarsidan. När basekonomin för programmet inte är tillfredsställande nog för att locka till deltagande, kan en värdering av deltagarperspektivet ha till syfte att identifiera lämpliga incitament som lockar till deltagande. Perspektivet är relevant endast för värdering av insatser på användarsidan, eftersom det generellt antas att alla kunder är "deltagare" i program på tillförselsidan.

Deltagarperspektivet definieras som skillnaden mellan kostnaderna för en deltagare i ett program på användarsidan och de vinster deltagaren anser sig få.

Icke-deltagarperspektivet

Målet med icke-deltagarperspektivet är att vid program för användarsidan mäta hur rättvis fördelningseffekten är bland icke-deltagarna som betalar för nyttigheten. Frågan gäller i vilken utsträckning icke deltagande kunder måste betala eller drar nytta av ett program på användarsidan. "No losers"-testet är en benämning som ibland används vid värdering av perspektivet. Liksom deltagartestet har testet bara använts för program på användarsidan.

Ur icke-deltagarperspektivet är ett program kostnadseffektivt om det minskar avkastningskraven.

Energileverantörens perspektiv

Energileverantörens perspektiv kan definieras antingen som en beräkning av verkets kostnader (på samma sätt som i icke-deltagarperspektivet) eller som ett

ägarperspektiv med fokus på möjligheterna att tjäna på avkastningen. En riktig behandling av ägarperspektivet är komplicerad och därför har det i praktiken inte ingått i definitionen.

Program för användarsidan som upprättas enligt traditionellt mönster blir alltid kostnadseffektiva när man tillämpar definitionen här (enligt formel). Orsaken är att traditionellt bärs den direkta kostnaden för kundens deltagande av kunden. Således utesluts en oftast stor komponent i den totala kostnaden. Leverantörens perspektiv frågar endast efter om det som elverket måste ge ut för att få deltagare, är mer än minskningen på avkastningen när produktionskostnader undviks. Endast när företaget bär den fulla kostnaden för deltagande, börjar perspektivet fånga upp nettoeffekten av resurserna på användarsidan.

Sociala/totala resurskostnadsperspektivet

Det sociala och det totala resurskostnadsperspektivet eliminierar skillnader mellan deltagare och icke-deltagare. Målet med dessa perspektiv är att besluta om ett program är kostnadseffektivt för samhället, baserat på de totala kostnaderna och vinsterna för ett program och oberoende av dess exakta allokering till ägare, avgiftsbetalare och deltagare. Skillnaden mellan det sociala och det totala resurskostnadsperspektivet är sambandet leverantören - deltagarna och samhället i sin helhet; det sociala testet innefattar yttre faktorer i kostnad/nytta-analysen (svårbedömda faktorer som t ex försurning).

Ett program på användarsidan eller tillförselsidan är kostnadseffektivt om det kan ge energitjänster till lägre kostnad än elverket har för att producera tjänsterna med tillgängliga resurser.

Sammandrag av Kapitel IV

POLICYFRÅGOR VID VAL AV LÄGSTA-KOSTNADSTEST

Tidigare beskrivna formler och definitioner i kostnad/nytta-tester är på god väg att bli standardiserade riktlinjer i de flesta stater med regelrätta rutiner för lägsta-kostnadsplanering. Debatten fortsätter dock om bästa analys, applikation och balansering av de olika perspektiven.

Program riktade mot användarsidan förändrar företagskulturen hos elleverantören. Framförallt kan de orsaka bortfall i avkastningen, eftersom avgifter till företaget är beräknade på basis av specifika förutsägelser om behov, och i vissa fall, på basis av både gjorda och planerade produktionsinvesteringar som skall möta efterfrågan.

I en situation med tydlig kapacitetsbrist eller tillväxt kan vanligtvis effekterna av den minskade försäljning som investeringar på användarsidan orsakar absorberas genom justeringar i prognosen och resursplanen innan kapitalet satts in i en ny anläggning. Problemet med förlorad avkastning blir kanske mindre viktigt.

Problemet blir tydligare när programmen minskar avkastningen som skall täcka gjorda investeringar. Den vanligaste situationen där detta kan inträffa är när överkapacitet existerar och tillväxten är långsam eller stagnerande. Bristen är inte en förlust för samhället, men kommer icke desto mindre att allokeras till företagets ägare och avgiftsbetalarna. När denna allokering görs kan myndigheterna följa ett av eller en kombination av de fyra sätten nedan:

- Allokera förlorad avkastning till alla betalare genom att öka avgifterna tillräckligt för att behålla elverkets avkastning oförändrad.

- Allokera förlorad avkastning från varje program till den grupp kunder som är lämplig för programmet , genom en avgiftsform.

- Allokera förlorad avkastning till programdeltagarna själva genom att fakturera dem för både kWh som de köpt och för kWh som de sparat in.

- Allokera förlorad avkastning till företagets ägare genom att reducera deras vinster.

På endera sättet kommer en introduktion av program på användarsidan att ändra affärskulturen i företaget, inklusive möjligheterna att göra eller förlora vinst. Dessa ingrepp är av direkt intresse för ägare och styrelse, för elkunderna och deras organisationer , industrin, samhällsplanerare samt miljögrupper och andra allmänna intressegrupper. Som man kan förvänta sig, kommer grupperna att favorisera vitt skilda synsätt på kostnad och nytta samt test. Som man kan förvänta sig kommer de olika grupperna att favorisera vitt skilda synsätt på kostnad och nytta samt relevanta test för detta. De kommer att ställa upp konkurrerande principer för vilka beslutsregler som skall gälla. Det är inte förvånande att principerna ibland är strikt ideologiska. Ofta är de också knutna till abstrakta principer utan att konsekvenserna undersökts.

För att få en överblick över dessa problem är det till god hjälp att undersöka den troliga kvantitativa fördelningen av de olika synsätten i praktiken. Det är också värdefullt att visa hur varje element i debatten hänger samman med synsätten och de definitioner som utvecklats i Sektion II och III. Debattens komponenter kan inordnas i fem övergripande grupper:

Den första rör frågan hur man fördelar bördan av förlorad avkastning. Centrum i debatten ligger på huruvida det sociala/totala resurskostnadstestet kan utgöra det principiella kostnad/nytta-perspektivet för att acceptera eller förkasta program för användarsidan, eller om icke-deltagartestet skall vara det primära kriteriet.

Den andra rör sig kring frågan huruvida återbetalningsgapet i första hand är ett resultat av marknadsbarriärer eller misslyckanden, eller en återspegling av förluster i konsumtionsöverskottet, vilket inte syns i tekniska/ekonomiska analyser av investeringarna på användarsidan. Det centrala är: om dolda kostnader var orsak till återbetalningsgapet, skulle incitamentskostnaderna inte kompensera misslyckade försök på marknaden utan troligen överstimulera investeringar på användarsidan; det s k dubbelbetalningsproblemet. Deltagande kunder skulle få ett incitament för sin investering i effektivitet, plus det de sparar på räkningen, och skulle använda båda för att finasiera en effektivare energianvändning. Risken är då att den totala kostnaden blir högre än de undvikta kostnaderna.

En tredje komponentgrupp i debatten är en annan version av dubbelbetalnings-argumentet och handlar om anbud.

En fjärde gäller allokeringsproblemet vid minskad avkastning. Priseffekter som hänger samman med socialt effektiva program för användarsidan sägs kunna påverka elverkets konkurrensförmåga i förhållande till egna producenter, andra verk och leverantörer som inte hör till gruppen energileverantörer. De två huvud-frågorna är: under vilka förhållanden skulle prispåverkan bli tillräckligt stor för att ge en sådan effekt? Och, kan sådan påverkan undvikas genom rätt struktur på leverantörens program, då man inte kan återgå till icke-deltagartestet?

Slutligen och för det femte, har myndigheterna haft bekymmer med att nuvarande regler för beräkning av avkastning gör att program för användarsidan ger ägarna mindre vinst än investeringarna på tillförselsidan och att denna reducerade vinstmöjlighet kan avskräcka från större ansträngningar på användarsidan. Debatten cirklar kring olika förslag som skulle kunna göra elleverantörens inkomster neutrala i detta val.

Strategier för att minimera effekten av avgifterna när samhällsekonomin förbättras

Program för användarsidan kan ge högre priser på el om fasta kostnader till följd av ett program behöver spridas över färre kWh än vad som planerats från början. Icke-deltagartestet skulle begränsa program för användarsidan till åtgärder som inte höjer priset.

Det finns flera anledningar till energileverantörernas intresse för icke-deltagartestet. En är att mekanismen för kostnadstäckning i ett program från företaget upplevs som icke önskvärd eller osäker. En annan är att investeringarna på användarsidan inte ger samma avkastning till ägarna. Ytterligare en anledning är osäkerhet om de högre priser som ett program medför kommer att accepteras. Om priseffekterna blir tillräckligt stora är energileverantörerna rädda för att en allmän respons skulle kunna sätta press på myndigheterna. Till sist är man orolig för att stora prisökningar skulle uppmuntra konkurrerande kunder till att producera själva. Detta bekymmer har blivit mer påtagligt med ökande konkurrens inom kraftindustrin.

Det finns ett antal metoder att jämka samman priseffekter, fördelningsrättvisa och konkurrens å ena sidan med ekonomisk effektivitet å den andra:

- erbjuda program för effektivitet som grundats på gynnsamma tariffer för industrin

- anpassa tidpunkten för ackvisition av resurser på användarsidan

- minimera verkets incitaments- och administrationskostnader genom att förbättra programleveransen

- dela inbesparingar mellan avgiftsbetalare och programdeltagare

- konstruera en neutral DSM-plan (Demand-Side Management)- genom att blanda program med positiva och negativa priseffekter

- erbjuda en bred uppsättning program som tillåter alla att delta.

Vilka priseffekter kan man förvänta sig till följd av strategierna? Exempel visar att villkoren för att effektiviseringsprogram skulle kunna driva upp priserna är snävare än man vanligtvis trott och att priseffekternas storlek är mer begränsad. När man tittar på planer för styrning av efterfrågan och analyser av priseffekterna, bör därför speciell uppmärksamhet riktas mot följande frågor:

- hurudan är strukturen på utbudskurvan när det gäller effektivitets-förbättringar? När överkapacitet existerar, kan företagets program inriktas på de minst kostnadskrävande insatserna.

- har vinstdelning framställts som en möjlighet? Denna metod skulle kunna ge en prisprofil som kompenserar för mindre förmånliga men fortfarande kostnadseffektiva program.

- har undvikta kostnader definierats med korrekt tidshorisont? Denna tidshorisont bör åtminstone vara lika lång som effektiviseringsåtgärderna, vilka ofta är lika långa som vanliga planeringshorisonter (15-20 år).

- är de dynamiska effekterna av tillväxt, nedskärningar av anläggningar och driftskostnader medräknade? Om inte kan priseffekterna ha övervärderats.

- Har risker tagits med i analysen, och om så är fallet, hur förändrar det betydelsen av fördelningseffekterna och oron för konkurrens?

Vinstmöjligheterna med program på användarsidan

Många har observerat att trots möjligheterna ovan att undvika eller minimera priseffekterna av program, är företagen på det hela taget inte ivriga att mobilisera till fullo den kostnadseffektiva potential som finns för effektivisering på användarsidan. Man har förstått att införandet av planering för lägsta kostnad på bred bas till stor del är avhängigt reformer som förbättrar ägarnas vinstmöjligheter, när investeringar görs på användarsidan. Som en skrivelse från NARUC's Conservation Committee uttrycker saken: *

" En energileverantörs lägsta-kostnadsplan för kundema skall vara dess mest vinstgivande plan. Men eftersom tillväxt i försäljningen av energi ökar vinsterna, får, enligt traditionella kalkyler för avkastningsränta , företaget vanligen betydligt lägre intäkter från resurserna på användarsidan än från resurserna på tillförselsidan. Av denna anledning uppmuntras vanligtvis företagen av vinstmotiv att investera i resurser på tillförselsidan, till och med när användarsidans alternativ klart definierats i resursplanen som den som ger lägsta kostnad.

Minskningen av vinsten beroende på tillit till effektivisering på användarsidan, är en allvarlig komplikation för införandet av lägsta-kostnadsplanering. Detta hinder för lägsta-kostnadsplanering måste uppmärksammas. Det finns identifierade mekanismer för att komma till rätta med vinsturgröpnings-problemet.

Det är därför Energy Conservations Committees ställningstagande, att dess representanter

- skall kräva av sina elleverantörerna att de engagerar sig i lägsta-kostnadsplanering
- skall använda lämpliga mekanismer för att kompensera ett företag för de intäktsförluster som blir följden av en lyckad implementering av program på användarsidan, vilka är del av en lägsta-kostnadsplan, och försöka göra lägsta-kostnadsplanen till företagets mest vinstgivande resursplan.

* Detta avsnitt beskriver hur man i USA valt att sätta upp legala regler för kontroll och påverkan av monopolföretag.

Kommittén har identifierat flera mekanismer för att komma till rätta med vinsturgröpningsproblemet. Dessa sträcker sig från avskaffa icke-motiverande åtgärder genom att räkna bort företagsvinster från kortsiktig försäljning, till att låta elverk göra vinster genom att förse kunderna med tjänster på deras sida om mätaren. Tabell IV-2 ger en lista på möjliga mekanismer som identifierats av NARUC.

- - - - - - -

Table IV-2.

Summary of Policy Options for Ratemaking, se bilaga

- - - - - - -

Kapitel V

BERÄKNING AV UNDVIKTA KOSTNADER: PRINCIPER

Mätproblem vid tillämpning av kostnad/nytta-tester

Betraktelsesätten och testdefinitionerna i EPRI- och Kalifornienmanualerna, representerar ett avgörande steg mot standardförfarande inom åtminstone ett område av lägsta-kostnads-planering. På många andra områden behövs fortfarande utvecklingsarbete. Det är lika viktigt att enas om hur man ska komma fram till ingångsvärdena i kostnad/nytta-testerna som att enas om definitionerna inom testen. Metoderna som används för att komma fram till ingångsvärdena är viktiga för energileverantörer som förbereder lägsta-kostnads-planer och de är lika viktiga för myndigheter som granskar sådana system. Diskussionen är välkänd på tillförselsidan. Där kan beräkningarna för kostnadseffektivitet påverkas kraftigt av bränsleprisprognoser, av planer för kapitalkostnader och tidplaner för anläggningsarbeten, av tillgänglighet och tillförlitlighet i kraftverk och av andra osäkerhetsfaktorer.

När vi bestämmer *kostnaden för användarsidans resurser* brukar följande problem dyka upp:

- Har energileverantören tillräckligt med data om användningen inom distributionsområdet? Som exempel kan nämnas detaljerad information om energiförbrukning i olika delar av byggnadsbeståndet och i olika utrustningar, fördelat på användningsområden och skilda tekniska apparater med respektive verkningsgrader.

- Har energileverantören tillräckligt med data för att kunna lägga fram förslag till effektiviseringsvinster som attraherar marknaden? (Data kan innefatta översikter av effektiviteten hos nyligen inköpt teknik, framställningar - gjorda av analytiker inom den producerande industrin - om framtida besparingsmöjligheter och deras påverkan på lastprofiler, den framtida marknadsandelen för varje effektivitetskategori samt den genomsnittliga livslängden och omsättningshastigheten för det befintliga beståndet.)

- Är antaganden och data rimliga vad gäller prestanda hos användarsidans tekniska lösningar? (Dessa data kan innehålla tekniska uppskattningar eller mätningar på fältet och uppskattningar av kostnader som en funktion av vem

som köper in utrustningen: energileverantören eller kunden. Där kan också finnas påverkan mellan energileverantörsprogram och kostnader för effektiviserande av produkter.)

- Har man använt sig av en konsekvent struktur när man databehandlat och uppskattat programmens förmodade verkningar? (Orsakerna till felaktiga uppskattningar av verkningarna kan vara bristfälliga data om förutsättningar, installationernas verkliga livslängd gentemot deras tekniska livslängd, "free riders" och gratis-besparingar genom programmens sidoeffekter på dem som inte deltar och på distributörerna av effektiviserande produkter.)

En liknande lång lista på problem uppstår när man ska beräkna *vinsterna från resurser på användarsidan.* Diskussionen koncentrerar sig ofta kring det riktiga sättet att beräkna de undvikta kostnaderna. Bland annat handlar det om hur man använder rätt modelltekniker, ett ämne som vi skall diskutera i detalj. Uppskattningen av de undvikta kostnaderna kan inte begränsas till det som är speciellt för användarsidan. Den innefattar den vidare frågeställningen om samordning av resurserna på användarsidan och tillförselsidan.

Metoder för att beräkna undvikta kostnader: översikt

De kostnader som energileverantören kan undvika genom ett program är den primära beräkningsbara vinsten för egen del, för samhället och för dem som inte deltar i programmet. I detta avsnitt ges en översikt över kostnader som kan undvikas och vanliga metoder att beräkna dem.

Vi använder termen "undvikta kostnader" (avoided costs) hellre än "marginalkostnader" . Detta gör vi för att understryka hur viktigt det är att se till omfattningen av program på användarsidan när man utvärderar dem. Den samlade effekten av flera program på användarsidan överstiger ofta den effekt som programmen ger var för sig. Behandlade i grupp kan programmen ofta skjuta upp projekteringen av en ny kraftstation. Ibland kan man helt slippa bygga den. Då är det den långsiktiga kostnaden för energiproduktion som är den riktiga undvikta kostnaden. Det skulle vara oriktigt att använda ett kortsiktigt marginalkostnadsbegrepp (som till sina väsentliga delar skulle bestå endast av bränsle och variabla driftkostnader) för att utvärdera varje enskilt program och att inte ta hänsyn till deras samlade effekt på efterfrågan i systemet.

Allmänt sett finns det två metoder för att beräkna de undvikta kostnaderna och de kostnader man drar på sig (ådragna kostnader) i ett program på användarsidan: 1. direkt mätning och 2. användandet av tariffliknande, enhetliga värden. Den första metoden är teoretiskt överlägsen därför att förändringar av energileverantörens kostnader kan uppskattas direkt genom en analys av kostnaderna i hela tillförselsystemet - med eller utan program på användarsidan. Men denna metod är svårare att använda därför att den kräver fortlöpande behandling av mycket stora mängder information (som delvis är dyr att samla in). Detta gäller särskilt när man ska utvärdera flera program samtidigt. I stället väljer man vanligen att uttrycka de undvikta kostnaderna på ett tariffliknande sätt (t ex $/kWh eller $/kW, vid topplast, under låglast etc). I denna metod mäts ett programs värde helt enkelt genom att multiplicera den aggregerade lastkurveförändringen med förändringens värde. Vi koncententrerar oss på denna senare metod.

Metoderna som används för att uppskatta de undvikta kostnaderna utvecklades från början för kraftköp från andra än kraftproducenterna. Tidiga försök att beräkna undvikta kostnader var ett resultat av krav från Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA) på energileverantörerna: de skulle köpa kraft från andra källor till ett pris som var lika med de kostnader som undveks genom att de själva slapp producera den energin. I verkligheten finns en likhet mellan den energi som produceras av andra och åtgärder på användarsidan: båda möjligheterna leder till att energileverantören slipper producera en viss mängd kraft. De flesta erbjudanden om undvikta kostnader får formen av tariffer med enhetliga värden för kraft.

Det finns en risk i att förlita sig på den förenkling som de tariffliknande värdena erbjuder. Risken dyker upp när lasteffekterna av ett program på användarsidan (eller kraftproduktion hos någon annan än energileverantören) skiljer sig från de antaganden man gjorde när man kalkylerade de undvikta kostnaderna. Bedömningen kan också snedvridas genom att man inte klarar av att rätt bedöma hur stor inverkan från användarsidan blir. Det kan också finnas brister i den tidsmässiga samordningen när man introducerar program på dels användarsidan, dels tilllförselsidan.

Det finns tre huvudbeståndsdelar i en energileverantörs undvikta (eller ådragna) kostnader på grund av ett program på användarsidan. Den första är skillnaden mellan energi- och kapacitetskostnader vid produktion. Den andra är att även överförings- och distributionskostnader kan undvikas, även om de flesta

bedömningar koncentrerar sig på kostnader för produktion. Den tredje beståndsdelen är skillnaden mellan ett kortsiktigt och ett långsiktigt perspektiv på var och en av dessa kostnader. I ett avslutande avsnitt ska vi diskutera utvecklandet av tariffer för undvikta kostnader.

Undvikta energikostnader

De undvikta energikostnaderna vid köp av kraft från andra än energileverantören och det uppskattade värdet av program på användarsidan är lika med marginalkostnaderna för energin på kort sikt, brukar man utgå från. Dessa kostnader beräknas vanligen genom produktionskostnadssimulering.

I den traditionella definitionen av perspektivet på kort sikt antar man att anläggningskapaciteten är fast. Ökad eller minskad energileverans (dvs ett förändrat utgångsvärde) måste mötas med befintlig kapacitet i form av ökade variabla driftskostnader. Inom ramen för detta synsätt har åtminstone tre metoder utvecklats för att mäta värdet av förändringarna.

I den första metoden rapporterar modellen marginalkostnaden direkt som ett standardiserat utgångsvärde på timbasis eller på en mer samlad basis. Den marginalkostnad som rapporteras är den ökade kostnaden för att producera en enstaka extra kWh. Kostnaden bli missvisande om man vill bedöma större mängder undvikt energiproduktion. Om energileverantörens kostnadsstruktur är någorlunda stabil trots stora variationer i produktion ger dock detta momentana mått en acceptabel uppskattning.

En andra metod är ökning/minskningsmetoden, där små förändringar i lastkurvan används för att beräkna marginalkostnaden. Kalkylen görs i två steg. Först ökas och minskas lasterna från ett basfall var för sig med en bestämd mängd. Sedan divideras skillnaderna i totalkostnad mellan de två körningarna med skillnaderna i genererad energi. Resultatet blir en marginalkostnad som beräknas genom en mindre lastförändring kring ett basvärde.

Den tredje metoden kallas "zero-intercept". Den kommer närmast andemeningen i en direkt mätmetod. Den liknar ökning/minskningsmetoden sånär som på att ökningsfallet ersätts av basfallet (t ex utan Demand-Side Management, DSM). Skillnaden i totalkostnad mellan basfallet och minskningsfallet (t ex med DSM) divideras med skillnaden i energigenerering. "Zero-intercept" räknar normalt med en allmän förändring av lastkurvan till skillnad från att genom direkt

mätning försöka återspegla den exakta förändring som blir resultatet av ett program (och naturligtvis finns det inte längre något behov att på nytt uttrycka kostnadsförändringarna på en per-enhet-basis).

Det grundläggande problemet med alla metoder är: är analysen konsekvent med hänsyn till de program som ska utvärderas på användarsidan? I Kalifornien diskuterar man t ex mycket om storleken av minskningen i "zero-intercept"-metoden. För ett program med stora effekter på lastkurvan måste man samtidigt bedöma hur lämplig den uppskattade variationen i last är. Om lasteffekterna är omfattande är det förmodligen olämpligt att använda någon som helst av de metoder som har ett kortsiktigt perspektiv.

Undvikta kapacitetskostnader på kort sikt

Undvikta kapacitets- eller kapitalkostnader på kort sikt har definierats tydligt i litteraturen om undvikta kostnader. Man brukar använda kapitalkostnaderna för en gasturbin som schablon för att mäta undvikta kapacitetskostnader. Undvikta energi- och kapitalkostnader på lång sikt beräknas på grund av minskning eller indragning av baslastkraftverk.

Undvikta kapacitetskostnader är de kostnader som skulle krävas för att se till att det elektriska systemet klarade den topplast som kunderna kunde utsätta det för. Det är svårt att lagra elektricitet. Därför måste energileverantören ha tillgång till mer kapacitet än det förmodade behovet. Hur stor överskottskapacitet, som krävs, beror på hur hög tillförlitlighet man begär av systemet. Om energileverantörens last minskas genom program på användarsidan kan leverantören planera för mindre kapacitetsreserver.

Energileverantörer planerar av tradition sina produktionssystem så att man ska få driftsavbrott högst en dag per tio år *). Detta mål är en tumregel som utvecklats med sannolikhetstekniker för att beräkna systemens tillförlitlighet. I princip avpassas den önskade nivån på tillförlitlighet efter kundernas krav på oavbruten elförsörjning.

*) i USA

Ur marginalkostnadens synvinkel anpassar man investeringen i tilläggskapacitet på kraftverket (i syfte att öka systemets tillförlitlighet) till installationskostnaden för det billigaste försörjningsalternativet, vanligen en gasturbin. Icke desto mindre kan ett baslastkraftverk utgöra den marginella, fysiska anläggningskapacitet som energiverket kan undslippa genom ett program på användarsidan, om man ser det hela ur ett prespektiv av optimal utökning av produktionen. Av detta skäl är det riktigare att använda kostnaden för gasturbinen som en schablon för det billigaste tillskottet av kapacitet i syfte att få högre tillförlitlighet (National Economic Regulatory Associates 1977).

Den mest omdiskuterade frågan, när man beräknar kostnaden för att öka ett systems tillförlitlighet, är relevansen i denna term, när systemet har kraftig överskottskapacitet. Exempelvis har några energileverantörer med överskottskapacitet ifrågasatt rimligheten i att använda gasturbinen som ersättningsschablon (särskilt Kalifornien och New York). De argumenterar att överskottskapacitet innebär att det inte krävs någon kapitalutgift för att öka tillförlitligheten i systemet på kort sikt (låt oss säga fem år) eftersom de befintliga kraftverken underutnyttjas. Naturligtvis kommer alltid tilläggskapacitet att förbättra tillförlitligheten, poängen är att systemet är tillförlitligt just nu och att det kommer att förbli tillförlitligt med befintlig kapacitet trots ökad last. Under detta resonemang ligger ett antagande om målnivå för tillförlitligheten (t ex en dag per tio år), en målnivå som systemet överträffar för närvarande.

Kaliforniska myndigheter har accepterat dessa argument och anpassar nu det fulla värdet av gasturbinen som schablonkostnad till systemets avvikelse från en viss målnivå för tillförlitlighet. Det justerade värdet kan man se som ett mått på undvikta kapacitetskostnader på kort sikt. Detaljerna i justeringen är tekniska. För närvarande är "förväntad ej distribuerad energi" (expected unserved energy) grund för justeringarna. Tidigare utgick man från "trolig av förlust av last" (loss-of-load-probability).

När man använder undvikta kapacitetskostnader för att värdera program på användarsidan måste man se till att det råder konsekvens mellan påverkan på lastprofilen och undvikta kapacitetskostnader. Särskilt viktigt är att ta hänsyn till överensstämmelsen mellan påverkan på lastprofilen och topplast i systemet. På samma sätt kommer ett program att undervärderas om man inte räknar in minskningen i energileverantörens krav på reservmarginal i kapacitetsbesparingarna.

Undvikta kostnader för energialstring och kapacitet på lång sikt

På lång sikt antar man inte att anläggningarnas kapacitet förblir oförändrad. Ökad efterfrågan kan mötas antingen genom förändringar i driften vid befintliga anläggningar eller genom ökad anläggningskapacitet (t ex nyanläggingar). Anläggningskostnaderna för gasturbinen används som schablonvärde för marginalkostnaden för produktionskapacitet i ett försök att isolera en faktor som är tillförlitlighetsrelaterad när man fattar beslut om att öka denna kapacitet. Vi vänder nu vår uppmärksamhet mot metoder som värderar såväl energirelaterade faktorer som tillförlitlighetsrelaterade faktorer i fråga om undvikta kostnader på lång sikt.

Omfattande lägsta-kostnads-planering måste erkänna de möjligheter som program på användarsidan ger i fråga om att påverka beslut på lång sikt vad gäller en eventuell ökning av produktionskapaciteten. Det är detta, som är det viktiga med dessa metoder. En seriös behandling av möjligheterna på användarsidan kommer att leda till att man överväger storskaliga program som kan ersätta investeringar på tillförselsidan. Ett perspektiv på kort sikt, där man utgår från att planen för utökad produktionskapacitet ska vara oförändrad, kan inte fånga denna effekt. Resultatet blir att man allvarligt underskattar värdet av program på användarsidan. Figur V-I illustrerar hur dramatiskt dessa perspektiv kan skilja sig åt.

- - - - - - - -

Figure V-I.
Relationship Between Short-Run Avoided Energy, Long-Run Avoided Capacity Costs and Average Revenue. Source: Roddy och Bloom 1987.

- - - - - - - -

Vi känner till åtminstone två metoder att mäta undvikta kostnader på lång sikt. De liknar de metoder används när man gör direkta mätningar för att värdera program på användarsidan. Men i stället för specifika lastkurvor använder man sammanfattande lastkurvor när man gör långtidsvärderingen. Dessa värden gör man sedan enhetliga så att man kan bedöma specifika program på användarsidan. /a/

- - - - - - - - - -

/a/ Se Kahn (1986) för ytterligare detaljer i de båda metoderna.

- - - - - - - - - -

Metod 1: man uppskattar de direkta kapitalkostnader man kan spara genom att man skjuter upp behovet att producera mer energi. Kalkylen är förhållandevis okomplicerad. Man beräknar helt enkelt det nuvarande värdet på skillnaden i kapitalutlägg mellan två alternativa planer för utökad tillförsel. När man väl beräknat det totala värdet kan det fördelas över tiden och uttryckas i en enhet per tid, förbrukning eller årstid.

Denna metod har använts av flera statliga utredningar. Huvudproblemet är att kunna specificera hur lång tid investeringen kommer att fördröjas. I extremfallet kan man avstå från en hel anläggning men det typiska är en fördröjning ett antal år. I princip ska antalet år relateras direkt till storleken och den förväntade varaktigheten i lastkurveeffekterna.

Den andra metoden för att mäta de undvikta kostnaderna på lång sikt försöker uppskatta fördröjningsperioden direkt. När väl denna period har uppskattats finns inget behov av att bedöma kapitalkostnaderna eftersom bedömningen ligger implicit i valet av fördröjningsperiod. Metoden definierar fördröjningen som den kostnadsneutrala förändringen i den framtida produktionstillväxt som blir följden av program på användarsidan.

Metoden är beroende av upprepade simuleringar för tillförselsystemet. Man använder laster som modifierats genom förändring av den allmänna lastkurvan och söker finna en tillförselplan, där man kan skjuta upp nyinvesteringen så länge att nuvärdet på driftskostnaderna blir lika med nuvärdet på driftskostnaden för basfallet. Ytterligare ett villkor är att de två systemen har jämförbara tillförlitlighetsnivåer. Eftersom dessa båda tillförsel- och lastscenarier (basfallet och fallet med fördröjd leverans av nya laster) har samma driftskostnader har en optimal eller kostnadsneutral fördröjningsperiod bestämts. Värdet av fördröjningen är skillnaden i nuvärde mellan basfallet och fallet med fördröjd leverans med laster enligt basfallet.

En variant av de båda beräkningsmetoderna identifierar en tillförlitlighetskomponent från fördröjningen genom att subtrahera schablonvärdet av en gasturbin från det totala värdet på fördröjningen. I detta fall kallas det återstående värdet från fördröjningen för den energirelaterade kapitalkomponenten i det ursprungliga beslutet om utökad produktion.

Undvikta kostnader för distribution

Undvikta utgifter för överföring och distribution kan också vara följder av program på användarsidan. Tyvärr är teknikerna för att uppskatta undvikta kostnader för överföring och distribution grova jämfört med de utvecklade teknikerna för produktionskostnadssimulering vilka ofta används när man uppskattar produktion.

NERA utvecklade riktlinjer för att bedöma marginalkostnader för överföring och distribution (National Economic Regulatory Associates 1977). Dessa räcker till för en första uppskattning av de undvikta kostnaderna. Den föreslagna tekniken är att omvandla tidigare och framtida förväntade utgifter till årsdollar i dagens penningvärde och sedan återföra dem på motsvarande årliga lastökningar. Metoden kräver gott omdöme när man bestämmer vilka utgifter och laster man ska räkna med vid återföringen.

Särskilt vad gäller distributionsutgifter finns det en omfattande oenighet om kundmarginalkostnaderna. I allmänhet minskar inte program på användarsidan kundkostnaderna, försåvitt de inte minskar antalet kunder. NERA rekommenderar dock att man subtraherar öknings- eller marginalkundkostnader från ökningskostnaderna för distribution innan man gör återföringen. Så länge man inte kan komma överens om hur man ska uppskatta marginalkundkostnaderna kan man emellertid inte bestämma nettoutgifterna för distributionen.

Det är svårt att välja rätt enhet när man mäter marginalkundkostnaderna. Vanligen antar analytiker att kostnader, som inte kan hänföras till en efterfrågerelaterad eller energirelaterad funktion, måste vara kundrelaterade. Den valda enheten är kostnad per kundenhet. Vissa kundrelaterade kostnader varierar beroende på antalet kunder, men andra kostnader varierar mer beroende på den geografiska spridningen av kunderna. Tyvärr tenderar analytikerna att betrakta dessa kostnader endast på basis av kostnader per kundenhet därför att det inte är särskilt populärt att bestämma taxorna utifrån ett geografiskt särskiljande av kundgrupperna.

De årliga lastökningar som man räknar med när man analyserar de marginella överförings- och distributionsutgifterna tenderar att inte vara årliga ökningar i systemets toppbelastning. En allmän regel visar att ju närmare analytikerna kommer slutanvändningen av kraften, desto viktigare blir det att överväga laster

som inte överensstämmer. I grunden finns det ett samband mellan produktionssystemet och kunden. Inom detta samband återspeglas - med olika grad av överensstämmelse - den rätta undvikta lasten på överföringssystemet.

Metoder baserade på ersättningsanläggningar och som undersöker minskningen av de identifierbara överföringskostnaderna kan ibland vara bättre att använda än beslut om undvikta kostnader efter NERAs riktlinjer. Metoder baserade på ersättningsanläggningar är nämligen ett sätt att undvika vissa av de mätproblem som beskrivits ovan. Om vi kan identifiera vilka investeringar som vi kan minska, så slipper vi förlita oss på statistiskt grundade samband mellan utgifter och laster.

Att använda undvikta kostnader för att värdera vinsterna från program på användarsidan

Direkta mätmetoder vad gäller undvikta kostnader har en fördel: när mätningarna väl är gjorda så är analytikerns arbete komplett. När analytikern utgår från hypotetiska allmänna förändringar i lastkurvan, och låter dessa representera den stora inverkan av program på användarsidan, måste han däremot omvandla dessa stora värden till specifika, tariffliknande mängder. Sedan måste analytikern multiplicera dessa former för att kunna värdera enskilda program. Uppgiften är att dela upp dem över flera dimensioner av rum och tid.

När man väljer uppdelningsmetod måste man ta hänsyn till två faktorer. Dels gäller det tillförlitligheten i uppdelningen och den finns inneboende i den uppskattning man har gjort av vilken verkan ett program på användarsidan kan få. Dels gäller det föränderligheten i tillförselsystemets kostnadsstruktur. Uppdelningsteknikerna skiljer sig något åt vad gäller undvikt energi och kapacitetskostnader. För undvikt energi är det logiskt att utgå från en enkel årstidsskillnad (vinter och sommar). Den näst viktigaste nivån för uppdelningen är tidpunkt på dagen eller toppenergianvändning gentemot under-topp-användning. Utöver dessa minsta tänkbara grader av uppdelning är analytikern vanligen begränsad till de ytterligare nivåer av uppdelning som kännetecknar de skilda modelltekniker som man använder. För undvikt kapacitet måste mycket finare tidssteg undersökas. Vår diskussion om undvikta kapacitetskostnader i överföringen beskrev några av de mätproblem som kommer ur behovet att kombinera olika grader av sammanlagring inom efterfrågan. I denna diskussion tar vi endast upp problem som hör samman med mätningen av efterfråge-

besparingar i syfte att bedöma undvikta kapacitetskostnader som beror på tillförlitligheten.

Den första mätfrågan är det välbekanta behovet att upprätta samband i sammanlagringen, mellan toppefterfrågan per kundgrupp (eller per individuell kund) och topplast i systemet. Kundklassrelaterade besparingar inom topplasten kan inte översättas till kapacitetsbesparingar inom energileverantörens system om man inte skapar något slags möjlighet att mäta sambandet.

Den andra mätfrågan tenderar att göra det mindre viktigt att bestämma en exakt sammanlagringsfaktor. Tillkomsten av *mätare av sannolik tillförlitlighet* /b/, sådana som "trolig förlust av last" (Loss-of-load-probability, LOLP) och "förväntad ej säkrad energi" (Expected unsecured energy, EUE), gav en analytisk grund för att allokera kapacitetskostnad till fler timmar än systemets topptimme. Överensstämmelsen mellan klass- och systemlaster är fortfarande viktig; skillnaden är att ett bredare fält av systemets topptimmar nu är föremål för arbete med att finna sambanden med sammanlagringsfaktorn.

Den sista frågan om undvikta kapacitetskostnader liknar den tidigare diskussionen om energileverantörens planmål för produktionskapacitet. Ett "tillgodohavande" för reservmarginal bör läggas till helheten förutom att man hänför rätt förlust- och sammanlagringsfaktorer till ett program på användarsidan. Det innebär att - utan programmet på användarsidan - skulle det krävas kapacitet inte bara för att försörja lasten utan ytterligare kapacitet skulle krävas för att erbjuda en reservmarginal för den last som nu undviks. Sålunda bör ett "tillgodohavande" för reservmarginal läggas till de direkt undvikta kWs kapacitet.

- - - - - - -

/b/ Se Bhavaraju (1982) för diskussion av dessa frågor

- - - - - - -

Sammanfattning av Kapitel VI

INTEGRERADE BERÄKNINGSMETODER OCH MODELLER

Planering för lägsta kostnad medför omfattande förändringar och utbyggnad av traditionell dokumentation. Det ställer beslutsfattare inför den svåra uppgiften att värdera underlag som görs på nytt sätt med konventionella modellverktyg, som t ex vid beräkningen av undvikta kostnader utifrån modeller för produktionskostnad. En ny generation planeringsverktyg införs likaså, speciellt utformade för att klara komplexiteten vid beräkning av resurser på användarsidan och integration med tillförselsidan. EPRIs Demand-Side Directory listar t ex 80 datormodeller för användningsstyrning och integration med resursplaner.

Modeller och andra verktyg för analys är av värde för lägsta- kostnadsberäkningar så länge de underlättar planeringen genom att man handskas med data på ett meningsfullt sätt, begripligt för beslutsfattarna.

Planering för lägsta möjliga kostnad kräver beräkningar inom åtminstone sex områden: lastprognoser och lastkurvor, kostnader för och åtgärder på användar- och tillförselsidan, lång- och kortsiktiga kostnader för produktion, inverkan på energileverantörens finansiella situation. Det sjätte området, lagar och föreskrifter, bildar en övergripande bakgrund.

I ett totalt samhällsperspektiv ligger dessutom analyser av mer långtgående konsekvenser av olika aktiviteter. Dessa kan innefatta regionala ekonomiska studier, väntade effekter av miljöfrågor, livsstilsvärderingar etc.

Många metodrelaterade problem dyker upp när resurserna på användarsidan skall integreras med den traditionella planeringen på tillförselsidan. Dessa problem kan röra:

1. Överensstämmelsen mellan beräknad effekt på lastkurvan av program på användarsidan och övergripande energi/lastkurveprognos.
2. Integration av program på användarsidan med planen för produktionsökning
3. Sambandet mellan program för användarsidan, lastkurvor och tariffutformningen.

4. Förekomsten av program på användarsidan som bygger på tariffer, inte teknologi som förändrar behovet. Kan användarprognoser visa effekterna av olika prisstrukturer?
5. Osäkerehten i alla delar av processen. Kan modellerna som används visa osäkerheten som finns bakom de data som används?

Sammanlänkade detaljerade modeller

Den mest sofistikerade metoden för att beräkna lägsta kostnad är sammanlänkning av ett antal detaljerade, specialiserade modeller. Allmänt sett finns modeller för varje steg i processen, omfattande prognoser för lastkurvor, produktionsplanering, produktionskostnader, finansiella analyser och tariffer.

Prognosmodeller för energianvändning och lastkurvor

En konsekvent och tillräckligt omfattande behandling för analys av de möjligheter som finns på användarsidan kräver hjälp av prognosmodeller för användning av energi och lastkurvor. Uppgiften om användning behövs för att identifiera effekterna av speciella aktiviteter på användarsidan. Lastkurvor behövs för att kunna tillhandahålla en stabil grund för jämförelser med aktiviteter på tillförselsidan.

De vanligaste modellerna för användning i bostadssektorn och den kommersiella sektorn innehåller belysning, kylning, värme, ventilation, vattenuppvärmning, matlagning och övrigt. För industrisektorn läggs specifika användningsprocesser till. De mest avancerade modellerna simulerar alla typer av bränsle (el, naturgas, olja etc) och innehåller algoritmer för att tydligt åskådliggöra bränslebyten.

Tillgång på tillförlitliga data är den svagaste länken i beräkningar för lägsta kostnad. För bostadssektorn finns fler tillgängliga data än för kommersiella sektorn. Bristen på data tvingar ofta analytikerna att lita på osäkra värden. Detta går inte att undvika men en minimiuppsättning lokala data är nödvändigt att ha för att göra en meningsfull analys. En sådan innehåller lokala ekonomiska prognoser och en uppskattning av byggnadsbeståndet (t ex golvyta och grad av användning). Vanligtvis är de data som är svårast att få tag på de som visar lokal intensitet i användning och lastkurvor.

Ursprunget till alla befintliga modeller för prognoser över slutanvändning kan spåras till arbeten som utförts vid Oak Ridge National Laboratory under 70-talet. De mest kända modellerna för slutanvändning av el är REEPS, COMMEND, INDEPTH och HELM.

REEPS är en prognosmodell för bostadssektorn.
COMMAND är EPRIs modell för kommersiella sektorn.
INDEPTH är EPRIs modell för industriella sektorn.
HELM är ett verktyg för lastkurveanalyser.

Modeller för produktionskostnad och produktionsökning
Modeller för produktionskostnad är ryggraden i traditionella analyser för elproduktionsplanering. De används för att uppskatta driftskostnaderna för produktion av elektricitet i förhållande till behov som skall tillgodoses och resurserna som finns tillgängliga. Modellerna är av central betydelse för beräkning av lägsta kostnad, eftersom beräknade förändringar i produktionskostnaderna mäter värdet av aktiviteten på användarsidan.

Modeller för produktionsökning
Modeller för produktionsökning är av begränsad betydelse för beräkning av lägsta kostnad, till stor del beroende på att de inte ger möjlighet att visa åtgärder på användarsidan rätt i en form som är framtagen för att välja möjligheter på tillförselsidan.

Specialiserade modeller för elanvändning
Specialiserade modeller för slutanvändning krävs ofta för att komplettera tillgänglig information i modeller för prognoser för användning och lastkurvor. Två huvudklasser finns: 1) den stora gruppen analysmodeller för energi i byggnader, 2) EPRIs modell för beräkning av bostadssektorns respons på tariffer för viss tid under dagen.

Integrerade planeringsmodeller

På senare tid har en ny grupp integrerade modeller för lägsta-kostnads-beräkningar utvecklats. LMSTM och UPLAN är exempel på integrerade modeller.

Modellerna kan byggas upp med en ur analyssynpunkt enkel mjukvara , som vanligen finns i mer komplicerade, detaljerade modeller. De största svårigheterna med metoden sammankoppling är kompabiliteten mellan olika modeller. I integrerade planeringsmodeller ligger de viktigaste kopplingarna inbäddade i simuleringen och de har gjorts transparenta för användaren. Den viktigaste sammankopplingen finns mellan specifikationerna för laster på användarsidan och deras inverkan på produktions-kostnaden. Integrerade modeller kan vara en attraktiv medelväg mellan tidsödande sammankopplingar av oberoende, detaljerade modeller och de stora uppoffringar i fråga om detaljer som enklare bildskärmshjälpmedel kräver.

DSM bildskärmshjälpmedel

Demand Side Management bildskärmshjälpmedel syftar till att ge en första rangordning av möjligheter till effektivisering för att snabbt identifiera de mest lovande. Bildskärmsmodeller utelämnar oftast interaktionseffekter av åtgärder på användarsidan. Effekten av en enstaka åtgärd på användarsidan räknar troligen inte med effekterna av en annan logiskt relaterad.

Produktionskurvor för inbesparad energi

Modeller för produktionskurvor för inbesparad energi är föregångare till dagens sofistikerade hjälpmedel för lägsta-kostnadsberäkningar. Dessa modeller kan definiera kostnadseffektiva resurser för varje nivå på undvikta kostnader, men de flesta ger inte en tillfredsställande bild av effektema av åtgärder på användarsidan. De kan med fördel användas som förprocessor för att få ingångsvärden till en integrerad beräkning av samtliga åtgärder eller för att beräkna interaktiva effekter av enskilda åtgärder.

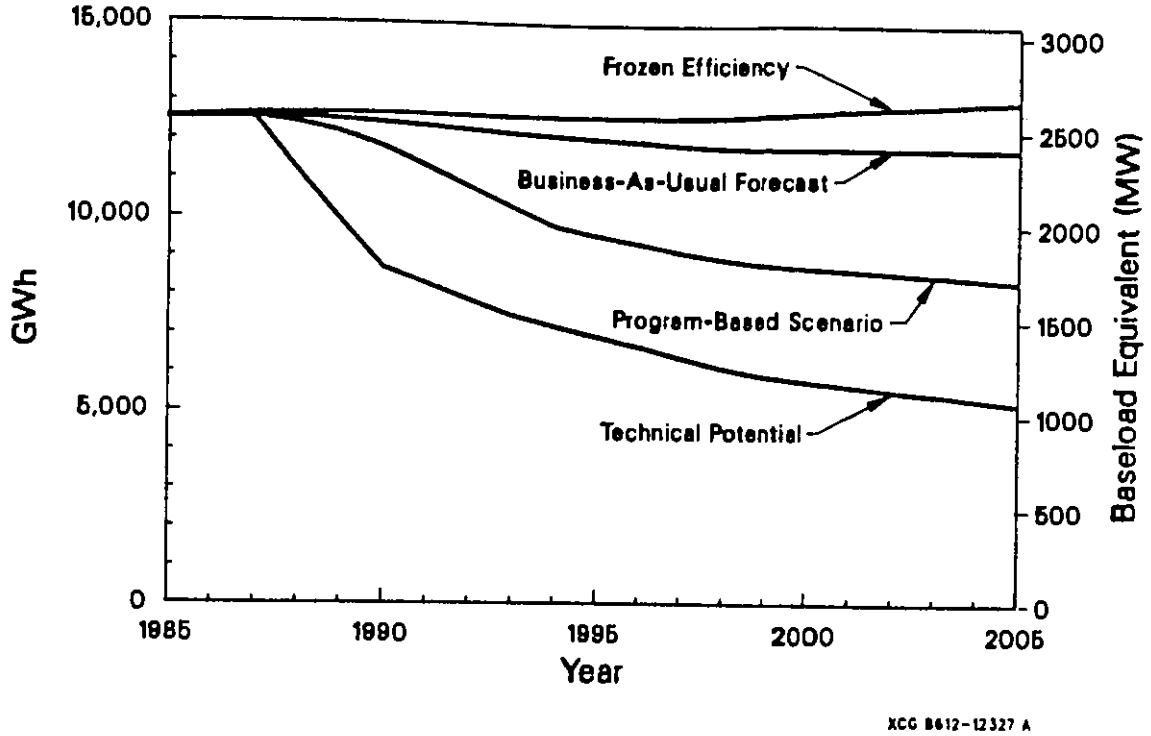

Figure II-1. Demand-Side Resources in Michigan's Residential Sector, 1985-2005. Source: Krause, *et al.* 1987.

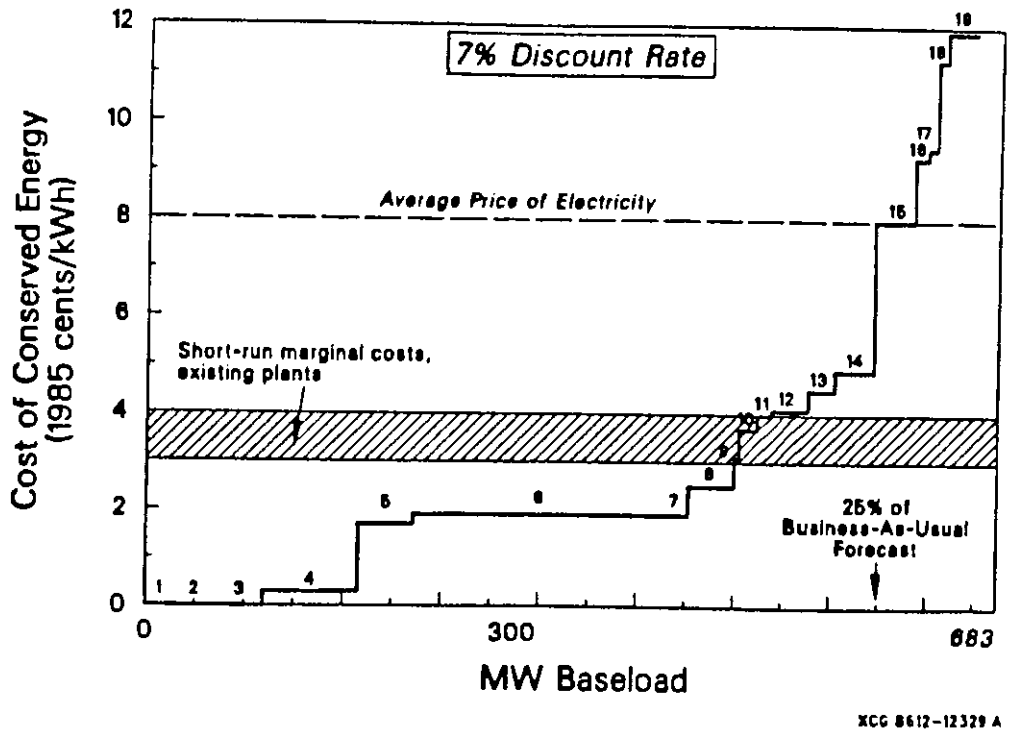

Figure II-2. Curve of Annual Residential Sector Electricity Savings in Michigan, Year 2005. Source: Krause, *et al.* 1987.

Table II-1: Curve of Annual Residential Sector Electricity Savings in Michigan, Year 2005: 7% Discount Rate

Rank	End Use Measure	Annual Savings over Business-as-Usual (GWh)	Cost of Conserved Energy (Total Resource Cost) (¢/kWh)
1	Air Cond.	114	0.0
2	Furnace Fans	173	0.0
3	Temp.Setback	191	0.0
4	Hi-Eff.Showers & Faucets	385	0.3
5	2nd Units	226	1.7
6	Lighting	1123	1.9
7	Exis. EHH, Block 1	13	2.3
8	Frost-Free 1992 Std.	189	2.5
9	Auto-Defrost.Low Tech.	20	3.1
10	New EHH, Block 2	83	3.7
11	Exist. EHH, Block 2	52	4.0
12	Frost-Free Low Tech.	149	4.1
13	Clothes Washers	112	4.5
14	Manual Low Tech.	162	4.9
15	Eff. Water Heaters	168	8.0
16	Std. 1992/Low Tech.	51	9.3
17	Exist. EHH, Block 3	36	9.5
18	Low-Income Programs	38	11.3
19	New EHH, Block 3	124	11.9
	All measures < 3.0 cents/kWh	2414	1.4
	All measures 3.0-4.0 cents/kWh	155	3.7
	All measures > 4.0/cents/kWh	840	7.1
	All measures	3408	2.9

Table II-2. Implicit Real Discount Rates (%/yr)

PAYBACK (Y)	INVESTMENT LIFETIME (Y)							
	3	5	7	10	15	20	25	30
1	146.5	159.8	161.5	161.8	161.8	161.8	161.8	161.8
1½	68.4	87.3	91.2	92.3	92.5	92.5	92.5	92.5
2	33.5	55.5	61.3	63.5	64.0	64.0	64.0	64.0
2½	13.3	37.2	44.4	47.6	48.6	48.8	48.8	48.8
3	0.0	25.1	33.4	37.5	39.0	39.3	39.3	39.3
4		9.7	19.4	24.9	27.5	28.1	28.3	28.3
5		0.0	10.7	17.2	20.7	21.6	21.9	22.0
6			4.6	11.9	16.0	17.3	17.8	18.0
7			0.0	7.9	12.6	14.2	14.8	15.1
8				47.7	9.9	11.8	12.6	12.9
9				2.2	7.8	9.9	10.8	11.2
10				0.0	6.0	8.3	9.3	9.9
12					3.1	5.8	7.1	7.7
15					0.0	3.1	4.6	5.5
20						0.0	1.9	3.0

Source: Plunkett (1988)

De siffervärden som anges i tabell II-2 härrör från speciella beräkningar. Värdena bör därför i första hand användas för att illustrera det generella resonemanget. Vid en verklig beslutssituation bör aktuella indata användas. (Övers. anm.)

Table III-1. Summary of Economic Benefit-Cost Perspectives

Economic Perspective	Benefit Components			Cost Components		
	Utility Avoided Costs	Customer Bill Savings	Utility Incentive Payment	Utility Program Administration[1]	Customer Direct Costs	Customer Bill Savings
Participant		X	X		X	
Non-Participant	X			X		X
Utility	X			X		
Total Resource[2]	X			X	X	

1. Includes incentive payments.
2. Elements of the total resource are contained in the Societal Perspective, which also includes indirect economic and other non-quantifiable or difficult-to-quantify economic and non-economic impacts.

Table IV-2. Summary of Policy Options for Ratemaking

Option	Definition
Conventional R.O.R. Regulation without California-type ERAM	Conventional rate of return (R.O.R.) regulation establishes rates based on the formula: revenue requirements = expenses + (rate base * rate of return) Consequently, the more investment a utility has in rate base the higher will be its rates and its profit, except in the unusual circumstance where the company's short run marginal costs exceed its rates. Furthermore, between rate cases the rates don't changes. Consequently, the more kilowatt hours of electricity or therms of gas that are sold the higher will be a utility company's profit.
Conventional R.O.R. Regulation with California-type ERAM	This is the same as conventional R.O.R. regulation except that the utility's rates are later adjusted on the difference between predicted and actual sales, to ensure that unexpected changes in sales volumes do not affect earnings.
Separate R.O.R. for C&LM Investment	Here the rates are set and maintained in the same manner as conventional R.O.R. regulation except that the rate base investment for conservation and load management is accounted separately and in a rate case is calculated to earn a higher rate of return.
R.O.R. Adjustment for Low Bills	This is the same as conventional R.O.R. regulation except that the rate of return in the revenue requirement formula is adjusted based on the ratio of the average annual utility bill for a set of comparable utility companies to the average annual total bill for the subject utility company.
Performance Bonds	Here regulation is the same as conventional R.O.R. regulation except that a third term is added to the revenue requirement formula used in a rate case. As an alternative, the R.O.R. in the revenue requirement formula could be adjusted. In either case, the adjustment is based on some measure of the effectiveness of the utility's management in achieving least-cost planning goals and is presumably at the discretion of the commission.
Share C&LM Savings	This is the same as conventional R.O.R. regulation except that a third term is added to the revenue requirement used in a rate case. That added term is a pre-determined percentage of the calculated savings that the utility can demonstrate from its conservation and load management programs.
Bounty on C&LM Savings	This is the same as the previous option except that the adder to revenue requirements is not a percentage of the savings. It is instead a predetermined dollar amount dependent on the achievement of certain goals set by the company and/or commission.

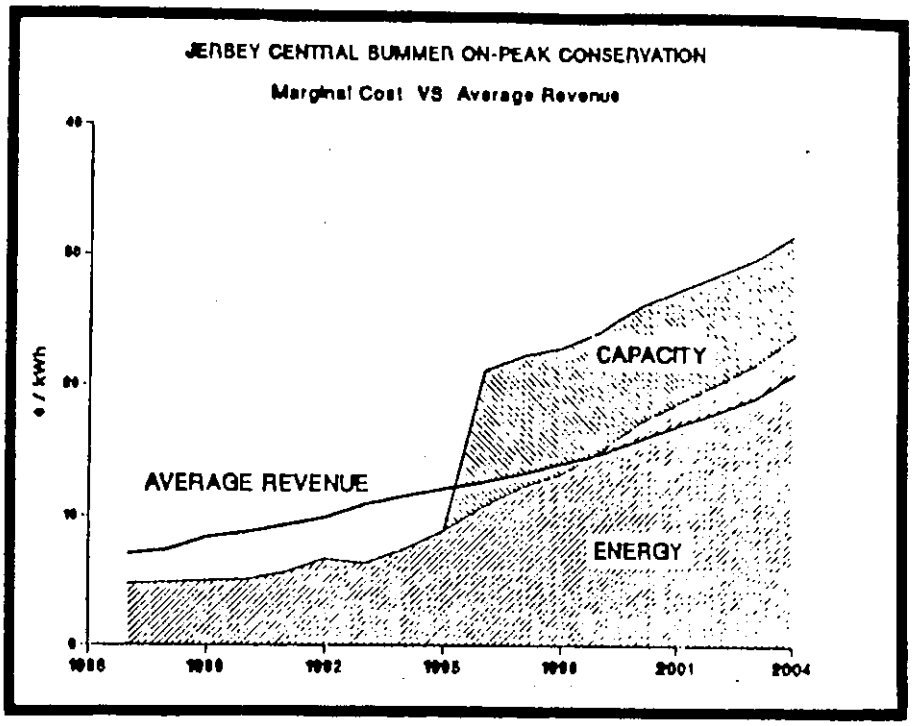

Figure V-1. Relationship Between Short-Run Avoided Energy, Long-Run Avoided Capacity Costs and Average Revenue. Source: Roddy and Bloom 1987.

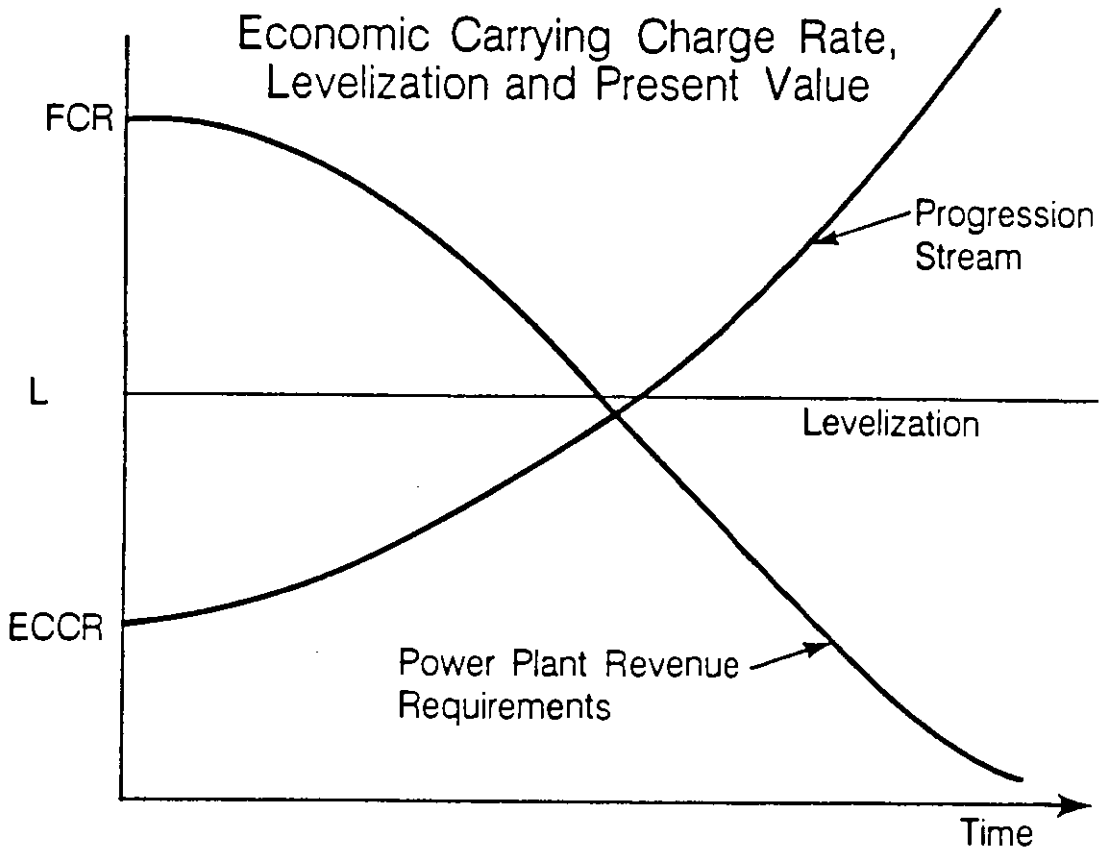

Figure V-II. **Comparison of Levelization, Economic Carrying Charge, and Traditional Utility Amortization Techniques. Source: Kahn 1988.**