

www.sintef.no

**SINTEF Energiforskning AS**

Postadresse: 7465 Trondheim
Resepsjon: Sem Sælands vei 11
Telefon: 73 59 72 00
Telefaks: 73 59 72 50

TEKNISK RAPPORT

SAK/OPPGAVE (tittel)

Effektabonnement: relevante erfaringer fra USA

SAKSBEARBEIDER(E)

Gerard Doorman

OPPDRAAGSGIVER(E)

Norges forskningsråd

TR NR. TR A5726	DATO 2002-11-14	OPPDRAAGSGIVER(E)S REF. Hans Otto Haaland	PROSJEKTNR. 11X210.05	
ELEKTRONISK ARKIVKODE 020521GD15324		PROSJEKTANSVARLIG (NAVN, SIGN.) Ove Grande <i>OSG</i>	GRADERING Åpen	
ISBN NR. 82-594-2387-1	RAPPORTTYPE 1	FORSKNINGSSJEF (NAVN, SIGN.) Petter Støa <i>Pst</i>	OPPLAG 68	SIDER 63
AVDELING Energisystemer		BESØKSADRESSE Sem Sælands vei 11	LOKAL TELEFAKS 73 59 72 50	

RESULTAT (sammendrag)

Denne rapportens primære mål er å referere fra Peak Load Management Alliance sin konferanse i Dallas, Texas, i april 2002 og fra besøk hos tre amerikanske kraftselskap som ble gjennomført på samme reisen. Bakgrunnen for denne reisen var å få tak i informasjon som kunne brukes ved videreutvikling av Effektabonnement konseptet.

Følgende tre kraftselskaper ble besøkt:

- Florida Power, som bruker direkte laststyring og betaler kompensasjon til kundene. Programmet har pågått i 20 år, og er antagelig et av de største i sitt slag.
- Gulf Power i Florida, som gir kunden en tidsvariabel tariff og skaffer teknologi for laststyring basert på en tidsvariabel tariff.
- Puget Sound Energy i Washington, som har installert timemålere hos samtlige kunder og gir tidsvariable tariffer. Det er opp til kunden hvordan han vil reagere på dette.

I appendiks gis relativt utførlige rapporter på engelsk fra besøkene.

STIKKORD

EGENVALGTE	Laststyring	Tidsvariable tariffer
	Studietur	Effektabonnement

INNHALDSFORTEGNELSE

	Side
1 INNLEDNING OG BAKGRUNN.....	5
2 PLMA KONFERANSEN: DEMAND RESPONSE – DELIVERING THE RESULTS	8
2.1 FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION	8
2.2 THE TEXAS MARKET FOR DEMAND RESPONSE	9
2.3 KEY ISSUES IN DEMAND RESPONSE: PLMA EFFORTS.....	10
2.4 ADVANCED METERING – THE TEXAS MARKET	11
2.5 ADVANCED METERING – OTHER STATES.....	12
2.6 BARRIERS AND SOLUTIONS	12
2.7 NOEN ANDRE MOMENTER OG OPPSUMERING	13
3 FORBRUKERRETTEDE PROGRAMMER HOS NOEN BESØKTE SELSKAP	15
3.1 FLORIDA POWER CORPORATION.....	15
3.2 GULF POWER	16
3.3 PUGET SOUND ENERGY	17
4 DISKUSJON OG SAMMENLIGNING AV PROGRAMMER.....	21
4.1 KOSTNADER.....	21
4.2 DISKUSJON OG SAMMENLIGNING.....	24
5 KONKLUSJONER.....	27
6 REFERANSER.....	31
APPENDIKS 1: BESØKSRAPPORTER.....	33
APPENDIKS 2: PEAK LOAD MANAGEMENT ALLIANCE	57
APPENDIKS 3: PLMA KONFERANSEN.....	59
APPENDIKS 4: PRESSEMELDING FRA ECHELON	61

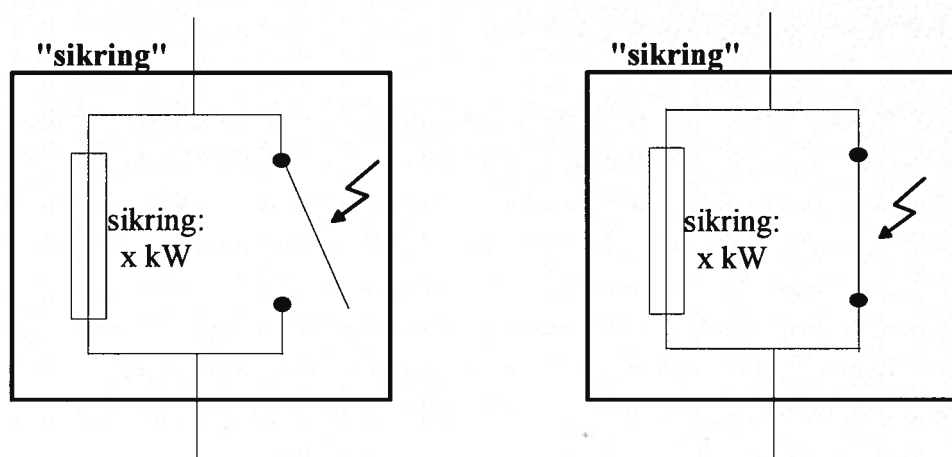
1 INNLEDNING OG BAKGRUNN

I et rent spot marked må prisene i perioder være svært høye for at investeringer i topplast produksjonskapasitet skal være lønnsomme. Hvis markedet hadde fungert som andre markeder, ville balansen mellom tilbud og etterspørsel utviklet seg slik at de forventede prisene hadde nådd et nivå som dekker investeringen i ny kapasitet, inkludert en risikopremie. I prinsippet fungerer det slik i kraftmarkedet også, men forbruket er ikke utsatt for kortsiktige høye priser. Forbrukerne har derfor svært begrensede insentiver til å redusere etterspørsel selv ved ekstremt høye spotpriser. Fordi det i kraftmarkedet må være balanse mellom produksjon og etterspørsel til en hver tid, kan det i slike tilfeller bli nødvendig å ty til ufrivillig lastbortkobling. Dette er gir høye samfunnsmessige kostnader, og er sosialt uakseptabelt i et moderne samfunn.

Begrensningen av etterspørselen kan ses på som en form for rasjonering. For at rasjonering skal være økonomisk effektiv, bør den være basert på forbrukernes betalingsvillighet. En måte å realisere dette er gjennom ren spotprising. Hvis alle forbrukere betaler spotpris, vil noen redusere forbruket, bare spotprisen blir høy nok, og markedsbalanse oppnås. Dette har imidlertid en rekke ulemper:

- Det kreves en betydelig infrastruktur i form av kommunikasjon og målerteknologi.
- Mange forbrukere ønsker antagelig ikke å være utsatt for store prisvariasjoner.
- Forbrukerne ønsker ikke og har ikke mulighet til å gjennomføre kontinuerlig overvåkning av sitt forbruk for å reagere på spotpriser.
- Som en følge av de to siste punktene vil mange forbrukere inngå finansielle kontrakter som skjermer dem for spotpris variasjoner. Selv om de da i teori kan tjene penger på å la være å ta ut hele kontrakten sin, vil de færreste bry seg om det, og markedsbalanse oppnås ikke nødvendigvis.
- Med dagens markedsstruktur vil forbrukerne måtte bestemme seg 24-36 timer på forhånd hvor mye de kommer til å bruke for hver time neste dag. Dette vil de ikke være i stand til, og de vil derfor også måtte være med i regulerkraftmarkedet. Dette medfører betydelige teknologiske og organisatoriske problemer.

Utfordringen er derfor å finne andre rasjoneringsformer som unngår disse problemene og som samtidig er økonomisk effektive. En mulighet er å innføre et såkalt *Effektabonnement*. Prinsippet er at forbrukerne abonnerer på en bestemt maksimaleffekt, men denne begrensningen aktiveres kun når det er behov for det. Det interessante med dette prinsippet er at når maksimaluttaket til alle forbrukerne er begrenset, og de betaler en effektpreis for dette, så kan det oppnås både fysisk og økonomisk balanse. Praktisk kan dette ordnes ved hjelp av en styrbar "sikring". Normalt er denne "sikringen" inaktiv, men den aktiveres ved behov, det vil si når den totale etterspørselen overstiger produksjonskapasiteten. En prinsipiell kobling av en slik "sikring" er vist i **Figur 1**.



Figur 1: Effektabonnement med aktivert sikring (venstre) og normaltilstand (høyre).

Legg merke til forskjellen mellom "sikring" med hermetegn og sikring uten hermetegn i figuren. Under normale forhold er bryteren lukket, som i høyre delen av figuren. I dette tilfellet forbikobles den fysiske sikringen på x kW, og "sikringen" er inaktiv. Når det er nødvendig (for eksempel klokka 9 på en kald vinterdag) sendes det et signal til den fjernstyrte bryteren, den åpnes, sikringen på x kW aktiveres og "sikringen" er aktiv: forbruket kan ikke overstige x kW. Når totalsystemets belastning igjen er redusert slik at begrensningen ikke lenger er nødvendig, sendes et nytt signal til bryteren, den lukker seg, og forbrukeren kan igjen bruke "ubegrenset" med effekt. En mer utførlig beskrivelse og diskusjon av konseptet er gitt i [1]. Formålet med denne rapporten er ikke å gå nærmere inn på Effektabonnement konseptet, men å presentere oppdatert informasjon om ulike forbruksrettede programmer i USA med relevans for lignende programmer i Norge generelt og Effektabonnement spesielt.

Ideen å gjennomføre en studietur oppstod etter hvert som jeg søkte etter informasjon om programmer rettet mot forbrukere i USA, og spesielt "Coincident-Peak Pricing" og Effektabonnement. "Coincident-Peak Pricing" er et konsept som er foreslått av Bill Uhr av Uhr Technologies, jfr. [1]. Effektabonnement ble gjennomført som et prøveprosjekt under navnet "Demand Subscription Service" av Southern California Edison midt på åttitallet. Erfaringene fra USA er nyttige, fordi de har lang erfaring med ulike former for lastbegrensning under topplast, fordi systemet alltid har vært effektdimensjonert.

Under søking etter informasjon fant jeg referanser til "Peak Load Management Alliance", en allianse med mål å markedsføre ulike former for fleksibilitet i etterspørselen. En kort beskrivelse av alliansen er gitt i Appendiks 2 (fra deres webside <http://www.peaklma.com>). PLMA beskriver seg som en "not for-profit" organisasjon, men medlemmene er nesten utelukkende enten bedrifter som produserer og selger relevant utstyr eller konsulenter innenfor dette området, og de har derfor en klar egeninteresse. Medlemslisten til PLMA gir således en bra oversikt over bedrifter som er aktiv innenfor dette området i USA.

PLMA avholder halvårlige konferanser, og det viste seg å være mulig å delta. Dette ble sett på som en ypperlig anledning til å få oppdatert informasjon om den siste utviklingen i USA. Etter at jeg tok kontakt med PLMA ble jeg spurt om å holde et innlegg om utviklingen i Norge.

Når en reise til USA likevel skulle foretas, virket det fornuftig å besøke noen kraftselskaper som på ulike måter var kommet langt med arbeidet i å øke fleksibiliteten i sluttforbruket. Gjennom kontakter ble følgende selskap valgt:

- Florida Power Corporation, St. Petersburg, Florida
- Gulf Power, Pensacola, Florida
- Puget Sound Energy, Washington

Disse selskapene er på hver sin måte aktive og innovative, og det ville være av stor interesse å finne ut hvorfor de har gjennomført sine programmer, hvilke resultater de har oppnådd og hvordan de har fått lønnsomhet i programmene. Resultatene kan ikke uten videre overføres til norske forhold fordi alle tre selskapene fortsatt lever i stort sett regulerte omgivelser. Likevel er det nærliggende å tro at hvis de fysiske forhold tilsier at tiltak på forbrukssiden er lønnsomme, så ligger utfordringen i tilrettelegging av rammebetingelser slik at de faktisk blir gjennomført. Dette er lettere i tradisjonelt regulerte systemer, men erfaringene kan likevel være nyttige i et markedsbasert system.

Denne rapporten er lagt opp på følgende måte: Kapittel 2 oppsummerer de viktigste inntrykkene fra PLMA konferansen. Kapittel 3 gir en kort beskrivelse av programmene hos de selskapene som ble besøkt. En mer utførlig beskrivelse på engelsk er gitt i Appendiks 1. Dette ble gjort for å kunne få tilbakemeldinger fra selskapene på rapportene. Kapittel 4 diskuterer programmene og sammenligner dem. I kapittel 5 gis noen konklusjoner, og relevansen med hensyn til Effektabonnement diskuteres.

2 PLMA KONFERANSEN: DEMAND RESPONSE – DELIVERING THE RESULTS

I dette kapitlet refereres noe av den interessante informasjonen som kom fram på konferansen. Programmet er gjengitt i Appendiks 3.

2.1 FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION

”Keynote Speaker” var William Massey fra Federal Energy Regulatory Commission, FERC. Denne kommisjonen består av fem medlemmer som blir utpekt av presidenten og godkjent av senatet. Kommissærer sitter for fem år i gangen, og har lik stemmerett. FERC er et uavhengig organ innenfor Energidepartementet som regulerer gass, olje og elektrisitet på mellom-stat nivå. Kommisjonen godkjenner også engros tariffer for handel mellom stater for private selskaper, krafthandlere og uavhengige system operatører (ISOs). FERC har også ansvar for å overvåke priser og tariffer, og se til at de er ”lawful, just and reasonable”.

Det interessante er nå at FERC i langt større grad enn tidligere går inn for tiltak på etterspørsels-siden. Rent lovmessig er dette noe problematisk i USA, fordi FERC har å gjøre med det som skjer mellom stater, mens statene er suverene for det som skjer utelukkende innenfor grensene i en stat. Med en økende kraftutveksling mellom statene, er det imidlertid stadig mer som potensielt faller innen for FERCs jurisdiksjon. FERC har nå kommet med et ”Working Paper” hvor de anbefaler en markedsstruktur for et deregulert marked (se <http://www.ferc.org> under RTO-seksjonen). De har dermed gått betydelig videre enn tidligere, når de bare påla en del prinsipper. 31. juli utstedte så FERC en såkalt ”Notice of Proposed Rulemaking”, som ved slutten av dette året skal bli en ny ”FERC order”, som statene må rette seg etter.

Spesielt pekte Massey på følgende punkter i de 11 generell reglene:

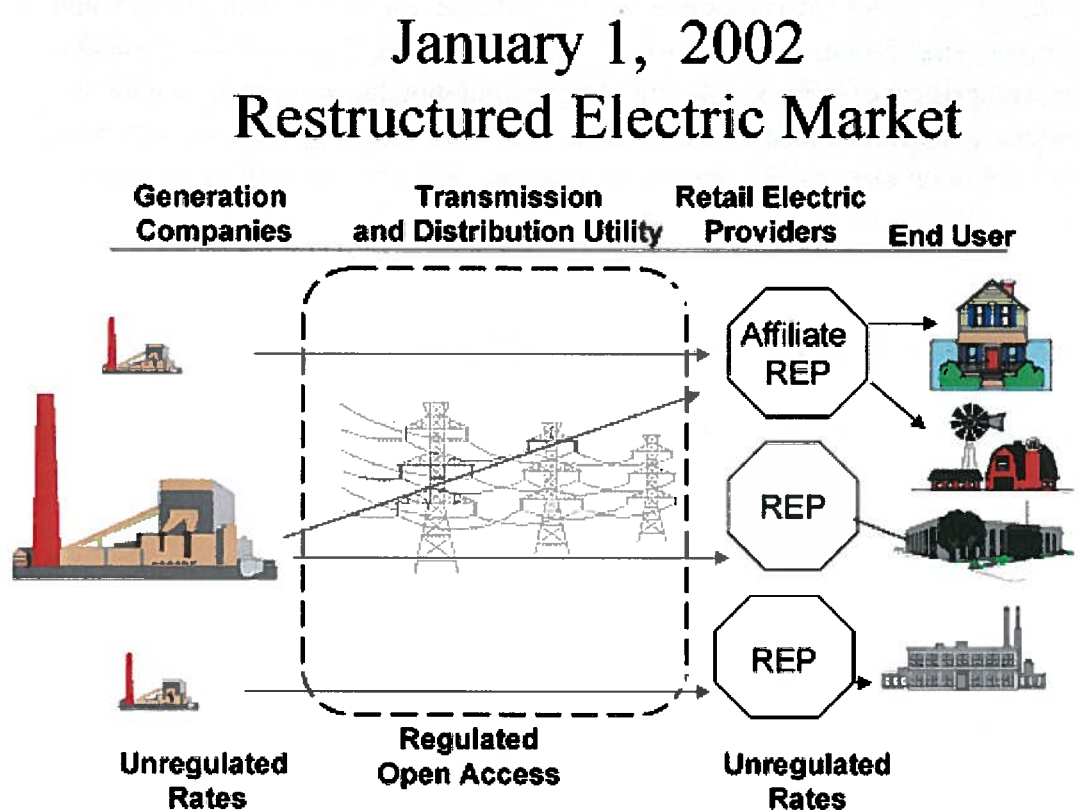
6. Market rules must be technology- and fuel-neutral. They must *not unduly bias the choice between demand or supply sources* nor provide competitive advantages or disadvantages to large or small demand or supply sources. *Demand resources and intermittent supply resources should be able to participate fully in energy, ancillary services and capacity markets.*
8. Demand response is essential in competitive markets to assure the efficient interaction of supply and demand, as a check on supplier and locational market power, and as an opportunity for choice by wholesale and end-use customers.

I tillegg ble det nylig vedtatt nye regler som innebærer at kraftselskap får 30 USD ”tax rebate” ved installasjon av timemålere. Det er derfor klart at det nå på føderalt nivå begynner å legges større tyngde bak forsøkene på å få til virkelig elastisitet på forbrukssiden.

På den andre siden kan FERCs forpliktelse til å passe på at "prisene er rettferdige og redelige" til en viss grad også hindre innføring av sanntidspriser eller tidsvariable tariffer med til tider svært høye ledd, fordi noen kan hevde at det ikke er rettferdig.

2.2 THE TEXAS MARKET FOR DEMAND RESPONSE

Det meste av denne sesjonen gikk med til å beskrive dereguleringen i Texas som ble virksam fra 1. januar 2002, se figuren under.



Figur 2: Strukturen av Texas markedet.

Her blir det (litt for) mye indremedisin, men noen interessante momenter:

- Timemåling var ikke nødvendig for å skifte leverandør. Det er en form for profilavregning, men detaljene ble ikke diskutert på møtet. For øvrig er det månedlig måleravlesning de fleste steder i USA, som forenkler det hele noe.
- Diskusjon om en "Pulse Metering Rule" og for hvem eventuelle data skulle være tilgjengelig.
- Det var en del klager på at leverandørskifte tok for lang tid. Det er en egen organisasjon som tar seg av dette.
- Diskusjon om "Competitive Metering", dvs at målerfunksjonen og alt som ligger rundt det overtas av spesialiserte bedrifter. Dette ble diskutert flere ganger under konferansen, men det

ser ikke ut for at det fungerer. Det synes å være vanskelig å definere et produkt som det er mulig å tjene penger på. Dette ble videre diskutert i en senere sesjon.

- Betydelig informasjon er gjort tilgjengelig på nettet for å hjelpe kunder med å velge leverandør (<http://www.powertochoose.org>)
- I februar skiftet 16000 kunder leverandør, i mars 39000. Dette er ganske store tall, men vi må huske på at Texas har 21 millioner innbyggere.
- Public Utility Commission of Texas har satt i gang et eget prosjekt for å stimulere fleksibilitet i etterspørselen

I Texas, som i andre stater i USA, forventes drivkraften i arbeidet mot mer fleksibilitet å komme fra kraftleverandørene, eller eventuelt fra kundene – altså ikke fra distribusjonssiden. Problemet i Texas nå er at forwardprisene er så lave, at leverandørene foreløpig ikke er opptatt av dette. I følge foredragsholder er konsumentene bare interessert i at ”tv’en virker når Superbowl sendes, air-conditioningen virker og ølet er kalt” (ikke nødvendigvis i den rekkefølgen). Budskapet er: prisingen må være enkel å forstå.

2.3 KEY ISSUES IN DEMAND RESPONSE: PLMA EFFORTS

En vesentlig del av denne sesjonen ble viet til presentasjon av et PLMA ”Policy Paper” med målet å presentere en del prinsipper for regulering med sikte på å stimulere til større forbruksfleksibilitet. Rapporten finnes for øvrig på <http://www.peaklma.com>. Det blir lagt vekt på følgende fordeler av fleksibilitet:

- Forbedret markedseffektivitet
- Reduserte kostnader
- Høyere pålitelighet
- Muligheter for risikostyring
- Potensielle miljøfordeler
- Kundeservice og valgmuligheter
- Reduserer mulighetene for misbruk av markedsmakt

Utfordringer i sluttbrukermarkedet:

- For dårlig informasjon
- For lite insentiver
- Teknologien er fortsatt for lite utviklet
- Engrosmarkedene fungerer ikke godt nok
- Kundene har for lite valgmuligheter

Et annet moment:

”Hvordan kan man få innovasjon i markedet når du ikke tillater prisene til å skremme folk?”

Dette er et viktig poeng. Myndighetene i USA er veldig opptatt av å regulere priser for å beskytte kundene. Reguleringskommisjonene er svært skeptiske til de fleste former for sanntidsprising. Så

lenge ikke noen er i fare for å måtte betale en høy pris, er han heller ikke motivert for å gjøre noe drastisk for å beskytte seg mot denne faren.

2.4 ADVANCED METERING – THE TEXAS MARKET

Her var det flere interessante innlegg. Dennis Kelly fra Green Mountain Energy (<http://www.greenmountain.com>) poengterte at kunder generelt forventer valgmuligheter og er vant til varierende priser. Han pekte for eksempel på sesongvariasjoner (hoteller, flyselskaper), ukentlige variasjoner (flyselskaper, leiebiler, hoteller, telefon) og daglige variasjoner (telefon, restauranter, flyselskaper, teatre, veibommer). Kundene ser ikke nødvendigvis på strøm som et veldig spesielt produkt. De er følsomme for gode marketingprogrammer. Hvis man skal tilby variable tariffer eller direkte styring er derfor kundekommunikasjon og opplæring helt avgjørende.

Chris King, eMeter (<http://www.emeter.com>) og American Energy Institute (<http://www.americanenergyinstitute.org>), hadde flere interessante opplysninger mht kostnader. Han pekte blant annet på at installasjonskostnadene med enkeltvis installasjon av avanserte målere var ti ganger så høye som ved storskala installasjon, hhv 100-200 USD og 7-25 USD per kunde¹. I tillegg kommer markedsførings- og transaksjonskostnader på hhv 50-500 USD og ”svært lite” per kunde. Han presenterte videre følgende kostnadssammenligning:

Capital Costs

	Universal Deployment	One-by-One Sign-Up
Meter and Communications Equipment	\$ 95	\$ 95
Meter Installation	\$ 7	\$100
Communications Installation	\$ 25	\$ 50
Marketing, per Installed Meter	\$ -	\$ 50
System Costs, per Installed Meter	\$ 2	\$ 20
Total Capital Costs	\$129	\$315

Capital Converted to Monthly Charge

Amortization Period, Years	15	3
Annual Interest Rate	6%	15%
Monthly Capital Cost	\$1.09	\$10.92

Monthly Operating Costs

Communications, Data Processing, etc.	\$1.50	\$ 5.00
---------------------------------------	--------	---------

Et argument mot tariffer med høye toppastledd har vært at dette rammer lav-inntektsgrupper. King refererte til undersøkelser som viste at disse gruppene faktisk har en relativt sett 25 % lavere toppast. De vil altså profitere på slike tariffer. Sagt på en annen måte: med dagens flate tariff-

¹ Dette påvirker antagelig til en viss grad av det faktum at målerne er plassert utvendig og skal være lett tilgjengelig for kraftselskapet i USA.

struktur subsidierer de faktisk andre forbrukere. Det er uklart hvor generelt gyldig dette er, men det er et punkt som er viktig å undersøke.

2.5 ADVANCED METERING – OTHER STATES

Her var det en rapport fra Pennsylvania, som ikke kom med så mange nye elementer. Det var også et innlegg fra Lynn Fryer, Esource (<http://www.esource.com>) som diskuterte ulike modeller for installasjon av avanserte målere:

- Egne bedrifter tar seg av måling, enkeltkunden betaler: dette har vært prøvd, men ikke vært vellykket
- Kraftselskapet (distribusjonsselskapet) tar seg av måling, enkeltkunden betaler: dette har heller ikke ført til stor utbredelse
- Kraftselskapet (distribusjonsselskapet) tar seg av måling, alle kunder betaler. Argumentet er at alle kunder har fordeler av at noen eller mange har timemåling. Dette anbefales som den eneste måten som fører til stor utbredelse. Noen selskaper, for eksempel Puget Sound Energy har gjort dette.

Ifølge en McKinsey rapport fra 2001 [3] kommer 20 % av fordelen med timemåling og differensierte tariffer enkeltkunden til gode ved at han reduserer sine kostnader, mens 80 % kommer alle til gode ved lavere toppplastpriser og økt pålitelighet. Dette kan være en fordelingsnøkkel for kostnadene.

Fryer nevnte målerkostnader i området 800 USD for større kunder. Det ble også referert til California, hvor det i et hastverksprosjekt ble brukt 35 millioner USD for 24000 målere for forbrukere over 200 kW. Dette blir 1460 USD per måler. Det ble senere påpekt at hastverket var en del av årsaken til disse høye kostnadene.

Et problem i USA er tilgang til data: selv om timemålere er installert, er det uklart hvem som har tilgang til disse data.

Et generelt problem med installasjon av avanserte målere er at kostnadene er lett å identifisere, mens en del av fordelene er mer usynlige og vanskeligere å gjøre "harde".

2.6 BARRIERS AND SOLUTIONS

I denne sesjonen refererte en del større forbrukere (bl.a. to butikkjeder) fra deres erfaringer med laststyring. Budskapet var egentlig enkelt:

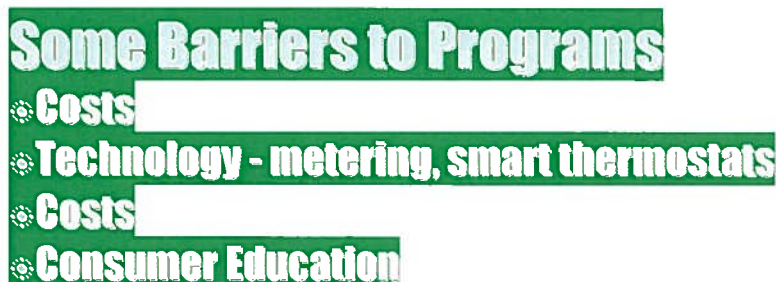
- Energi er ikke deres område, de skal tjene penger på helt andre ting
- Energi utgjør vanligvis bare en liten del av deres kostnader, typisk 5 %
- Skal de delta i noe, må det være enkelt å forstå, kreve lite ressurser og gi en klar gevinst.

I spesielle tilfeller kunne andre momenter spille inn. For eksempel var kjeden Home Depot med på et opplegg i California hvor de halverte belysningen i sine butikker under kritiske situasjoner. I denne situasjonen var motivasjonen for Home Depot like mye å vise at de var med og tok samfunnsansvar.

2.7 NOEN ANDRE MOMENTER OG OPPSUMERING

- ENEL Distribuzione i Italia planlegger å installere timesmåling hos alle sine 29 millioner kunder. ENEL refererer til dette på sin website. Noe leting på Internett viser at det er det amerikanske firmaet Echelon som har en slags hovedentreprise op dette prosjektet. Dette kan være en svært interessant utvikling, fordi det kan føre til den kritiske massen som reduserer kostnadene betydelig (Appendiks 4). I en melding fra "Enel Financial Conference" datert 25. februar 2000 sies det at "installasjonen av ca 30 millioner digitale målere innen 2004 forløper etter planen, med en investering på over 2 milliarder Euro² og installasjon av en million målere i måneden.
- Georgia Power har 2000 MW på sanntidspriser. Jeg har ikke hatt mulighet til å verifisere dette, men det er klart fra deres websider at de har flere varianter av sanntids tariffer.
- "Baseline" bestemmelse. Dette er et vanskelig punkt som har skapt betydelig diskusjon. "Baseline" vil si det forbruket man ville hatt hvis man ikke hadde redusert sitt forbruk (som reaksjon på en eller annen form for styring). Dette er ikke noe problem i de programmene hvor kunder får en fast månedlig betaling for å være tilgjengelig. Hvis de derimot får betaling per kW reduksjon, er dette en betydelig utfordring. Dette er kanskje den mest vanlige formen for bedrifter. Hvis bedriften har timemåling er det iallfall et bedre datagrunnlag, men oppgaven er fortsatt komplisert. Til en viss grad kan man si at dette er en form for ikke markedsbasert betaling: hvis kunden hadde betalt for det han hadde kjøpt i stedet for å få tilbakebetalt for noe han ikke hadde kjøpt (som ved Effektabonnement), hadde man unngått problemet.

Selv om noen selskap er kommet et stykke på vei, og det er betydelig aktivitet, er det fortsatt store utfordringer, også i USA. Karen O. Moury fra Pennsylvania Public Utility Commission viste dette treffende på følgende måte:



² Dette impliserer en kostnad per måler av ca 530 NOK per måler.

Costs

Customer-Utility Communication

Costs

Å få ned kostnadene til et akseptabelt nivå er den sentrale utfordringen.

3 FORBRUKERRETTEDE PROGRAMMER HOS NOEN BESØKTE SELSKAP

I dette kapitlet gis en kort oppsummering fra besøk hos tre kraftselskap. En mer utførlig beskrivelse på engelsk er gitt i Appendiks 1.

3.1 FLORIDA POWER CORPORATION

Florida Power Corporation er lokalisert i St. Petersburg i den vestlige delen av Florida. Selskapet har 1,4 millioner kunder. Antall kunder vokser med ca 2 % per år, og husholdningskunder utgjør den viktigste delen: de utgjør 75 % av selskapets topplast. Florida Power er vertikalt integrert, og produserer det meste av sin kraft selv i fossile kraftverk og et kjernekraft verk.

Florida Power er en av pionerene innenfor Demand Side Management i USA. De begynte tidlig på 80-tallet med et direkte laststyringsprogram rettet mot husholdningssektoren, og har i store trekk det samme programmet i dag. Kunden får en viss månedlig rabatt for å tillate selskapet å koble ut visse belastninger i definerte perioder. Programmet retter seg mot air-conditioning, vannvarming, bassengpumper og oppvarming. Selv i Florida er et noen ganger kaldt tidlig på dagen om vinteren, og Florida Power har faktisk sin maksimalbelastning om vinteren. Brukstiden til denne toppen er imidlertid svært kort, og dette har vært et av hovedargumentene bak satsingen. Selv om vintertoppen var hovedproblemet, var det likevel inntil nylig et helårsprogram. Da de månedlige rabatter er svært kostbare, har de nylig gått over til kun et vinterprogram.

Florida Power bruker et dedikert 144 MHz radio-nettverk for belastningsstyringen. De brukte sin eksisterende kommunikasjonsinfrastruktur, men måtte utvide med egne sendere til dette formålet. 32 radiotårn dekker hele området på ca 50000 km². Dette er et enveis system. En spesiallaget boks monteres hos kundene for mottak av signalet. Boksen inneholder to 24-volt releer for kontroll av styresignaler til air-conditioning og varme og et 120-volt relé for styring av varmtvannsbereder. Totalt har det vært laget 800000 slike bokser i årenes løp av forskjellige produsenter, og spesifikasjonene er i det vesentlige uendret over 20 år.

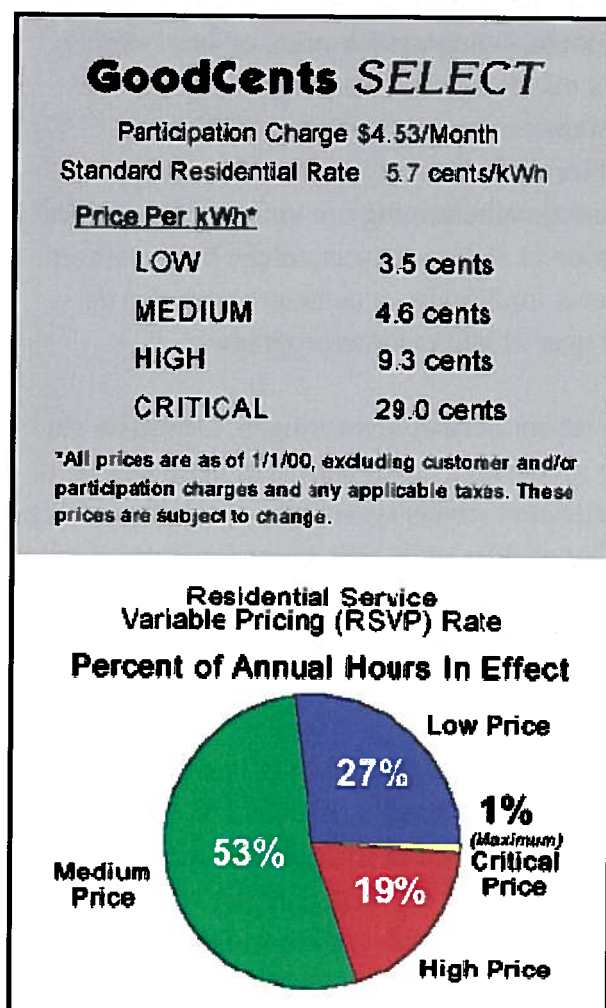
Det eksisterer ikke noen avtaler som begrenser bruken av styringen, men Florida Power er selv restriktiv for at kundene ikke skal bli misfornøyde og forlate programmet. Bruken kan variere fra 1-2 ganger i året til 20 ganger i enkelte år. Normalt får de få reaksjoner fra kundene, men hvis de bruker systemet flere dager på rad begynner kundene å reagere. På det meste har det vært 570000 kunder i programmet. I dag er det ca 400000. Florida Power sier selv det er lite frafall, og reduksjonen skyldes sannsynligvis at mange flytter på seg: totalt flytter ca 10 % av kundene hvert år.

For noen år siden ble det vurdert å satse på en løsning med toveis kommunikasjon, men dette ble ikke gjennomført fordi kostnadene var for høye i forhold til inntjeningsmulighetene (se også [2]). De ville ikke utelukke at konklusjonen ville være forskjellig i dag, og at de ville satse på slike løsninger etter hvert, men det skjedde ikke noe konkret.

I dag satses det mest på vedlikehold av sin kundebase med direkte laststyring. De får 5-7000 nye installasjoner hvert år, men det virker som om deltagelsen er noe synkende. Det er heller ingen informasjon om programmet på deres websider, så det virker som om programmet er lavere prioritert nå enn tidligere. Likevel gir det en lastreduksjon på 800 MW og vinteren (2 kW per deltaker) og 400 MW om sommeren. I tillegg har Florida Power et program mot service og industri som gir dem ytterligere 400 MW hele året.

3.2 GULF POWER

Hovedkontoret til Gulf Power ligger i Pensacola, i den vestlige delen av Florida på nordkysten av Mexico Gulfen. Gulf Power forsyner ca 370000 kunder, og husholdningskunder dominerer. Også her er det betydelig vekst. Gjennomsnittsforbruket per husholdning er så høyt som 18000 kWh per år, noe som sannsynligvis blant annet skyldes aktiv markedsføring for bruk av el (i stedet for gass) og lave priser. Gulf Power produserer sin egen kraft fra kull.



Begrunnelsen for et sluttbrukerprogram er den samme som hos Florida Power: høye og svært kortvarige belastningstopper. Men de har satset på en helt annen filosofi: mens Florida Power prøver å få til et program som kundene merker minst mulig av, og som de får betalt for å være med på, ønsker Gulf Power å tilby kunden noe som har en verdi, og som han er villig å betale for. Så tidlig som i 1993/94 kjørte de et pilot-prosjekt med en kombinasjon av en tidsvariabel tariff med betydelige prisforskjeller og en "smart termostat" som hjelper kunden å styre forbruket i forhold til tariffen. Figuren viser hovedkarakteristikkene til tariffen. Tariffen er basert på estimerte marginal produksjonskostnader. Kunden programmerer termostaten på en slik måte at forbruket under høyprisperioden reduseres så mye som mulig med minimal tap av komfort. Per i dag er det ikke noe Internett-grensesnitt, men dette forberedes. Den kritiske perioden brukes kun når det oppstår problemer i kraftsystemet. Den skal ikke brukes i mer enn 1 % av tiden, og Gulf Power forsøker å minimalisere dette for å unngå at kundene blir

misfornøyde. Kundene er faktisk villige til å betale for å være med på dette programmet, de betaler ca 40 kroner i måneden for å være med. For dette får de:

- En effektiv måte å styre forbruket på
- Beskyttelse mot lynoverslag
- Automatisk varsling av kraftselskapet ved strømbrydd

Fordi Florida i perioder har enormt mye tordenvær setter kundene pris på de to siste opsjonene.

Systemet bruker eksisterende personsøkersystemer for kommunikasjon fra selskapet til kunden og kundens telefonlinje for oversendelse av måleverdier (lokal telefontrafikk er gratis i dette området). Måleverdier leses ikke daglig, men muligheten er tilstede hvis man skulle ønske å bruke den.



Pilotprogrammet ga lovende resultater, bl.a. en topplastreduksjon på 2,1 kW om sommeren og 2,7 kW om vinteren. Kundene sparte også energi totalt sett, men forbruket under lavprisperioden steg. Nedgangen i energisalg var vanskelig å svelge for produksjonssiden, men det ble helt riktig påpekt at marginalkostnadene var høyere enn marginalinntektene under topplast med den vanlige flate tariffen, slik at Gulf Power tjente på programmet selv om energisalget ble redusert.

Som måler brukes de tradisjonelle målerne som oppgraderes med en pulsgiver. For dette betaler Gulf Power ca 50 USD per måler. Men fordi de har en betydelig vekst i sin kundemasse kan de bruke de gamle målerne om igjen og sparer 25 USD per måler. Nettokostnaden for måleren blir derfor bare 25 USD.

Det har tatt en del tid før Gulf Power har fått i gang et fullskala program, men dette ble omsider startet i begynnelsen av 2001. I dag er det ca 3000 kunder i programmet, og målet er å nå 40000 i løpet av en 5-års periode som vil gi en topplastreduksjon på 80 MW.

3.3 PUGET SOUND ENERGY

Puget Sound Energy (PSE) forsyner 900000 elkunder og 500000 gasskunder i staten Washington i det nordvestlige USA. De har hovedkvarter i Bellevue, som ligger tett sammen med Seattle. PSE har noe egenproduksjon (noen hundre MW vannkraft), men kjøper det meste av elforbruket og all gassen.

PSE er antagelig et av de mest innovative selskapene i USA. De sa selv at det skjedde en betydelig holdningsendring etter fusjon med et gasselskap i 1997, som ga anledning til å restrukturere hele selskapet, samtidig som det oppstod en betydelig synergi i forhold til kundene. Selskapet er veldig kundeorientert, og satser på å bli høyt verdsatt av kundene.

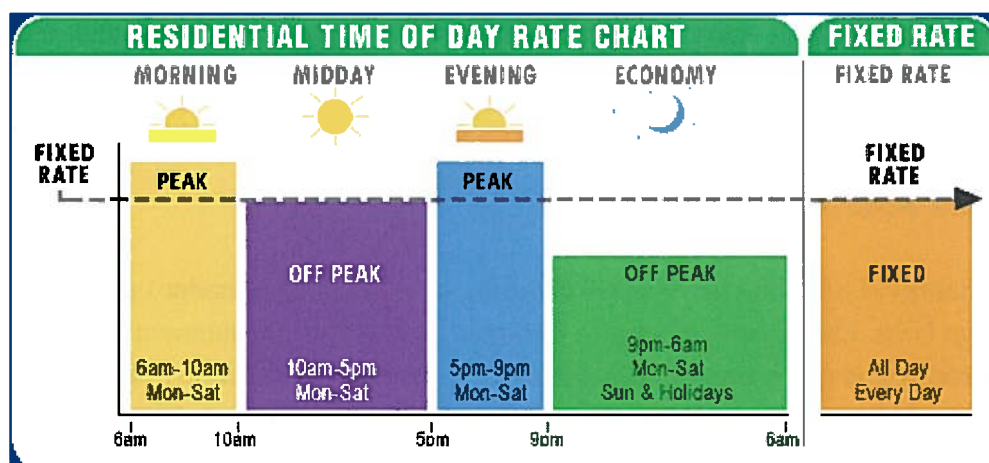
PSE har installert timemålere hos samtlige kunder, og er per i dag sannsynligvis det største selskapet som har gjort det (men andre kommer, jfr. kapittel 2). Deres begrunnelse var å redusere kostnadene for måleravlesing, og de hadde beregnet en tilbakebetalingstid på 8-9 år³. Selskapet

³ Som tidligere nevnt har man månedlig måleravlesing i USA. Likevel hevdet både Florida Power og Gulf Power at kostnadene for måleravlesing ikke kunne begrunne overgang til automatisert måleravlesing. Kanskje det koster mindre å ha folk til å gå omkring i det varme Florida enn i det fuktige Washington? Det kan faktisk tenkes at

legger stor vekt på denne satsingen, og en fjerdedel av Chief Executive Officers budskap på to sider til aksjeeierne i selskapets årsmelding for 2000 var viet til deres Personal Energy Management satsing.

Systemet er basert på en totalentreprise av Schlumberger (opprinnelig CellNet, som senere ble kjøpt av Schlumberger), som har ansvar for alt unntatt måleren⁴. Kostnadene for målerbytte var ca 50 USD per måler. Målerne er tradisjonelle målere oppgradert med pulsgiver og sender. Med utvendig installerte målere påstod de at de kunne bytte ut opptil 80-90 målere per person per dag⁵. Schlumberger får betalt per kunde, og PSE har en 15-års kontrakt med dem. Systemet er nærmest utelukkende basert på radiokommunikasjon. Såkalte "pole-top units" kommuniserer med målerne hos kundene. Fordi de i gjennomsnitt kun har 5 kunder per trafo ble dette vurdert som mest kostnadseffektivt. Fra disse "pole-top units" er det radiokommunikasjon til såkalte "control stations" med en rekkevidde på ca 10 km, og derfra går det til Schlumbergers driftssenter i Kansas City. Herfra får PSE ferdige datatabeller daglig innen kl 1200.

Etter at samtlige kunder hadde fått timemålere innførte PSE i 1999 en variable tariff hvor topplastprisen var 15 % over og lavlastprisen 15 % under den vanlige flate tariffen, se figuren. Tariffen var frivillig, men basert på "opt-out", det vil si at kunder som ikke ville ha den selv måtte ta kontakt med PSE. Blant annet fordi PSE la mye vekt på kundekommunikasjon i denne fasen, har kun 1 % av kundene forlatt tariffen.



Figur 3: Puget Sound "Time of Day" tariff.

Noen grupper var svært skeptiske, fordi de mente at deres forbruksmønster tilsa at det ville bruke relativt mer under topplast. Et eksempel var restaurantbransjen. Fordi PSE allerede hadde hatt timemåling i drift et par år kunne de analysere både gruppen som helhet og enkeltkunder, og det viste seg at de fleste ville havne innenfor $\pm 5\%$. De som lå på plussiden hadde muligheter til å

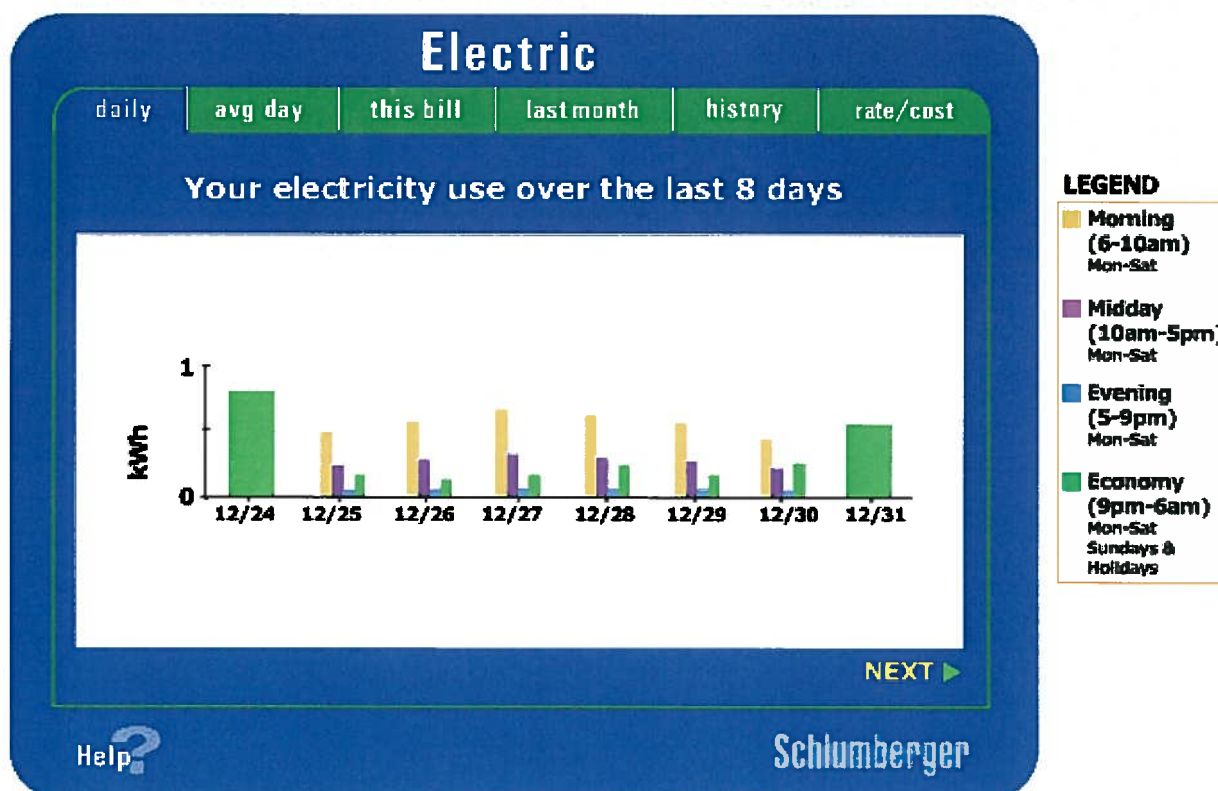
timekostnadene for arbeid som krever lite utdannelse er lavere i Florida (som har mange innvandrere fra Mexico) enn i Washington, som later å ha noe mer "sosialdemokratiske" holdninger (alt er selvfølgelig relativt).

⁴ Et interessant eksempel på hvordan slike avtaler kan utformes er at PSE lånte 72 millioner til CellNet i 1999 for å finansiere utbygging av telekommunikasjonsnettverket iflg PSEs årsmelding for 2000.

⁵ Jeg tviler på at dette var et gjennomsnitt for det ville gitt mindre enn 6 minutter per måler på en 8-timers arbeidsdag.

legge om forbruket og dermed redusere regningen. En Personal Energy Management (PEM) kalkulator gjør det mulig å beregne hva man sparer (eller taper) ved å velge variabel eller flat tariff, se figuren bakerst i Appendiks 1. Det interessante er at det er enkelt å sette inn realistiske verdier der fordi man har timemåling.

Videre har PSE lagt opp til at kundene kan se på forbruket sitt fordelt over de forskjellige periodene i tariffen på Internett, se figur. Mellom 6 og 10 % av kundene bruker denne muligheten.



Figur 4: Forbruksoversikt på nett, Puget Sound.

Kundene kan også ringe call-center og få lignende opplysninger over telefon. Blant annet kan de få en online avlesing av måleren, som de kan sammenligne med sin egen avlesing – dette sies å ha en stor tillitsvekkende effekt.

Systemet har blitt svært godt mottatt. PSE har redusert topplasten med ca 5 %, og energiforbruket med 1 %. Mange utenforstående eksperter er skeptiske til de resultatene som PSE har oppnådd: de tror ikke på en reduksjon på 5 % av topplasten med de relativt små prisforskjellene som det her er snakk om. Det er sannsynligvis tre årsaker til suksessen:

- PSE har vært veldig flinke til å kommunisere med sine kunder. De får fram det vesentlige i budskapet på en lettfattelig måte. De nevnte at det er viktig at kunden forstår når det er ”dyrt” og når det er ”billig”. De eksakte beløpene er ikke så interessante. Blant annet har de laget magnetiske merker for å sette på kjøleskapet som viser figuren ovenfor.

- PSE har stor tillit hos sine kunder etter mange år bevisst bruk av informasjon.
- De var heldige med timingen: tariffen ble introdusert under oppseilingen av krisen i California, og i denne tiden var det enorm medieoppmerksomhet på kraft. Kundene følte at de kunne bidra til å løse krisen ved å redusere topplasten.

Selv om Washington ikke var direkte berørt av krisen i California, steg likevel prisene på engrosmarkedene betydelig. En 5 % reduksjon av topplasten ga således PSE anledning til å tilbakeselge noe av sine faste kontrakter. Dette førte til at hele målerprosjektet ble tilbakebetalt.

PSE gjennomførte også et mindre pilotprosjekt med direkte laststyring, hvor kundene fikk betalt for å få endret settpunktet på sin termostat med 2-4 °F under tilfeldige topplastperioder, se Appendiks 1 for detaljer. Prosjektet var vellykket i den forstand at det førte til lastreduksjon og kundene var fornøyde. Likevel ble kostnadene så høye at PSE ikke vil satse på dette.

4 DISKUSJON OG SAMMENLIGNING AV PROGRAMMER

De tre besøkte miljøene hadde tre vidt forskjellige programmer:

- Florida Power brukte direkte laststyring og betalte kompensasjon til kundene. Programmet har pågått i 20 år, og er antagelig et av de største i sitt slag.
- Gulf Power gir kunden en tidsvariabel tariff og skaffer teknologi for laststyring basert på prisperioder.
- Puget Sound Energy har installert timemålere hos samtlige kunder og gir tidsvariable tariffer. Det er opp til kunden hvordan han vil reagere på dette.

Alle metoder har sine fordeler og ulemper, og alle tre selskap har stor tro på sitt eget program og er svært skeptiske til de andre programmer.

4.1 KOSTNADER

Florida Power

Florida Power kunne ikke gi opplysninger om sine totale utbetalinger til kunder, men med noen forutsetninger kan det gjøres estimerer.

Gjennomsnittlig månedlig forbruk: 1200 kWh (oppgitt)

Antagelser:

Månedlig forbruk er normalfordelt, standard avvik er 20 %

50 % av kundene er på "Schedule B", jfr Appendix 1

Med disse antagelser kan totale utbetalinger til kunder estimeres til 13,5 millioner USD per år⁶. Dette gir 800 MW vinter effekt eller en spesifikk kostnad på 17 USD/kWår.

Investeringskostnader er oppgitt til 30 USD til markedsføring, 50 USD til installasjon og 100 USD for styringsenheten. Med en levetid på 15 år og 7 % kalkulasjonsrente ville dette bety 19,8 USD/år eller 9,9 USD/kWår. På grunn av frafallet på 10 % per år på grunn av flytting er imidlertid noe av markedsføringen og installasjonskostnader ikke nyttig over hele levetiden. Dette kan det justeres for ved å neddiskontere det avtagende bidraget over 20 år med 7 % kalkulasjonsrente, som gir en slags "neddiskontert effektreduksjon" på 10,9 kW over 15 år. Det samme kan gjøres med et konstant bidrag på 2 kW som gir et tilsvarende tall på 18,2 kW. Forholdet mellom disse tallene er 0,6. Når spesifikke markedsføringskostnader beregnes, multipliseres bidraget med dette forholdet for å ta hensyn til at noe av disse kostnadene er "bortkastet" på grunn av frafallet. Det samme er ikke nødvendig for styringsenheten, fordi den kan brukes igjen et annet sted.

⁶ I [2] ble det oppgitt årlige utbetalinger til kunder på 35 millioner USD. Dette var referert til et høyere antall deltakere (570000). I tillegg var utbetalingene den gangen basert på en godtgjørelse både for sommer og vinter, som ga et betydelig høyere totalbeløp.

Dette gir følgende resultat:

Tabell 4-1: Estimerte spesifikke kostnader for Florida Power's program, tatt hensyn til frafall.

	Investering (USD)	Årlig kostnad (USD)	Effekt bidrag (kW)	Spesifikk kostnad (USD/kW)
Styringsenhet	100	11,0	2	5,5
Markedsføring og installasjon	80	8,8	$0,6 \cdot 2 = 1,2$	7,3
Totalt	180	19,8	-	12,8

Dette betyr at resultatet av frafallet er at årlig spesifikk kostnad blir 12,8 USD/kWår i stedet for $19,8/2 = 9,9$ USD/kWår.

Summen av godtgjørelser til deltagere og investeringskostnadene blir dermed $12,8 + 17 \approx 30$ USD/kWår. I tillegg kommer driftskostnader, men de sies å være relativt beskjedne. I tillegg kommer også kostnadene til oppbygging av infrastrukturen til kommunikasjon. Dette ble det ikke opplyst noe om, men da dette ble gjort for 20 år siden er disse kostnadene nok nedskrevet i dag.

Dette kan sammenlignes med investeringer i gassturbiner, som koster 35 til 40 USD/kWår. I tillegg kommer årlige driftskostnader som påløper selv om gassturbinene brukes sjelden.

Samfunnsmessig synes dette programmet å være svært lønnsomt når man sammenligner spesifikke investeringskostnader på 13 USD/kWår med investeringer i gassturbiner på 35 til 40 USD/kWår. Dette tar imidlertid ikke hensyn til ulempene som påføres kundene. De må antas å være lavere enn den kompensasjon de får utbetalt (ellers ville de ikke blitt med i programmet). Dermed er opprettholdelse av programmet ved å kompensere for årlig frafall sannsynligvis samfunnsmessig lønnsomt

For Florida Power er lønnsomheten marginal, fordi utbetalingene til deltakere langt på vei spiser opp differansen i investeringskostnader med gassturbiner. Florida Power har nylig redusert godtgjørelsene betydelig ved å fjerne sommerprogrammet, og har i dag en relativt lav profil på dette programmet med en årlig installasjon på 5-7000 enheter.

Gulf Power

Investering per kunde ble av Gulf Power oppgitt til 750 USD. Med de samme forutsetningene som ovenfor (7 %, 15 år) gir dette en årlig kostnad på 82,3 USD. Imidlertid betaler kundene 54,4 USD per år for å være med i programmet. Det må antas at verdien for kundene er høyere enn dette beløpet, og dermed blir de samfunnsmessige nettokostnadene per kunde 27,9 USD eller 14 USD/kWår. Fordi det blir benyttet eksisterende infrastruktur for kommunikasjon påløper det ikke investeringskostnader for kommunikasjon, men det påløper nok en del driftskostnader som ikke ble diskutert.

Likevel synes programmet å være svært lønnsomt.

Gulf Power presenterte selv følgende regnestykke for selskapet, basert på 10000 enheter og en 5 års analyseperiode:

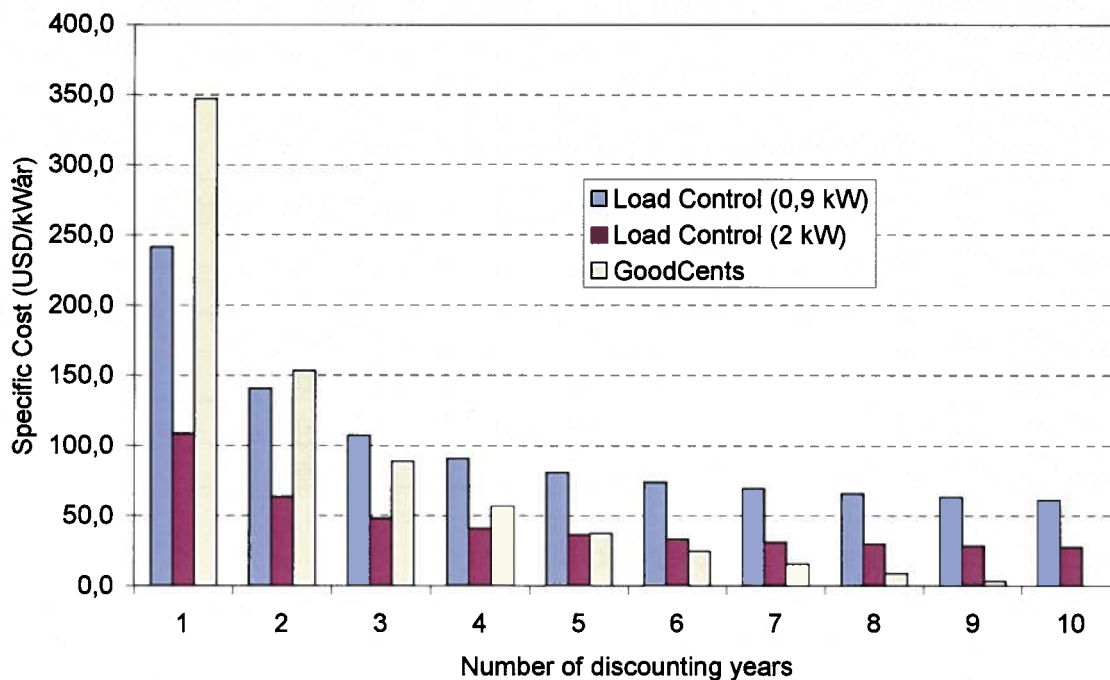
Tabell 4-2: Kostnader for Gulf Power's program (som gitt av Gulf Power)

	Laststyring	GoodCents Select
Investering per deltaker (USD)	175	750
Årlig kompensasjon (USD)	30	-
Bidrag per deltager (USD)	-	108
Lastreduksjon (kW)	0,9	2,0
Netto kostnad over 5 år (MUSD)	3,250	2,100
Netto spesifikk kostnad (USD/kW)	361	105

Flere forutsetninger er litt tvilsomme i dette regnestykke:

- Bidraget per deltaker er mer enn det dobbelte av det Gulf Power faktisk bruker. Sannsynligvis er dette basert på at bidraget fra kunden dekker 60 % av kostnadene, mens Gulf Power har lov å dekke de øvrige 40 % gjennom den generelle tariffen som en "Energy Conservation Cost". Dermed blir bidraget til selskapet høyere enn bidraget fra de deltagende kundene.
- Lastreduksjonen for GoodCents Select programmet er 2 kW, mens bidraget fra laststyring er estimert til kun 0,9 kW. Dette er basert på at Gulf Power ikke tror varmtvannsberedere gir noe vesentlig bidrag om sommeren, og at det derfor ikke har noe hensikt å ha dem med.
- For å finne spesifikk kostnad har de bare summert alle kostnader og inntekter, uten å diskontere.

Gulf Power bruker en 5 års analyseperiode. Hadde man gjort det i regnestykke for Florida Power ville kostnaden for programmet blitt 41 USD/kWår, noe dyrere enn gassturbiner som har en lengre levetid. Ved å regne på samme måten som for Florida Power blir imidlertid årlig spesifikk kostnad med en 5 års analyseperiode 37,5 USD/kWår, altså ikke særlig lønnsomt. Det som derimot er interessant med Gulf Power sitt opplegg er innvirkningen av valg av lengden av analyseperiode. Fordi det kommer et stort bidrag per deltaker, øker lønnsomheten kraftig når lengden på analyseperioden økes, og derfor den årlige belastningen fra investeringskostnadene reduseres. For et program som betaler et årlig bidrag til deltakerne blir ikke denne avhengigheten så sterk. Dette er illustrert i neste figur:



Figur 5: Årlige spesifikke kostnader som funksjon av analyseperiodens lengde.

Det er i denne figuren vist to varianter av laststyringsprogrammet, ett med en effektreduksjon på 0,9 kW, som forutsatt av Gulf Power, og ett med en lastreduksjon på 2 kW, som er det samme som for GoodCents programmet. Med en analyseperiode på 5 år har laststyring og GoodCents omtrent like kostnader, mens for lengre analyseperioder er GoodCents klart bedre.

Puget Sound Energy

Kostnadsbilde for Puget Sound Energy er litt mer komplisert enn for de to andre selskapene. Det primære målet med å bytte ut alle målere var å redusere kostnadene med måleravlesing og håndtering av måledata. I tillegg ville dette gi PSE en plattform for kundebehandling, øke bedriftens anseelse osv. Dette prosjektet hadde en beregnet tilbakebetalingstid på 8-9 år, men det er ikke helt klart om denne beregningen omfattet også en verdsetting av de sekundære faktorene.

Kostnader per måler var 25 USD + 3 USD for AMR modulen + installasjon for enfasemålere (brukes i husholdningssektoren) og 150 + 3 USD for trefasemålere.

Kostnadene for innføring av variable tariffer og for HCC programmet ble ikke diskutert.

4.2 DISKUSJON OG SAMMENLIGNING

Florida Power var tidlig ute og fikk bygd ut infrastruktur og en organisasjonsmodell rundt det hele. De har vært svært innovative, og funnet en modell som minimaliserer kostnadene ved storskala bruk av laststyring hos små kunder. Systemet har imidlertid sine begrensninger. For det første ønsker Florida Power å aktivere styringen minst mulig. I realiteten brukes den som en

reserve, og det maksimale bidraget er dermed begrenset til det man trenger av reserver. For det andre gjør den årlige kompensasjonen til kunder programmet kostbart for selskapet. Med den tidligere helårsordningen kan det settes spørsmålstegn til lønnsomheten, jfr. avsnitt 4.1. En tredje ulempe er at kundens forhold til programmet er veldig passivt: han får montert utstyret og får sin månedlige kompensasjon, og ellers er hensikten mer eller mindre at han merker minst mulig. Som nevnt vurderte Florida Power en periode å gå over til en løsning med toveiskommunikasjon og et større spekter av tjeneste, men konkluderte at dette ikke var lønnsomt.

Gulf Power har hatt et helt annet utgangspunkt. Selv om målet var det samme (lastreduksjon under topplast), har de ønsket å oppnå dette ved å utforme et produkt som skaper en verdi for kunden. Samtidig med at de oppnår en lastreduksjon ønsker de å profilere selskapet og skape et mer aktivt forhold med kunden. De vurderte også ren laststyring, men konkluderte med at den modellen de valgte ga bedre lønnsomhet. Det sentrale momentet med deres program er at kunden er villig å betale for å få være med. Dette forenkles for Gulf Power sitt vedkommende fordi mange kunder er interessert i å ha overspenningsvern og varsling om strømbrydd, som er inkludert i GoodCents pakken. Prisen for overspenningsvern er ellers 3,45 USD/måned, det vil si at den reelle merkostnaden for GoodCents er kun 1,08 USD/måned, hvis kunden likevel vil ha overspenningsvern.

Den tidsvariable tariffen til Gulf Power er forsøkt utformet på en kostnadsriktig måte. Dette betyr at selv om totalforbruket blir noe redusert, taper ikke Gulf Power penger på det, fordi reduksjonen skjer i perioder hvor de marginale kostnader er høyere enn den vanlige flate tariffen.

Ambisjonsnivået til Gulf Power er noe lavere enn til Florida Power, selv om forskjellen mellom 80 MW og 800 MW også må sees i forhold til antall kunder, som er ca fire ganger så høyt for Florida Power. Det er klart at et mer avansert program som GoodCents stiller større krav til kundene, og dette gjør at færre kunder vil være aktuelle. Det blir spennende å se om Gulf Power klarer å oppnå sitt mål om å ha 40000 kunder i sitt program. Gulf Power har i lang tid hatt et tilbud om tidsvariable tariffer, men har kun hatt 10-20 kunder på den tariffen. De mener at en slik tariff uten tilbud om laststyring er meningsløs. Dette motbevises av erfaringene hos Puget Sound Energy. Poenget er vel heller at det er nødvendig å ha målere installert og at det markedsføres på riktig måte.

I motsetning til Florida og Gulf Power har Puget Sound Energy begynt med installasjon av elektroniske målere for å effektivisere måleravlesing og datahåndtering. Etter at infrastrukturen var på plass, innførte de en tidsvariabel tariff for alle, med muligheten å melde seg ut. Innføringen av tariffen ble ledsaget av aktiv og målrettet markedsføring. I motsetning til tariffen til Gulf Power, har ikke kostnadsriktighet vært noe motiv for PSE. Det har derimot vært meningen å ha en tariff som ville være akseptabel for flest mulig, samtidig som den gjorde kundene bevisst på at kostnadene faktisk varierte over tid. PSE mener at folk er mer opptatt av strømmen er ”dyr” hhv ”billig” i perioder enn av selve nivået.

PSE gjennomførte også et forsøk med et program som ligner på Gulf Powers GoodCents program, men fant ikke lønnsomhet i det. Det var likevel noen vesentlige forskjeller: i PSEs HCC program var laststyring det vesentlige, og kundene fikk kompensasjon for å være med på programmet. I

Gulf Powers program er den type "Critical Period" laststyring noe som brukes kun unntaksvis. Den primære lastreduksjonen oppnås ved den vanlige høye prisen. Som et resultat er kundene til Gulf Power villige til å betale for å være med i programmet. Derimot er det kompensasjonen til kundene som gjør HCC prosjektet ulønnsomt.

Et annet selskap i USA, Ameren UE har flere kunder enn PSE på AMR. Dette selskapet ble formet etter en sammenslåing av Union Electric og Central Illinois Public Service, og har 1,5 millioner strømkunder og 300000 gasskunder i Missouri og Illinois. Dette selskapet markedsfører ikke dette på sine websider. Overensstemmelser med PSE og Ameren UE er at begge har strøm- og gasskunder, begge har nylig fusjonert og begge har relativt lave priser sammenlignet med gjennomsnittet i USA. Om det er noen årsakssammenheng med disse faktorene er uklart, men det er antagelig lettere for et selskap som har lave priser å gjøre en større investering i nye målere enn for et selskap med høye priser. En annen grunn kan være at noen selskaper har lave priser fordi de er innovative og markedsorientert, og at investeringen i elektroniske målere er et ledd i en bredere strategi.

Et interessant spørsmål er hvorfor akkurat disse selskapene har vært innovative med hensyn til tiltak på forbrukersiden. Det er ikke lett å svare på dette spørsmålet. Florida Power svarte at det var deres svært spesielle varighetskurve, men Gulf Power mente at Florida Powers varighetskurve ikke var så forskjellig fra deres eller mange andres. Det kom imidlertid fram at formannen i Public Utility Commission i Florida i mange år hadde vært svært ivrig på Demand Side Management aktiviteter. For PSE sitt vedkommende var utskifting av målere og senere innføring av tidsvariable tariffer et klart ledd i strategien om å bli det beste distribusjonsselskapet "bar none". Likevel kan man spørre seg hvordan de klarer å få til lønnsomhet, mens andre mener det er umulig.

En viktig forskjell mellom Gulf Power og Puget Sound Energy på den ene siden og Florida Power på den andre siden er at de to første har en mye mer offensiv holdning i forhold til kunden. De vil få kunden til å forstå at produksjonskostnadene varierer over tid, og at det gjennom et vann-vinn samarbeid kunde-selskap kan oppnås fordeler for begge parter. Florida Power, derimot, lar kunden i langt større grad være en passiv partner.

5 KONKLUSJONER

Formålet med turen var å få tak i informasjon som kunne danne et grunnlag for videreutvikling av Effektabonnement konseptet. Gjennom de kontaktene som ble oppbygd var det mulig å få tak i rapporten som ble skrevet om forsøket som Southern California Edison gjennomførte i åttiårene [4], og som er referert i [1]. Utover dette er det kommet fram mye informasjon som er av stor nytte ved utforming av et pilotprosjekt. Informasjonen i denne rapporten vil også kunne være nyttig for andre relaterte prosjekter.

Noen viktige momenter:

- ☑ Det er forskjeller i forutsetninger, og disse kan gi grunnlag for forskjellige løsninger. Eksempler er varighetskurver for etterspørsel, eller det faktum at et selskap har fusjonert, som gir anledning til å restrukturere og fokusere på en annen måte. Andre forskjeller kan være selskapsstruktur (vertikalt integrert eller ikke), sammensetningen av produksjonssystemet og kostnadsnivå. Forskjellene er nok større mellom selskapene i USA enn i Norge, men også i Norge kan det være betydelige forskjeller i lokale forutsetninger. Utfordringen for hvert enkelt selskap er å utnytte sine lokalt gitte forhold på beste måte.
- ☑ Månedlig betaling gir langt bedre oppfølging av energiforbruket og gir folk flest en mye bedre forståelse av sitt energiforbruk og sammenhengen mellom forbruk og kostnader. Andre fordeler med månedlig fakturering basert på målt forbruk er hyppigere kontakt mellom kunde og leverandør og lavere regninger. Dette er ikke noe nytt, men i USA har man altså "alltid" gjort dette, og inntrykket er at folk har et mye mer bevisst forhold til sitt energiforbruk. En annen fordel er at når det er snakk om at kunden skal betale for å være med i et program, så ser månedlige bidrag mye lavere ut enn årlige eller kvartalsvise (dette blir motsatt hvis de får kompensasjon). Disse momentene er fordeler med timemåling og toveiskommunikasjon som bør verdsettes i vurderingen.
- ☑ Enkelhet og forståelighet ble flere ganger understreket som viktige når det gjelder å utforme programmer rettet mot sluttbrukere. Hvis et program ikke er veldig enkelt i utgangspunktet (og vanligvis er det ikke det), er brukerkommunikasjon helt avgjørende. Betydningen av riktig opplæring av forbrukerne er enorm. Bruk av fokusgrupper i slike sammenhenger synes å være standard i USA.
- ☑ Når det er snakk om frivillige programmer er markedsføringen viktig. Også her brukes det ofte fokusgrupper i USA. Det er viktig å ha et klart budskap, for eksempel Gulf Power:

Would you like more control over your energy purchases?

What about the price you pay for that energy?

- ☑ Programmer basert på frivillig deltagelse og laststyring går i metning når behovet for å bruke dem blir stort. Florida Power påpekte at de ønsket å minimalisere bruken av laststyring for å unngå at kunder begynte å melde seg ut. Gulf Power sa også at de ønsket å bruke den

høye ”kritiske prisen” minst mulig av samme grunn. I California var det mange som trakk seg ut av frivillige programmer når krisen nådde sitt høydepunkt. Folk deltar i slike programmer fordi de har en økonomisk fordel. Den er ikke så veldig stor, men likevel grei nok når ulempene er små. Når ulempene øker på grunn av hyppig bruk er den økonomiske kompensasjonen ikke lenger attraktiv nok.

☑ Nytten av laststyring for distribusjonssystemet er lite eller overhodet ikke vektlagt i USA. I Norge har det meste av aktiviteten funnet sted innenfor distribusjonsselskapene, men laststyring er brukt i liten grad.

☑ I lys av viktigheten for produksjonssiden og systempåliteligheten er det svært viktig at kraftselgere og Statnett involveres sterkere i de pågående prosjektene med laststyring, timemåling og toveiskommunikasjon.

Ved en sammenligning av programmene til de tre besøkte selskapene i lys av effektknapphet synes programmet til Gulf Power kanskje de mest attraktive egenskapene, og har også noen fellespunkter med Effektabonnement. Med dette programmet får kunden et ganske markert prissignal, men det er opp til ham selv å bestemme hvordan han vil reagere på det. Samtidig får han hjelp til å styre forbruket på en måte som tar hensyn til sin egne preferanser for komfort og energikostnader. Utfordringen er å få slike programmer lønnsomme for alle parter.

En del av informasjonen i denne rapporten er relatert til elektroniske målere og toveis-kommunikasjon. Som det har kommet fram anser mange fortsatt kostnadene som en betydelig terskel, selv om noen selskaper likevel har gått over til installasjon i til dels svært stor skala. Forskjellen mellom disse selskapene ligger sannsynligvis på to punkter:

- Selve storskalafordelen – ved å planlegge med hundretusener eller til og med millioner blir kostnaden per enhet betydelig lavere
- Evnen til å utnytte fordelene. Lønnsomheten har to sider, en kostnadsside og en inntektsside. Hvis man kan øke prosjektets inntekter, blir prosjektet mer lønnsomt med gitte kostnader. Puget Sound Energy er et eksempel på dette.

I sammenheng med Effektabonnement skal vi huske at dette konseptet gjør timemåling unødvendig. Dette fører til at kostnadene reduseres en del, men man kan heller ikke realisere de fordelene som timemåling og toveiskommunikasjon kan gi.

Avslutningsvis trekkes det fram en del mer spesifikke ting som er kommet fram. De fleste poengene er ikke direkte relevant for Effektabonnement, som jo ikke er implementert, men mer generelt for forbrukerfleksibilitet.

Forbrukeropplæring

Under ellers like forhold er selvfølgelig en enkle prisingsmodeller å foretrekke foran mer kompliserte. Forbrukere kan til og med tenkes å foretrekke enkle prismodeller selv om de da betaler mer enn de ville gjort med mer kompliserte modeller. Dette er kanskje særlig tilfelle fordi

mange forbrukere har god økonomi, som gjør at de betaler litt mer i stedet for å bruke tid på å sette seg inn i alternativer som oppfattes som komplekse.

Hvis man anser enkelhet som et absolutt krav, setter dette veldig snevre rammer for hva som er mulig å oppnå ved hjelp av prisingsmodeller. Hvis framtidige muligheter skal begrenses til det som er like enkelt som dagens alternativer, er det sannsynligvis ikke mulig å øke elastisiteten i sluttbrukermarkedet. Erfaringen fra USA viser at stikkordet er forbrukeropplæring. Forbrukerne har i mange år vært vant til at strømmen koster det samme uansett når den brukes, og at man kan bruke så mye man vil når man vil. Men denne friheten har en pris, og i noen tilfeller en svært høy pris. Mer kompliserte modeller lar seg nok gjennomføre, men de må ledsages av kampanjer som forteller forbrukerne på en enkel måte hvorfor det er slik.

Hvor spesielt er strøm som produkt?

Det også en rekke andre produkter som forbrukerne må forholde seg til som er kompliserte, som telefon og finansielle tjenester. Det er legitimt å spørre om elektrisitet er et så spesielt produkt at prisingen *må* være enkel, selv om det ikke skulle være hensiktsmessig.

Markedsføring

Hvis forbrukerne skal overtales til å akseptere andre tariffer eller kontrakter, så er betydelig markedsføring helt nødvendig, selv om alternativene er i deres fordel. Dette gjelder også for prøveprosjekter. Dette henger selvfølgelig sammen med de forrige punktene.

Frivillighet

Når man ønsker å introdusere andre tariffer eller kontrakter er det vanligvis basert på frivillighet. Ofte vil dette være et krav. Problemet er at mange som enten er likegyldig eller faktisk er positiv til alternativet aldri kommer så langt at de tar skrittet med å skifte. Puget Sound's "opt-out" modell løser dette problemet: den nye tidsdifferensierte tariffen var frivillig, men man måtte selv ta kontakt hvis man ikke ville ha den. Dette burde ivareta kravet til frivillighet, samtidig som det sikrer stor overgang til alternativet. Det er ikke helt klart hvor langt denne formen for "negativ aksept" er akseptabel i Norge.

Til en viss grad vil det være snakk om en "selvregulering" i bransjen: en kraftleverandør vil nok kunne gå over til en annen kontraktform som standardkontrakt, men vil kanskje frykte at kundene ikke liker framgangsmåten og går til andre leverandører.

Månedlig avlesing

I USA er månedlig måleravlesing og avregning basert på faktisk forbruk vanlig. Dette har flere fordeler, blant annet større bevissthet på eget forbruk og enklere og lavere regninger. Det burde kanskje ses nærmere på om dette kan være aktuelt i Norge⁷.

⁷ Energimyndighetene i Sverige anbefaler overgang til månedlig avlesing i en nylig utkommet rapport [5]

Forbruksmønster og inntekt

I et innlegg i konferansen ble det referert at lavinntektsgrupper har en relativt lavere maksimal-effekt (eller lengre brukstid) enn høyinntektsgrupper. Hvis dette er sant, betyr at dagens tariffer og kontrakter fører til at lavinntektsgrupper subsidierer høyinntektsgrupper. Dette kan være et svært godt argument for Effektabonnement eller andre effektbaserte prisingsmodeller. Det bør undersøkes nærmere om dette gjelder i Norge.

Insitamenter for kraftleverandør og kunde

I Texas ble forbrukerfleksibilitet ansett for å være et anliggende for forbrukere og leverandører. For netteiere var dette ikke interessant – muligens fordi alle netter er rikelig dimensjonert. Lave priser gjorde at motivasjonen hos leverandører og kunder var lav. Dette ligner mye på den norske situasjonen, men her har tross alt netteier en rolle. Den store utfordringen i Texas som her er å legge til rette for at markedsaktørene har insentiver som fører til at de gjennomfører tiltak som anses å være viktig for totalsystemet.

Hvem har nytte av timemåling

Ifølge McKinsey [3] gir innføring av timemåling hos noen kunder store fordeler for hele samfunnet, primært gjennom lavere priser som følge av økt fleksibilitet. McKinsey har estimert at 20 % av fordelene tilfaller den enkelte kunden som får timemåling, mens 80 % av fordelene tilfaller resten av samfunnet. Dette er også et poeng som bør undersøkes nærmere for norske forhold. Hvis dette er tilfelle bør det ha en betydelig innvirkning på hvordan timemåling og andre tiltak som Effektabonnement finansieres.

Kostnader er lettere å identifisere enn nytten

Dette er et generelt problem med de fleste tiltak som fremmer forbrukerfleksibilitet, og henger også sammen med det forrige punktet.

Verifisering

Et stadig tilbakevendende punkt i tiltak som involverer utkobling i USA var verifisering. Hvordan skal det bestemmes om forbrukeren har gjort noe og hvor mye skal han ha betalt for? Dette er et vanskelig punkt, som også er høyst aktuelt i Norge. Her har Effektabonnement en fordel over andre metoder, fordi forbrukeren ikke får betalt for å selge noe tilbake, men betaler for den effekten han faktisk bruker. Effektabonnement er ikke avhengig av en estimert reaksjon, men av en reell effekt som kunden betaler for.

6 REFERANSER

- [1] Doorman, Gerard. Effektabonnement: bakgrunn og utfordringer. SINTEF Energiforskning AN 02.12.38.
- [2] Johnsen, Finn E. Aktiv laststyring, valg av teknologi, bruk av incentiver og praktiske løsninger – erfaringer fra energiforsyningen i USA. Enfo Publikasjon nr.: 240-1997.
- [3] WHITE PAPER: The Benefits of Demand-Side Management and Dynamic Pricing Programs, McKinsey & Company, May 1, 2001.
- [4] Renée Haman-Guild, Principal Author Putnam, Hayes & Bartlett, Final Report for the Demand Subscription Service: a Comprehensive Evaluation, Southern California Edison, Rosemead, California, 1988.
- [5] Månadsvis avlåsning av elmätare, Statens Energimyndighet, mai 2002.

APPENDIKS 1: BESØKSRAPPORTER

Florida Power

Company overview

Florida Power is the second largest investor-owned electric utility in Florida. Founded in 1899, the company serves approximately 1.4 million customers in central and north Florida. Its service area encompasses approximately 20,000 square miles (50,000 km²), including the cities of St. Petersburg and Clearwater, as well as the rapidly growing area of central Florida surrounding Orlando. Typical household demand is 12000 kWh per year.

In 2001, more than 35,000 new customers were added to our system. Over the past five years the average number of new customers has grown by 2 percent annually - nearly twice the national average.

Approximately 4.5 million people live within the company's service area which covers 35 of the state's 67 counties.

Florida Power supplies retail electricity to approximately 350 communities and wholesale to eight municipalities. Over half of Florida Power's customer base is retail.

Florida Power has 14 plant sites. The company has a diverse fuel mix, which helps minimize the impact of any fluctuations in the supply and price of individual fuels. At year-end 2000, Florida Power's total system capacity, including purchased power was almost 9.5 million kilowatts of power. The company's fuel mix at year-end 2000 was 49 percent fossil and steam, 10 percent nuclear, and 41 percent combined cycle and combustion turbine plants fueled primarily by natural gas.

Florida Power is a subsidiary of Progress Energy.

Regulatory context

Florida Power is a vertically integrated company with generation, transmission and distribution activities. Deregulation has been discussed in the state of Florida, but there do not appear to be any definite plans.

Meeting

Meeting with FP took place on Tuesday 23 April at their office in Largo, Florida, with:

- Daniel E. Christopher, Manager System Dispatchable Operations, Energy Delivery
- John A. Masiello, Manager Program Development & Admin, Energy Delivery
- Peter M. Kaszuba, Sr. Technical Specialist

Residential Sector Load Management

FP started designing their main program as early as the end of the 1970's, and the program was officially launched in 1981. This is a direct load control (DLC) program, primarily targeted at the residential sector.

Program overview

FP's direct load control program uses a standardized device to control a few selected devices in the residential sector. Load control is used in parallel with spinning reserves, and its use is minimized to reduce impact on customers.

Communication

FP have built their own communication infrastructure using 154 MHz RF. 32 transmitters cover virtually the whole supply area. Transmitters were placed on existing communication towers. A one-way system is used. A transition to two-way systems was evaluated some 8 years ago, but this was not found economically viable. FP do not believe it is viable today either, but they do not exclude the possibility in the future. At first sight this is somewhat surprising, given that FP read all meters monthly. However, meters are placed outside the houses and must be accessible for reading.

Load control

For load control FP use one dedicated device, specially designed for their purpose. It has been produced by several companies, among others Comverge Technologies, ABB and others. In total approximately 800,000 devices have been connected since 1980. Apart from the RF receiver, it contains two relays for low voltage (24 V / 1 A), and one relay for 120 V / 30 A. The low voltage relays are connected with the AC and heating system thermostats, while the high voltage relay is used for the water heater or pool pump.

Installation

FP use contractors to install the equipment. They typically use 1 hour for installation. The load control unit is often placed close to the water heater to avoid long high voltage cabling. Low voltage cables to the thermostats are easier to lay.

Program participation

Present program participation is approximately 400,000 or about 30 % of all residential consumers. Ten years ago participation was as high as 50 %, but program growth has not kept the same pace as growth in the number of consumers. This is a deliberate policy: FP do not want all consumers. Many are not eligible, e.g. because their consumption is too low. Too aggressive marketing is not a good idea either: this may attract consumers that are not really motivated or that will appear not to accept that their load is switched off. There is some "natural" reduction in participation because of the high rate of people moving: between 10 and 15 % on an annual basis. FP normally asks people moving into houses with load control installed if they want to participate in the program, but it appears that there is a higher drop-out rate among these consumers. At present they have a net increase in program participation of 5-6000 consumers per year, about 20 % of the total number of new consumers, cf. above.

Average hourly effective load reduction on a cold day at the peak hour is 2 kW per consumer in winter and 1 kW in summer, resulting in a total load reduction potential of 800 and 400 MW respectively.

FP emphasize the fact that you should find the right size for a program, which is not 100 % participation. They also point out the importance of simplicity: programs should not be too complicated to be understood by customers.

Marketing

In the most active periods FP used many ways to communicate the program to consumers, but presently they only use telemarketing as it has been very effective. The customer incentive is financial.

Activation

Activation is done by the control center. The trigger for activation is the reliability level ("critical capacity conditions"). This means that demand is used in a similar way as spinning reserves and activated when it is necessary. The system was designed for reliability and is dispatched when no more other resources are available. The aim is to keep activation as low as possible to minimize customer impact and maximize customer satisfaction and continuing participation. The number of activations depends specifically on the number and intensity of the winter cold periods and otherwise stochastic events. Consequently it varies significantly from year to year, from only 1 or 2 to around 20. Normally, activation is only in winter, but occasionally it may also be used in other periods. Customer reactions are initially few, but increase when load control is used several days in a row.

Customer credits

Customers with load control originally received the following credits (rate RSL-1):

Program	Season	Monthly Credit	Interruption Description
Water heater	All year	\$3.50	May be continuous interruption not to exceed 5 hours during peak usage periods
Pool pump*	All year	\$2.50	
Schedule A	Winter (heating)	\$2.00	10 minutes out of each 30-minute interval during peak usage periods
	Summer (cooling)	\$1.00	
Schedule B	Winter (heating)	\$8.00	Up to 16 ½ minutes out of each 30-minute interval during peak usage periods
	Summer (cooling)	\$5.00	

*: Pools may be added to the program only if combined with at least one other application

Credits will be pro-rated according to usage above 600 kWh. Maximum credit is obtained for a monthly usage of 1315 kWh. No credits are given for months when usage is below 600 kWh

Recently, the summer credits are abolished and the pool pump is removed from the program, although existing customers are still given this credit. The new winter-only rate is RSL-2. . The figure below shows annual credits based on average monthly consumption.

Florida Power: customer credits versus average monthly consumption

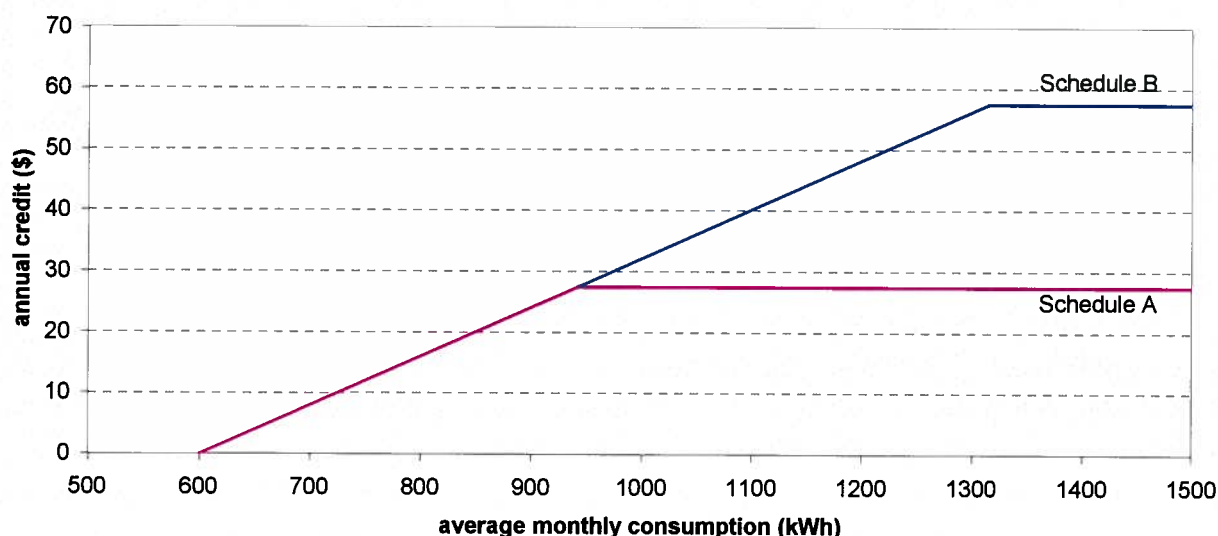


Figure A1: Florida Power customer credits.

System Performance and Availability

In order to ensure optimum performance and availability of the system, FP has instituted an inspection program aimed at measuring and maintaining system availability. In addition, FP has built relationships with contractors and industry professionals who work very closely with FP to report disconnects due to customer equipment replacements.

Program costs

The following are approximate numbers:

Communications infrastructure:

- Most of the communication infrastructure was built in the first half of the 1980's. Costs were not discussed, but they are old and probably not very relevant today and will anyway depend heavily on specific conditions. For FP they are clearly a sunk cost today, although some maintenance will have to be done.

Approximate investment per consumer:

- Marketing: 30 USD
- Load control unit: 100 USD
- Installation: 50 USD
- Total: 180 USD
- Failure rate of the units is very low. A sampling test has shown that there was a failure with only 0.5 % of the units, so annual failure rate is clearly much lower. There are probably some maintenance costs, but they are very low.

- Customer support. FP has a staff of 300 people in their telephone support center, answering questions on anything from billing to outages. Some questions will inevitably be related to load control, but it is difficult to estimate the cost of these.

A number of 300 people for customer support sounds very high, but FP has traditionally has an open attitude to customers, and encouraged them to take contact whenever they need. It may be that this has given the company the trust necessary for a successful demand side program.

Program motivation

The reason why Florida Power has been so active with load control lies in their load duration curve, which shows extremely short durations for the highest loads. The upper 1000 MW (of a total peak of 9000 MW) is used only 8 hours annually on average. This is caused by occasional short spells of cold weather during the winter. Even if the variable cost of electricity is high for heating purposes, the short duration makes it the cheapest alternative for the consumer when investment costs are taken into account. So FP has a winter peak, even if there is high AC penetration.

Generally, FP is allowed to do DSM programs if:

- they are profitable for the customer concerned
- they are profitable for all customers
- they are profitable for the company

Programs that reduce peak load (or increase the load factor) may satisfy these criteria if they are cost-effective, while e.g. lighting programs do not.

Commercial and Industrial Sector Load Management

In numbers the residential sector is dominating, but in interruption potential the commercial and industrial sector are also significant, amounting to approximately 300 MW on an all year basis. The details of the way these sectors were targeted were discussed less at the meeting. It appears that for the commercial sector, the same load control unit is used as for the residential sector, but the way it is used must be more taylor made to each customer. In the industrial sector, a Interruptible Service rate (IS-2) is used. Under this rate, the entire electrical service is interrupted. However, in this case interruptions are announced by way of an "early warning system" with three phases:

Phase 1: "Hands up" – notice that interruption may be used

Phase 2: FP try to secure emergency power from other suppliers at a potentially high rate.

Program participants are offered to buy this power at the actual rate instead of being interrupted.

Phase 3: Warning that power may be switched off without further notice.

If it is not possible to secure emergency power, Phase 2 is skipped, and Phase 3 occurs automatically. It appears that one Phase 3 has been warned, some demand is already switched off, because consumers prepare for interruption.

Gulf Power

Company Profile

Gulf Power Company is an investor-owned electric utility headquartered in Pensacola, Florida selling low-priced electricity throughout Northwest Florida to customers west of the Apalachicola River. As a subsidiary of Southern Company, Gulf Power gains the benefits of large economies of scale while retaining the small company flexibility to develop successful, innovative products. The GoodCents Home is one such product developed right here at Gulf Power -- one that became so popular that it is now recognized across the United States as a highly effective means of increasing a home's value, saving energy and reducing demand on electric generating plants. Because Gulf Power is part of Southern, there are good chances that their approach will be copied by the other subsidiaries if it appears successful. Gulf Power's service territory spans the area from the Alabama border on the west to the Apalachicola River on the east; from the Alabama border on the north to the Gulf of Mexico on the south. Gulf Power serves more than 370,000 retail customers. They also indirectly serve over 13,415 customers through the wholesale delivery of electricity to one investor-owned electric utility and one municipality. In all, Gulf Power-generated electricity reaches customers in 71 towns and communities in Northwest Florida, covering 1,064 square miles. Average annual consumption per residential consumer is 18000 kWh and peak demand is 2600 MW, which is not completely covered by GP's own plants, but this will change when a new plants is commissioned in June this year. Power is generated in 5 coal-fired power plant sites with a total number of 15 units and a generating capacity of 2,188 megawatts. The company actively promotes the use of electrical heating with heat pumps as being considerably cheaper than gas in Northwest Florida.

Regulatory context

Gulf Power is a vertically integrated company with generation, transmission and distribution activities. Deregulation has been discussed in the state of Florida, but there do not appear to be any definite plans.

Meeting

Meeting with GP took place on Wednesday April 24 at their office in Pensacola, Florida, with:

- Brian White, Mass Markets Specialist
- David Eggart

Residential Sector Load Management

GP promotes the GoodCents ("Good Sense") Select program, targeted at the residential sector. The residential sector constitutes a high share of the system peak. A pilot program was run in 1992 and 1993. For several reasons launching of the program has taken some time, but presently the program has started, and GP has ambitious goals. GoodCents Select is a price based load control program.

Program overview

The GoodCents Select program exists of three components:

- Superstat, a programmable thermostat
- A Communication Gateway
- Residential Service Variable Pricing rate (RSVP)

The programmable thermostat can control temperature and the periods heating, cooling and other devices are switched on and off. The communication gateway is integrated with the meter (see below), and communicates both with the thermostat using Power Line Carrier and with a central computer. It is placed outside the house, together with meter. This simplifies installation and improves RF communication.

Pilot program results

Some key results from the pilot program

- change in consumption in each period
- reduction in total consumption
- reduction in peak load

Communication

GP uses existing 154 MHz RF communication paging infrastructure for communication to the customer, and the customer telephone for communication from the customer to GP⁸.

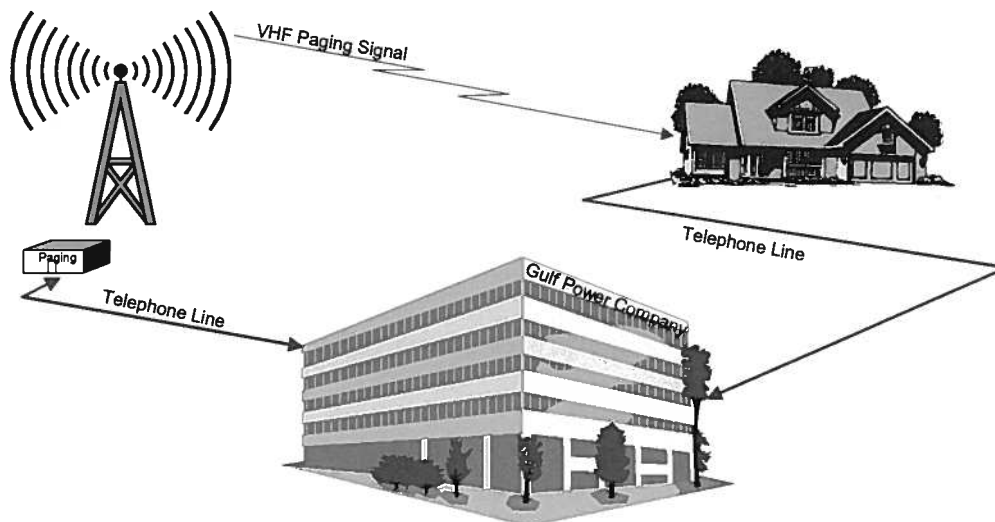


Figure A2: MainGate® System WAN architecture.

⁸ In the US, telephone calls to 1-800 number are free for the caller, so it is not a problem to use the customer telephone this way.

Load control

Local load control is obtained by programming the Superstat thermostat. There is no direct load control, but the thermostat can receive a signal to enter the critical load period, which can be viewed as an indirect form of direct load control, cf. the rate description.

The idea is to program the thermostat in such a way that consumption is minimized in high price periods, while it can be increased in low price periods. Examples are raising temperature (in summer) during high price periods and switching off the water heater. During critical periods demand can be reduced extremely, e.g. by switching off cooling or heating. The thermostat does not have an Internet based interface, but this is planned for the future.



Figure A3: Smart Thermostat of Gulf Power.

The gateways are grouped, which means that activation of the critical period can be done in a rolling fashion.

The thermostat is a variant of a standard Honeywell programmable thermostat. GP 's technology partner is Convergence.

Meter

Because of the requirement to meter consumption in 4 different period, one of which is dynamic, it is necessary to install hourly metering. GP obtains this at a low cost. They procure traditional meters enhanced with a pulse initiator at a cost of approximately 50 USD. The old meter is installed in new installations. Given the fact that GP get 5-6000 new customers each year, the effective cost of the hourly meters is only 25 USD. In principle this solution gives GP the opportunity to do daily meter reading, but they do not use this.

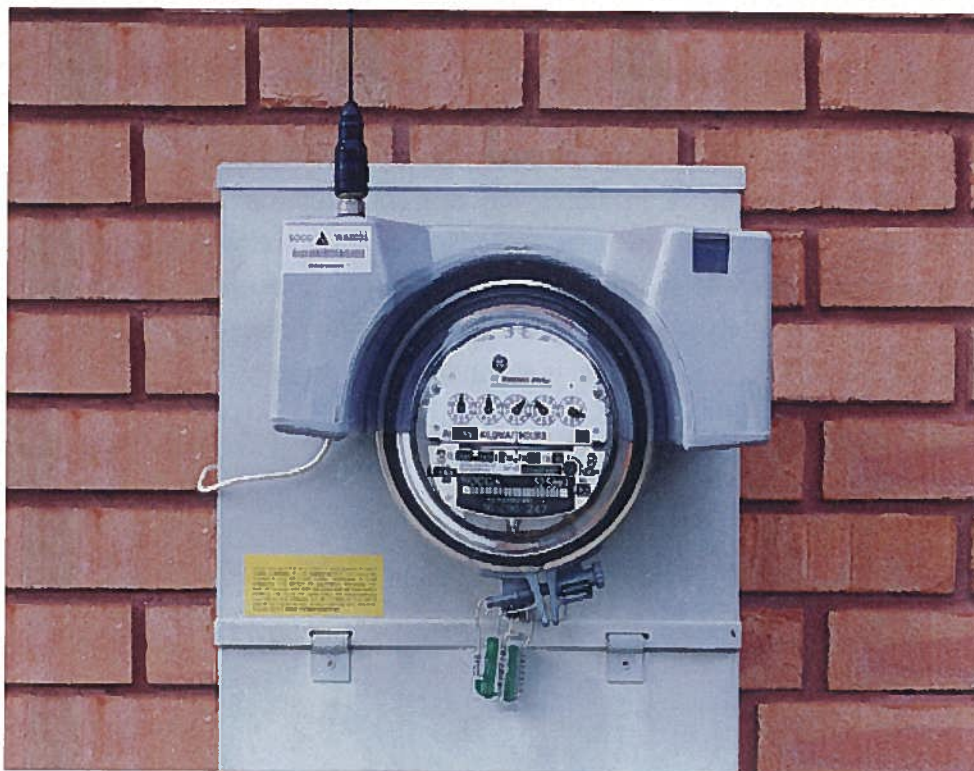


Figure A4: Meter solution.

Installation

GP use contractors to install the equipment.

Program participation

The program was launched finally at the end of the year 2000, and has presently 3000 participants. Customers are very satisfied, and the dropout rate is virtually zero sofar. Programming the thermostat does not appear a problem. GP uses several forms of marketing, among others direct mail. They have a goal to reach 40,000 customers in the course of five years with an estimated peak reduction of 80 MW. It is not fully clear why this target was chosen, but 100 % participation is clearly not a goal. It seems natural that new targets will be set based on the experience after the first years and the development of demand and supply costs.

Rate

The GoodCents Select Residential Service Variable Pricing (RSVP) Rate has the following structure:

Period	Price (cents/kWh)	Hours May-Oct	Hours Nov-Apr	Percentage of time
Low	3.5	11PM-6AM	weekdays 11PM-5AM weekend 11PM-6AM	27
Medium	4.6	6AM-11AM weekend 6AM-11PM	weekdays 5AM-6AM weekdays 10 AM-11PM weekend 6AM-11PM	53
High	9.3	weekdays 11AM-8PM	weekdays 6AM-10AM	19
Critical	29.0	at GP's discretion		<1

Critical time is triggered by a signal from the company control center to the communication gateway and from there to the thermostat. This will happen when system critical situations occur, and is limited to 1 % or 87 hours a year. GP do not wish to use the critical price period more than absolutely necessary, and do not aim at using the allowed 87 hours to maximize revenues.

To participate in the program, customers pay 4.53 USD/month. This gives them an opportunity to save energy and money (by moving consumption from high price to low price periods). It also provides them with surge control. In addition an outage warning is sent to GP.

Prices exclude fixed monthly charges. The prices in the table above should be compared with a 5.7 cents/kWh standard residential rate. The RSVP rate is thus lower than the standard residential rate for 80 % of the time. The figure below shows the tariff graphically, and clearly illustrates the marked difference between summer and winter peak periods.

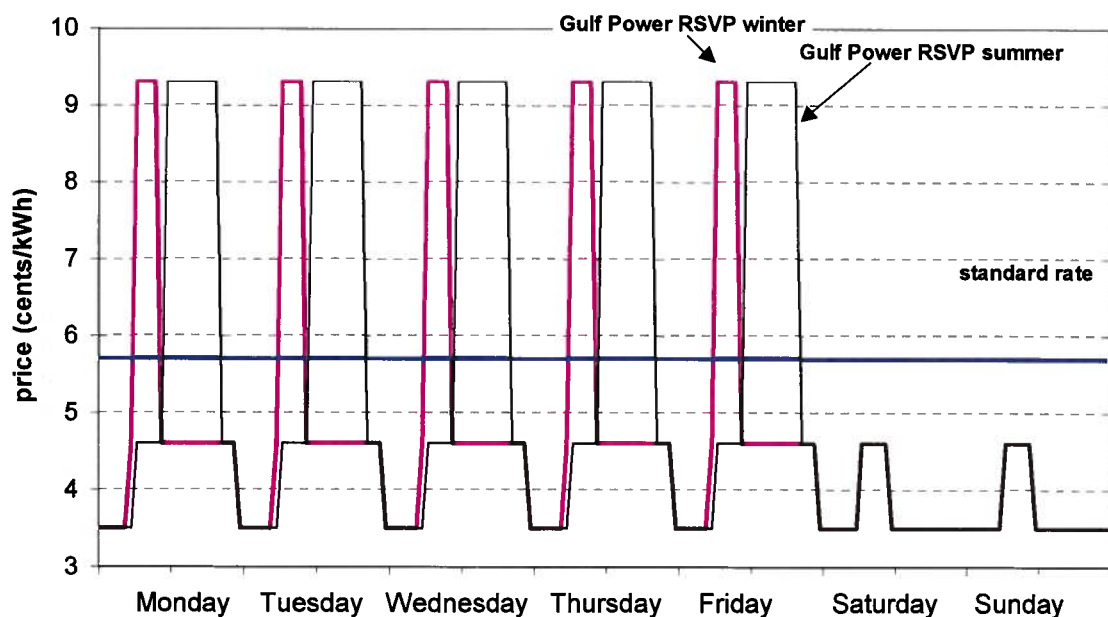


Figure A5: Gulf Power Time-Of-Use rate.

Customer credits

There are no customer credits, but customers pay to participate in the program.

Follow-up and control

There is a customer support center where a number of employees have been educated on the GoodCents Select program. There will probably rise a need for follow-up of the equipment, but that has probably not been an issue so far.

Program costs

GP indicate a total cost of approximately 750 USD per installation.

Participating customers contribute $12 \times 4.53 = 54.36$ USD/year

Customer contribution is 60 % of the cost of the program. Because customers pay this amount voluntary, it must be assumed that the value of the program to them is at least this amount. This customer payment can thus be viewed as a lower bound estimate of the customer value.

Net investment cost of the program to GP will then be 300 USD per customer.

Program results

Obtained results in the pilot program a peak load reduction of 2.1 kW per customer during the summer and 2.7 kW per consumer during the winter. The figure below shows load shift results in the pilot program.

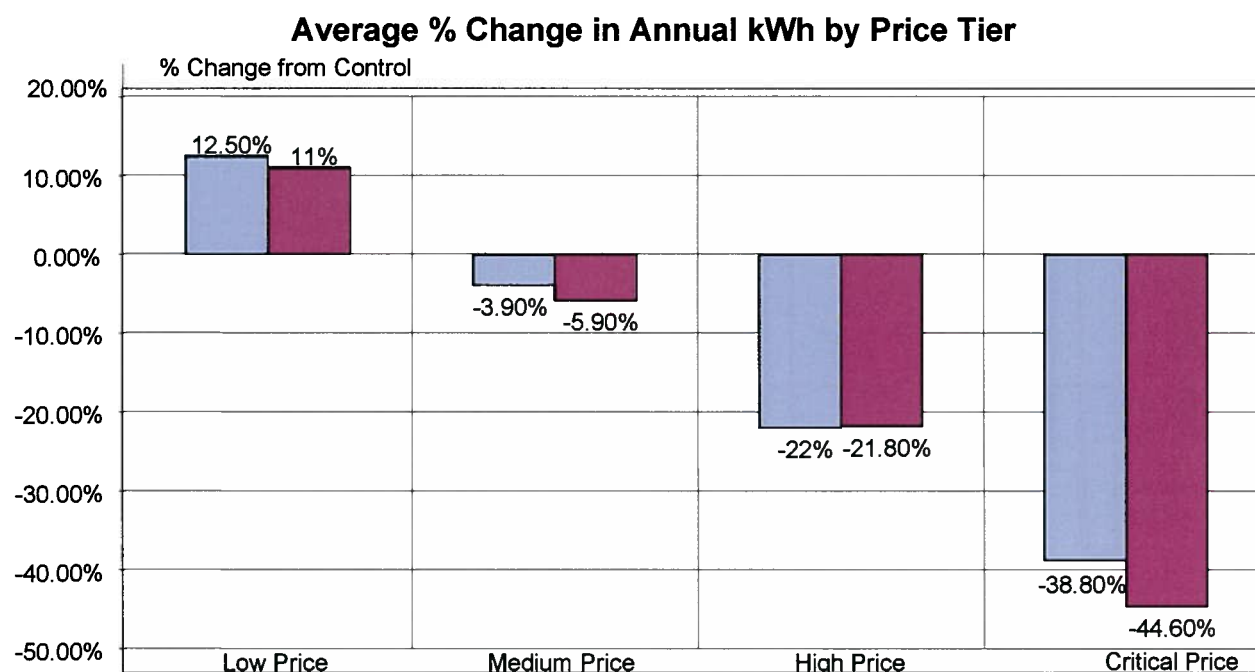


Figure A6: Load shift results in pilot program.

Participants are satisfied because the program saves them money, increases comfort and gives them control and choice.

Program motivation

Gulf Power has a high summer peak with a very short duration, but in some years the winter peak may be as high, but even shorter. With this kind of duration curves, generation investment is very expensive, and demand side activities are a natural alternative. Before launching their present program, GP also evaluated the Florida Power DLC program. However, they concluded that a price based load control program had a better profitability for the company by creating more value for the customer.

Commercial and Industrial Sector Load Management

GP does not presently have activities towards the commercial or industrial sectors. They say they plan activities in the future, but given the large share of residential load, this will be their priority the first years.

Puget Sound Energy

Company profile

As Washington state's leading energy utility, investor owned Puget Sound Energy provides electricity, natural gas, and a range of energy related services to homes and businesses throughout the Puget Sound area to over 1.4 million customers. Typical household demand is 12000 kWh per year. PSE purchase most of the energy they deliver. PSE buy all natural gas supplies from others, and sell it to customers at their cost.

Future energy supply options currently explored are:

- Electricity from state-of-the-art, natural gas-fired generation
- Potential increased use of power from biomass - gas produced naturally through the decomposition of landfill waste.
- Constant production and purchase of low-impact hydroelectric
- Ongoing evaluation of how fuel cell generation, solar power, wind power, and other non-traditional energy sources might meet customers' current and future energy needs.

Puget Sound Energy's steady investment and implementation in integrated technologies is providing customers services far beyond most other utilities, and includes advanced energy management capabilities, enhanced outage detection, [Personal Energy Management](#)TM, which includes [Time of Day Pricing](#), an Automated Meter Reading (AMR) Network, and fast [online customer care](#).

Regulatory context

Puget Sound Energy is a vertically integrated gas and electricity company with generation, transmission and distribution activities within electricity. They have some generation, but buy 80 % of their power. The generation side is "kind of deregulated".

Meeting

Meeting with PSE took place on Monday April 29 at their office in Bothell, Washington, with:

- Todd Starnes
- Scott B. Corzine

Jerry Thomas attended the meeting to explain about the Home Comfort Control test program. John E. Skog (former PSE) of Maintenance & Test Engineering Company attended the first part of the meeting to describe the communication solutions.

Time of Day Pricing

PSE has the ambitious goal to be "the best" energy company in their field. This means:

- to have the lowest cost through streamlining and scaling
- to have the best service with respect to reliability, customer choice and convenience
- to grow in the business of providing services to other utilities
- to raise public understanding about their business

In the mid-nineties PSE decided to establish AMR for all consumers. The primary objective was to reduce the cost of meter reading (with an estimated payback time of 9 years). However, general use of AMR was also seen as an opportunity to pave the way to creating increased customer value through new services.

Viewed in the context of improving demand side flexibility, PSE has done three distinct programs:

- Establishment of AMR for all consumers
- Introduction of a Time of Use rate
- A load control pilot project

General Advanced Meter Reading

In the mid-nineties PSE installed AMR metering for virtually all consumers with the primary objective to save meter-reading costs and make the whole process from meter reading to billing more efficient. The system has the capability to remotely configure any meter so that it can provide an end-of-the day read, TOU read or interval data with 5-minute time resolution. The program was accomplished in cooperation with CellNet as a service provider, who was responsible for providing the communication and short term data storage infrastructure. CellNet has now been bought by Schlumberger. PSE has a 15-year contract with Schlumberger.

Presently, PSE has 930,000 electricity customers and 600,000 gas customers with AMR, which is probably the present world record for automated gas meters and second behind Ameren UE for electric meters. Other utilities in the US are currently in the process of starting up with the same system, among others Austin, where the utility has huge costs with closing and opening installations because of the high numbers of students.

Communication

Communication is almost exclusively based on dedicated RF communication. Because the number of customers per distribution transformer is low (5 on average), PLC was not seen as a cost-efficient solution. The system exists of:

- transmitter units in the meters
- “pole top processors”
- control station which serves as an RF frame relay interface
- System Controller/Service Provider AMR operations center

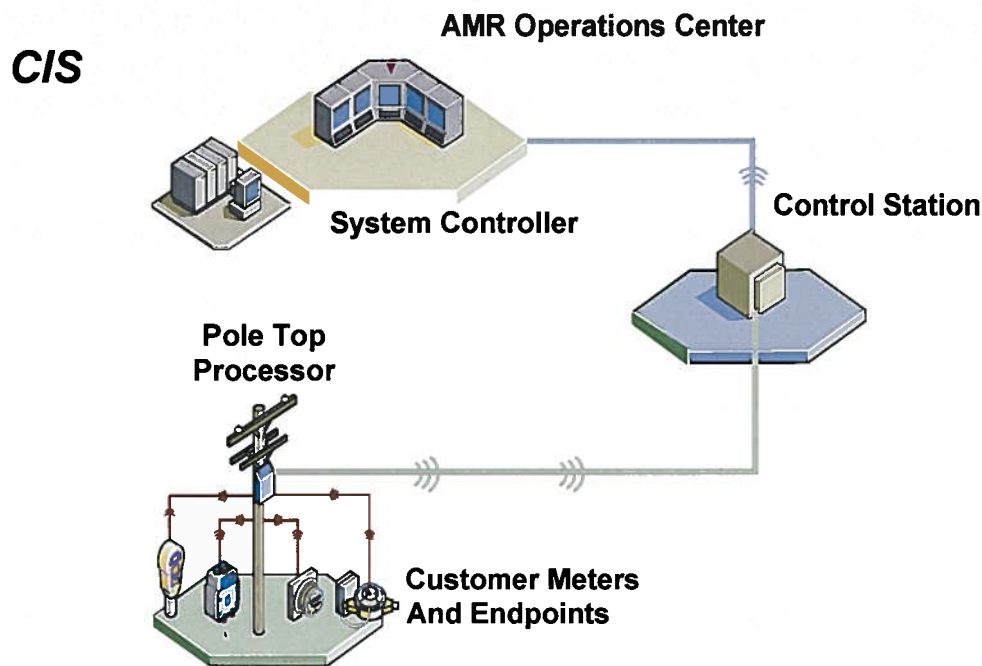


Figure A7: PSE communications solution.

The transmitter units in the meters send eighteen 5-minute metered values to the pole top processors every 5 minutes over unlicensed 900 MHz RF. This strategy creates considerable redundancy in case of system failure. The pole top units have a radius of approximately 1 kilometer. They do a significant amount of data pre-processing before sending the data to the control stations using a 900 MHz licensed frequency at the end of each day. The control station radios have an operating radius 10 kilometers. They forward the data to the Service Provider's AMR operations center in Kansas City. While data from the pole top unit is normally transferred to the system controller at the end of each day, it is available upon request at any time.

In principle this is a one-way system, which however easily can be adapted to two-way applications.

According to the agreement with the Service Provider, data for the previous day shall be available to PSE before noon. PSE receives the data as ready configured tables. Apart from the meters, the whole system is owned by the Service Provider. PSE pays for the data on a per customer basis.

Meter

The meter is a standard US electromechanical kWh-meter, retrofitted with a counter that counts disk revolutions, a transmitter and the necessary software. When a new meter is installed, the old one is sent to Kansas City for cleaning, AMR module retrofit and calibration. Meters that still satisfied their requirements were enhanced with the necessary equipment and reused. 70 % of the old meters could be reused.

Installation

Meter installation was done by PSE personnel. Typical installation rate was 72 electric meters per day and 55 gas meters per day⁹.

Program participation

The program includes virtually all consumers, with the exception of a few consumers that are difficult to reach with the communication solution that has been chosen.

Program costs

Single Phase Electric Meter: 25 USD per meter + 3 USD for AMR module installation

Three Phase Electric Meter: 150 USD per meter + 3 USD for AMR module installation

AMR Modules are owned by the service provider and the cost are included in the monthly service fee. Only about 30% of the meters are purchased as new. The remaining meters are re-used.

Program motivation

As mentioned before, the initial motivation for PSE was to reduce the costs of meter reading and to make the whole process of meter reading and related data processing more efficient. At the time, PSE used bimonthly meter reading, but a development towards monthly reading was anticipated.

Originally, PSE was an electricity company only, but in 1997 the company merged with a gas company and is now an integrated supplier of gas and electricity. In the process around the merger PSE developed their present innovative and customer oriented strategy. The AMR project started before the merger, but the possibility of the merger, which also would create the need to read gas meters, probably influenced it.

Time of Day rate

Once the AMR infrastructure was in place, it was relatively straightforward for PSE to introduce Time of Day (TOD) rates^{10,11}. Presently, 300,000 of PSE's residential consumers have TOD rates.

Program features

The umbrella of PSE's programs is their [Personal Energy Management](#)TM system. This exists of the following parts:

- AMR for all consumers
- a TOD rate
- Fast online customer care using the ConsumerLinX software

⁹ Meters are placed outside the houses.

¹⁰ PSE use the term Time of Day (TOD). Many others use Time of Use (TOU). Both terms indicate the same concept.

¹¹ This is not to say that it is a simple project to introduce TOD rates for (initially) 300,000 customers. Still, the barriers are significantly lower once the necessary physical infrastructure is in place.

A TOD rate as described below was introduced in 2001. Considerable resources were used on customer communication, among others with use of focus groups to improve customer understanding. This changed focus from technically oriented features to issues understandable for the majority of the people. A key issue is to use the right terminology: focus on expenses, bargain and community benefits. The message must be clear and simple. To be able to analyze the effect of the TOD rate more clearly, 400,000 customers received all information, while only 300,000 of these actually got the rate. With the help of the AMR infrastructure, it was possible to closely follow up how customers changed behavior. If experiences with the program continue to be positive, all 900,000 electricity customers will receive the TOD rate.

Customer support

Although customers do not receive load control equipment, a comprehensive program was set up for enhanced customer support. The ConsumerLinX customer information system includes the following features:

1. On Request meter reading

When a customer has questions about the bill, PSE can do an online meter reading within 40 seconds, which is about the time a customer will need to read the meter himself. This gives considerable credibility to PSE.

2. Last day consumption analysis

PSE support personnel can online check consumption for the last day on an hourly basis, to verify if anything special has occurred and discuss potential problems with the customer.

3. Last month consumption analysis

A similar analysis is possible for the last 45 days, which normally will include the whole billing period a customer is concerned with.

4. Internet access

Customers can view the same data for their own house using the Internet.

It appears that this kind of support is popular, and increases the general public's views of PSE.

Program participation

TOD rates were introduced as an "opt-out" program to 300,000 customers. This means that all customers were given this rate, but could choose to go back to the standard residential rate by contacting the company. In spite of some negative media attention (it was suggested by some media that the new rate only would increase profits for PSD), less than 1 percent of the customers has chosen to opt out. Many of the customers not on the pilot program ask PSE when they will be included. Generally customers appear to be very satisfied. It is most likely that PSE will continue the program through 2003 and offer it to the remaining 600,000 customers on an opt-in basis. This will give another year to study to determine if the benefits to customers warrant putting all customers on automatically rather than via opt-in.

Rate

The PSE Residential Time of Day Rate has the following structure:

Period	Price Apr-Sep (cents/kWh)	Price Oct-Mar (cents/kWh)	Hours	Percentage of time
Morning/ Evening	6.83	7.52	weekdays 6AM-10AM weekdays 5PM-9AM	24
Mid-Day	5.93	6.53	weekdays 10AM-5AM	21
Economy	5.27	5.77	weekdays 9PM-6AM weekends	55

Customers neither pay nor receive credits for this rate. The prices should be compared with a standard residential rate of 5.93 respectively 6.53 cents/kWh. This means that the Mid-Day rate is equal to the standard rate, while the Peak and Economy rates are 15 % higher respectively lower.

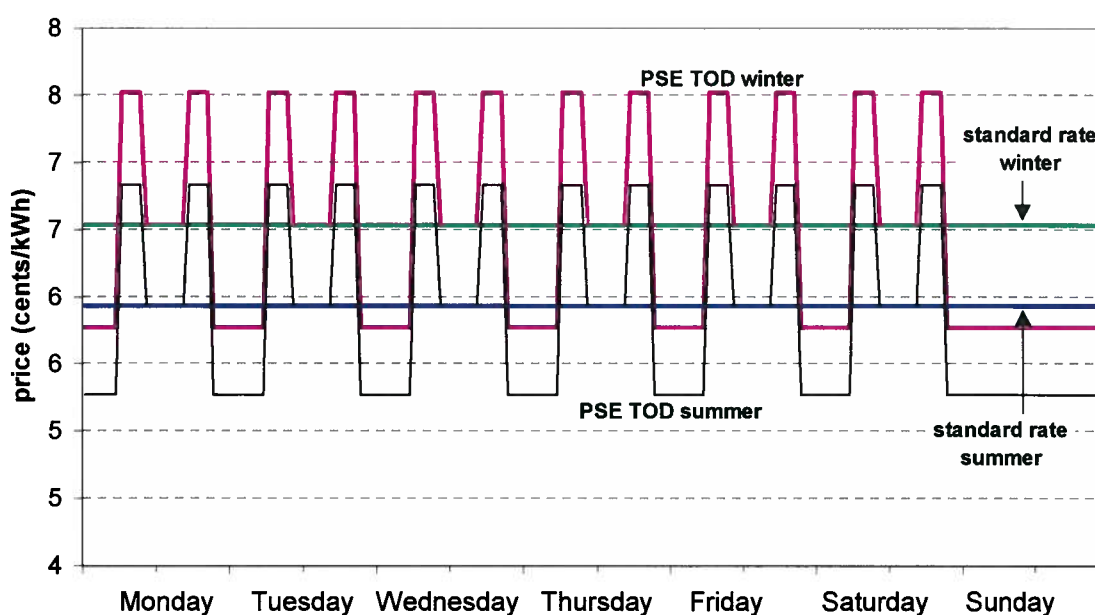


Figure A8: PSE Time-Of-Day rate.

Rates are not cost-based, but they are a compromise between on the one hand to have sufficient differentiation to give incentives for load shifting and on the other hand not to scare away customers (and regulators) out of fear for having to pay too much during the peak periods. Having had hourly metering for some time before the introduction of the TOD rate gave PSE the unique opportunity to analyze the effect of introducing the tariffs for both groups of consumers and individual consumers. Thus an analysis of the restaurant sector, which was especially skeptical to the TOD rate, showed that the effect for most consumers in this group lay within a +/- 3 % deviation without change in demand pattern.

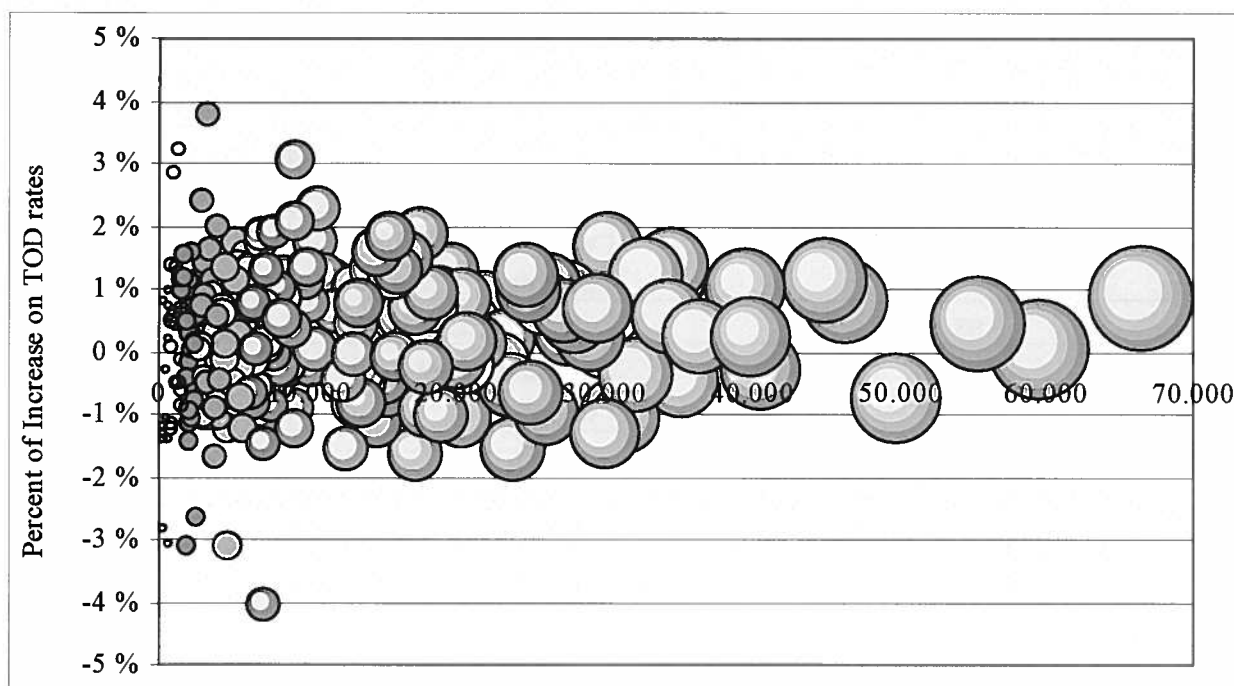


Figure A9: The effect of TOD rates on the restaurant sector.

Customer credits

Customers do not receive credits, nor pay for participating in the program.

Follow-up

PSE has a customer call center with approximately 150 people. A majority of these would have to be there anyway, but it is natural to assume that a number of additional people were needed to support the TOD rates and the additional services provided to customers in this respect. Still, with the great number of customers on these rates, the cost per customer is probably not very high. At the same time, this form for customer support also reduces costs with physical meter control when customers complain and increases company credibility, which is an intangible benefit of the program.

Program results

As a result of the TOD rate program, demand has shifted with approximately 5 % from peak to off-peak. In addition, customers with TOD rates have saved 1 % of their energy consumption. These figures are the result of a comparison between the group with TOD rates and the 100,000 customer control group that only got information.

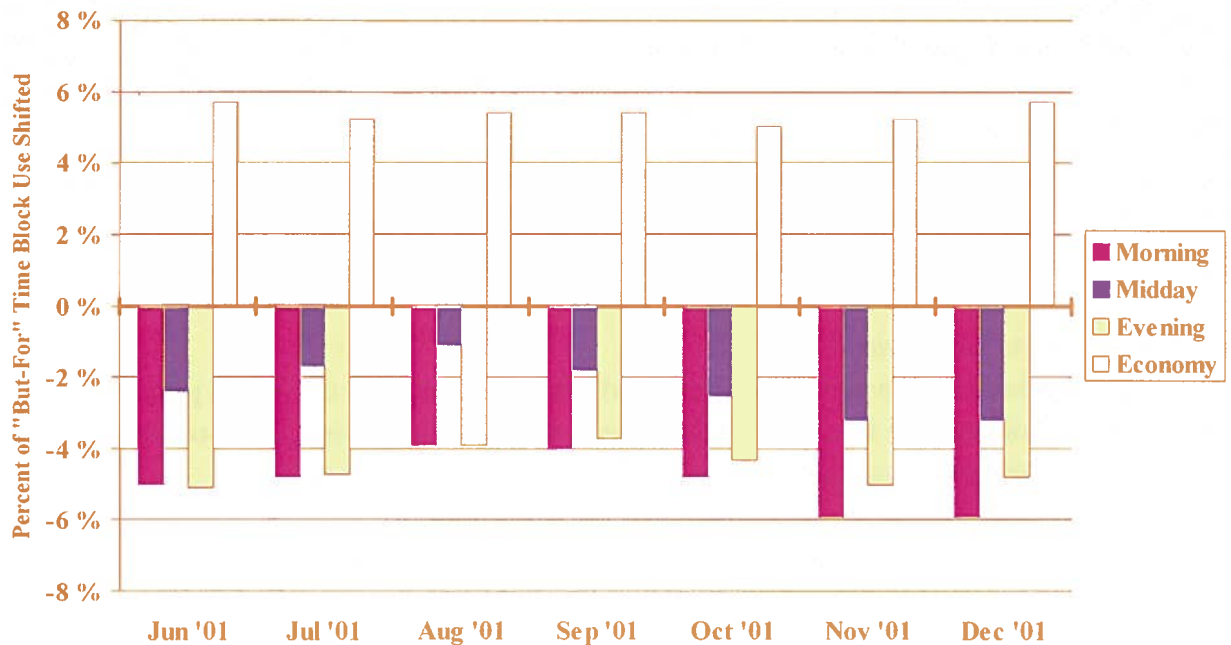


Figure A10: TOD load shift impact by time-bloc.

These are remarkable results, given the relatively small differences between the rate levels. The reason is probably the combination of the tariff and customer information, which clearly has been successful. Another reason may be that people in the Northwest are more positive to conservation and more community minded than average in the US. In combination with the high media focus on the energy crisis, this probably improved the results. The program is still young, and it remains to be seen if the results are sustainable, but PSE believes they are.

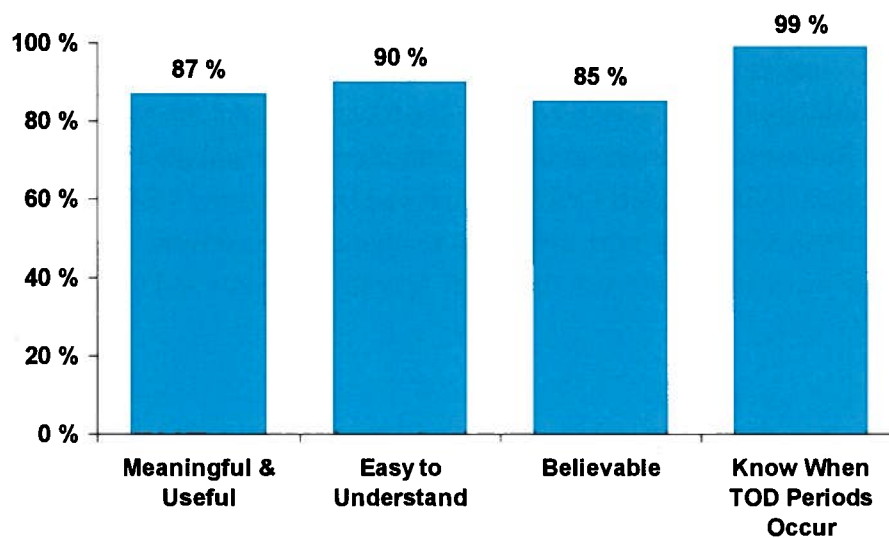


Figure A11: Perception of PEM program information received from PSE.

Program costs

Costs for the TOD program were not discussed.

Program motivation

The looming energy crisis in 1999/2000 was also an important factor. Because of the considerable export from the Northwest to California and the inadvertant hydrological situation in this period, high prices in California also had significant influence on prices in the Northwest.

Pilot project: direct load control

As a possible further development of their demand side activities, PSE did a pilot project called Home Comfort Control. The idea was to add value to the existing network meter-reading system (NMR). The project was a cooperation between PSE and several partners:

- PSE sought new technical capabilities and new services to enhance its relationships with residential customers and a platform for future offerings.
- CellNet/Schlumberger provided two-way residential telemetry under their proprietary NMR-system.
- Carrier Electronics sought new applications for its programmable thermostats.
- Silicon Energy sought utility trial for advanced applications of its energy management software.

Participants in the program got installed a thermostat that would adjust temperature setting on a signal from the PSE Curtailment Dispatch Operator. Customers received a fixed credit to participate in the program. They had the opportunity to override the thermostat setting, but at the cost of a reduction in the received credit.

Communication

The Carrier network interface selected was Carrier's commercial-standard Network Access Module (NAM), configured as a gateway between the thermostat and the Schlumberger CellNet two-way endpoint. Some modifications to the standard thermostat and the NAM were necessary to enable these features. Schlumberger CellNet employed their existing NMR system to the HCC test, but a number of modifications were necessary to upgrade the network for this purpose. An addition gateway (IP) was added between the AMR operations center and the HCC application provider.

Load control

The 41 load control events existed of an increase in the thermostat setting with either 2° F or 4° F during mornings, midday or evenings. Events were randomly scheduled across dates during the trial period from February to April 2000. Participants could access their household thermostat reading on the Internet, adjust the setpoint or override the curtailment event.

Meter

Because AMR already was installed, the pilot project did not have impacts on metering.

Program participation

The pilot program comprised both a product test and a market test. The test included 110 homes in the town of Kent in Washington. PSE recruited participants by direct mail, following up with telephone calls. A market research firm qualified respondents through an initial interview, confirmed participation and then scheduled installation. Load control targeted space heating only.

Customer credits

Potential customers were offered a free Carrier programmable thermostat and \$100 in exchange for permitting the equipment to be installed, monitored and removed from their household. Any participant overriding an event would have \$2 deducted from their account (up to \$50 maximum) for each override.

Test results

The HCC technical operations proved feasible, and could be reliable when deployed commercially. However, commercial deployment would require integration of the Silicon Energy enterprise software and database with PSE systems. This would be a major task. There were some problems with radio equipment and network telemetry due to inadequate signal strength, ineffective maintenance and misunderstanding about data storage, but there are no technical limitations on the prospects for HCC arising from the PSE infrastructure for wireless telemetry and data communications, apart from the need for expansion. The test was constrained by the availability of well-trained installation staff. This could be resolved, but installation would remain resource-intensive.

PSE successfully launched 41 events. Participants' override rate per communicated event was low: on average 5.3 %, across a range of 0-12 %. Overrides were concentrated among a few participants.

With respect to obtained load reduction, the number of participants, the number of events and the relatively short period the test went on limit definite conclusions. The 4° F events typically gave a demand reduction of 1-1.5 kW. The following table summarizes the impact on electric demand:

HCC Test results, electric demand

	Morning	Midday	Evening
2° F setback	Weak	Weak	Moderate
4° F setback	Moderate	Very Strong	Very Strong

PSE point out that these results may be predictive neither for PSE's residential customer base, nor for all months of the year. A commercial program designed around more severe setbacks and improved information might develop quite differently.

Customers appeared to enjoy the HCC program: they would sign up again and recommend the program to others. They found the cost to be minimal, but they strongly value the override feature as an option: it reduced the stress of anticipating setback events. Participants found the benefits substantial. An active relationship with PSE gave participants a chance to help with a community challenge.

However, even though participants stated that they might participate in a HCC program without any cash payment, they would not *pay* to participate.

Concluding, the test was certainly successful. However, PSE do not plan to introduce a commercial program with these or similar features due to the high costs.

APPENDIKS 2: PEAK LOAD MANAGEMENT ALLIANCE

The Peak Load Management Alliance (PLMA) was formed by a group of organizations with business interests in dealing with the tremendous price fluctuations experienced in the electricity supply markets during the last few years of the twentieth century. These price fluctuations resulted from the market's inability to either generate or transmit a supply of electricity sufficient to meet the demand at certain times. Unlike other commodities, the demand for electricity is somewhat inelastic. As a result, in times of short supply, the price for electricity has increased nearly 4,000 % in some areas of the country. This has resulted in great financial burdens for some electric suppliers who have a contractual obligation to continue supplying electricity to their customers at a fixed price despite the tremendous price increase on the wholesale electricity supply markets.

The purpose of the Alliance, a not-for-profit organization, is as follows: "By working in a collaborative environment, the Alliance will develop, demonstrate and evaluate methods for reducing peak electrical demand in times of shortness of supply. This will benefit energy suppliers, energy consumers and society-at-large by reducing price spikes and the likelihood of voltage reductions or blackouts."

The Peak Load Management Alliance was formed by an interested group of organizations following a conference held in Palm Beach, Florida in October 1999. These organizations selected Blake Management, Inc., an association management firm located in Boca Raton, Florida to provide administrative services for the Alliance on an interim basis.

Activities of PLMA

The Peak Load Management Alliance is planning to conduct two workshops/conferences each year. One will be scheduled prior to the summer cooling season, which is the usual time for the electricity price spikes to occur. At this event, plans to address electricity supply and demand for the coming summer will be presented and discussed. The other event will be scheduled in the fall, to review what happened in the previous summer. Measures taken to control price volatility will be discussed and evaluated.

Another activity of PLMA underway is to perform market research on load management programs currently in existence. Results will be shared with PLMA members and benchmarks for program performance will be established. The sharing of this type information is a valuable resource and membership benefit.

APPENDIKS 3: PLMA KONFERANSEN**Thursday, April 25, 2002****8:30 AM****Keynote –****FERC NOPR on Demand Response**

The Honorable William L. Massey,
Commissioner, Federal Energy Regulatory
Commission

9:15**The Texas Market for Demand Response
– How Is It Working?**

Chair: Rick Hornby, Tabors Caramanis &
Associates

Ed Cooley, TXU Energy Services

Read Comstock, Strategic Energy and Chair
of the ERCOT Working Group on Demand-
Side Resources and Demand
Responsiveness.

Brian Lloyd, Texas Public Utilities
Commission

11:00**Key Issues in Demand Response: An
Overview of PLMA Efforts**

Chair: Dan Violette, Summit Blue
Consulting

Panelists:

Jay Morrison, NRECA

Bill Smith, EPRI

Bernie Neenan, Neenan Associates

Larry Barrett, Barrett Associates

12:30 PM Lunch

Luncheon Speaker: Dr. Gerard Doorman,
SINTEF Energy Research, Norway

**Load Management Issues in the
Restructured Norwegian Power
Market****1:30****Advanced Metering – The Texas Market**

Chair: Paul Wattles, Good Company
Associates, Inc.

Dennis W. Kelly, Vice Chairman, Green
Mountain Energy Co.

Chris King, Chief Strategy Officer, eMeter
Corp.; and Board Member, American Energy
Institute

Dan Price, Senior VP, MeterSmart (a
division of Hunt Power)

3:15**Advanced Metering – Other State
Markets*****The Interaction between Advanced
Metering and Demand Response***

Chair: Joe Leccese, Comverge Technologies
Karen Moury, Deputy Chief Counsel, Pa.
Public Utility Commission

Rajendra Addepalli, Dept. of Public Service,
New York State

Lynn Fryer, Research Director, E Source

4:00**Round Table Discussion Among
Participants in Both Metering Sessions****5:30****Reception and Tabletop Exhibits,
Sponsored By PLMA**

Friday, April 26, 2002

8:30

ISO/RTO Status on Demand Response

Chair: Ross Malme, Retx

Don Fuller, CAISO

Craig Kazin, ISO NE

Sam Jones, COO of ERCOT

David Kathan, Principal, ICF Consulting

10:45

A Regulators View of the Texas Market

Chair: Bill Uhr, UHR Technologies

The Honorable Brett Perlman,

Commissioner, Texas PUC

11:30

Barriers and Solutions for Customer

Participation in Demand Response

Programs

Chair: Larry Barrett, Barrett Associates

Jim Laird, Home Depot

Alan Rose, Energy Program Manager, J.C.

Penney

Bob Loughney, Couch, White LLP,

representing *Multiple Intervenors*, a group of
large industrial customers in NY State

Jay Zarnikau, representing NuCor Steel

1:00 Adjourn

APPENDIKS 4: PRESSEMELDING FRA ECHELON

Enel and Echelon Finalize Agreement to Network 27 Million Italian Homes with LonWorks® Technology

(Sunnyvale, CA - June 30, 2000) - Echelon Corporation ([NASDAQ: ELON](#)), the leader in networking everyday devices, and Enel SpA ([NYSE: EN](#); Milan: ENEL), the largest publicly traded electric utility worldwide, announced today the signing of an R&D agreement under which Enel and Echelon will cooperate to integrate Echelon's LonWorks® system into Enel's remote metering management project called "Contatore Elettronico". Pursuant to this project, Enel expects to provide (on a three year rollout period) approximately 27 million Italian households with electricity digital meters, capable of being integrated into a complete home networking infrastructure. The Contatore Elettronico project is expected to allow Enel to offer consumers more accurate and timely meter readings and innovative tariff schemes (subject to regulatory approval) facilitating energy savings; moreover, the project is expected to allow the delivery of value added services. The platform introduced by Enel's Contatore Elettronico project is planned to be an open system that will allow other operators to provide their value added services. The signing consummates a Memorandum of Understanding signed by the two companies earlier this year.

Enel has also entered into an agreement to purchase 3 million shares of newly issued Echelon common stock for a purchase price to be based on the average trading price prior to the closing (subject to a minimum price of \$87.3 million USD and a maximum price of \$130.9 million USD). As part of the stock purchase agreement, Enel has agreed to hold the shares for a minimum of three years; however, if the R&D agreement is terminated due to a material breach by Echelon, then Enel may sell the shares thirty days after public announcement thereof. Enel will assume a seat on Echelon's Board of Directors.

The closing under the stock purchase agreement is conditioned upon approval under US antitrust legislation (Hart-Scott-Rodino Act) and certain other conditions.

"We are very pleased to be able to consummate our agreement so quickly," said Franco Tatò, CEO of Enel. "Having this agreement in place allows us to move forward with all possible speed to make our vision of intelligent power a reality."

"This is a watershed event for the utility and home networking industries," said M. Kenneth Oshman, Echelon's chairman, CEO, and president. "It will support the creation of the largest infrastructure in the world for networking everyday devices in Italy. It represents a large and immediate opportunity for home appliance, heating, security, and other manufacturers to adopt and deploy intelligent LonWorks devices. We expect this project to accelerate the adoption of LonWorks networks among device manufacturers and utilities around the world." Enel expects to begin installing metering systems in the second quarter of 2001 with initial services being remote meter reading, remote connect and disconnect, and demand-side management. Enel expects to integrate a wide range of Echelon products in its system, such as devices for every meter to enable communication over the existing power lines based on the Neuron® chip and Echelon's PLT-22 power line technology, data concentrators, LNS™ network operating system software, and gateways to enable communication to indoor devices. The procurement of such components will be conducted in accordance with EU public procurement procedures. Echelon expects product deliveries to begin within the first half of 2001 and to ramp up to mature run rates over the subsequent years.

Background Information for Today's Echelon Announcement

(Sunnyvale, CA - June 30, 2000) - Today Echelon Corporation (NASDAQ: ELON), and Enel SpA announced that they have signed an R&D agreement under which Enel and Echelon will cooperate to integrate Echelon's LonWorks® system into Enel's remote metering management project for approximately 27 million Italian households. Enel's digital meter project, called Contatore Elettronico, will provide intelligent electricity meters capable of being integrated into a complete home networking infrastructure over a 3-year rollout period. Enel also entered into an agreement to purchase 3 million shares of newly issued Echelon common stock. Answers to some background questions about what was announced today follow.

Q1. What does this agreement mean for Echelon?

A1. This agreement solidifies Echelon's position as a world leader in providing home networking infrastructure. We believe it to be the largest agreement ever signed for deploying infrastructure for networking everyday devices in homes. We expect this project to accelerate the adoption of LonWorks networks among device manufacturers and utilities around the world.

Q2. What are the terms of the common stock sale, including the price?

A2. The stock purchase price will be based on the average trading price prior to the closing (subject to a minimum price of \$87.3 million USD and a maximum price of \$130.9 million USD). As part of the stock purchase agreement, Enel has agreed to hold the shares for a minimum of three years; however, if the R&D agreement is terminated due to a material breach by Echelon, then Enel may sell the shares thirty days after public announcement thereof. Enel will assume a seat on Echelon's Board of Directors. The closing under the stock purchase agreement is conditioned upon approval under US antitrust legislation (Hart-Scott-Rodino Act) and certain other conditions.

Q3. What is Enel's Contatore Elettronico system?

A3. Contatore Elettronico includes a remote meter reading system, a customer management system, and a value-added services delivery system. In particular, the Contatore Elettronico includes an innovative system to remotely read and manage the domestic consumption of energy. The system includes remotely controllable electronic meters in each home and building, data concentrators located in medium voltage/low voltage substations that feed power to the homes and buildings, and central servers in which the network data bases are located.

Q4. Which Echelon products will be used in the Contatore Elettronico system?

A4. Enel expects to integrate a wide range of Echelon products into its system, including devices for every meter to enable communication over the existing power lines based on the Neuron® chip and Echelon's PLT-22 power line technology, data concentrators, LNS™ network operating system software, and gateways to enable communication to indoor devices. The procurement of such components will be conducted in accordance with EU public procurement procedures.

Q5. What is the approximate value of Echelon's products that will be used in the Contatore Elettronico system??

A5. It is expected that at least \$300 million of Echelon products will be used in the Contatore Elettronico system over the three-year deployment period.

Q6. When will the deployment of the Contatore Elettronico system begin?

A6. Enel expects to begin installing metering systems in the second quarter of 2001. Echelon expects product deliveries to begin within the first half of 2001 and to ramp up to mature run rates over subsequent years.

Q7. What are examples of value-added services that could be performed by this system?

A7. The initial set of planned services include remote meter reading, remote connect and disconnect, and demand-side management.

Q8. What exactly is demand-side management, and why is it necessary?

A8. The goal of demand-side management is to smooth out the peaks and valleys in energy demand to make the most efficient use of energy resources and to defer the need to develop new power plants. This may entail shifting energy use to off-peak hours, reducing energy requirements overall, or even increasing demand for energy during off-peak hours. It enables utilities to lower their operating and capital costs and reduce power outages.

Q9. Does the Contatore Elettronico system provide services that are unique to Italy or could this system architecture be deployed in other countries, too?

A9. The services that Enel plans to provide in Italy are the same types of services required by utilities and telecommunications companies in countries throughout the world - and the same LonWorks system infrastructure can be applied to these countries as well. This provides a unique opportunity for appliance manufacturers, consumer electronics companies, heater manufacturers, alarm system suppliers, and other manufacturers to design to a common platform - Echelon's LonWorks system - for deployment to markets throughout the world.

###

Echelon, LONWORKS, LONMARK, the LONMARK logo, Neuron, and the Echelon logo are trademarks of Echelon Corporation registered in the United States and other countries. LNS and Bringing the Internet to Life are trademarks of Echelon Corporation. Other marks belong to their respective holders.

This press release may contain statements relating to future plans, events or performance. These forward-looking statements are based on the beliefs of the management of ENEL and Echelon as well as on assumptions made by and information available to these companies at the time these statements are made. Such statements may involve risks and uncertainties, including the risk that any required regulatory approvals are not obtained, that the transactions contemplated are challenged by third parties, that the R&D activities and Contatore Elettronico project do not meet their target dates, do not yield economic returns, are not commercially exploitable or are terminated, and other risks identified in ENEL's and Echelon's SEC filings. Actual results, events and performance may differ materially. Readers are cautioned not to place undue reliance on these forward-looking statements, which speak only as of the date hereof. Neither ENEL nor Echelon undertake any obligation to release publicly the result of any revisions to these forward-looking statements that may be made to reflect events or circumstances after the date hereof or to reflect the occurrence of unanticipated events.

Contact Information

Press Contact:

Lyn Balistreri

Echelon Corporation

(408) 938-5202

lbalistreri@echelon.com

SINTEF Energi AS
SINTEF Energy Research

No-7465 Trondheim
Telephone: + 47 73 59 72 00
energy.research@sintef.no
www.sintef.no/energy