

LEAST-COST UTILITY PLANNING

PLÁNOVÁNÍ MINIMÁLNÍCH NÁKLADŮ  
V ELEKTRÁRENSKÝCH SPOLEČNOSTECH

Středisko pro efektivní využívání energie

SEVEN Praha

National Association of Regulatory Utility Commissioners

# LEAST-COST UTILITY PLANNING

Joseph Eto, Florentin Krause

---

## PLÁNOVÁNÍ MINIMÁLNÍCH NÁKLADŮ

V ELEKTRÁRENSKÝCH SPOLEČNOSTECH

### PŘÍRUČKA

1. pracovní verze

Úvod do plánování minimálních nákladů v elektrárenských společnostech  
v Československu

Vypracování československé verze této příručky  
bylo umožněno především díky podpoře nadací  
Charles Stewart Mott Foundation (USA) a  
German Marshall Fund of the United States.

Středisko pro efektivní využívání energie  
SEVEN Praha

říjen 1991

# O B S A H

## I. Úvod

Proč je plánování minimálních nákladů důležité pro ČSFR? .....	I-1	
Jaké jsou hlavní součásti plánu minimálních nákladů? .....	I-2	
Plánování minimálních nákladů a řízení poptávky .....	I-3	V.
Je struktura elektrárrenství v ČSFR vhodná pro LCP? .....	I-5	

## II. Principy programů na straně poptávky

Zdroje na straně poptávky a konvenční ekonomický model .....	II-1	
Rozdíl v účinnosti .....	II-2	
Rozdíl v době návratnosti kapitálu .....	II-5	
Trh a institucionální bariéry .....	II-9	
Role elektárrenských společností při mobilizaci zdrojů na straně poptávky	II-11	

## III. Kritéria ekonomické efektivity pro vyhodnocování programů na straně poptávky

Definice ekonomických hledisek .....	III-1	
Pohled zúčastněného .....	III-3	
Hledisko nezúčastněného .....	III-5	
Hledisko elektárrenské společnosti .....	III-8	
Celospolečenské hledisko, hledisko celkových nákladů na zdroje .....	III-9	VI. Ta

## IV. Jak postupovat při výběru kritérií ekonomické efektivity

Porovnání celospolečenského kritéria a kritéria celkových nákladů s kritériem "Neztrácí ani jedna strana" .....	IV-2	Ta Ta
Celospolečenské kritérium kontra kritérium celkových nákladů zdroje ...	IV-5	Ta
Existuje problém dvojí platby? .....	IV-6	

Strategie pro minimalizaci dopadů na sazby  
při zlepšující se společenské efektivnosti ..... IV-11

Jaký dopad na výši sazeb lze očekávat od těchto strategií?  
Několik číselných ilustrací ..... IV-16

I-1 Ziskovost programů na straně poptávky ..... IV-26

I-2

I-3

## V. Výpočet nevynaložených nákladů: zásady

I-5 Problematika měření při aplikaci kritérií ekonomické efektivnosti ..... V-1

Přehled přístupů při výpočtu nevynaložených nákladů ..... V-2

Nevynaložené náklady na energii ..... V-3

II-1 Krátkodobé nevynaložené náklady na výkon ..... V-4

II-2 Dlouhodobé nevynaložené náklady na výrobu elektřiny a výkon ..... V-5

II-5 Náklady na distribuci nevynaloženého zatížení ..... V-7

II-9 Použití nevynaložených nákladů pro ocenění výnosů  
I-11 programu na straně poptávky ..... V-8

## VI. Literatura

vky

II-1

II-3

II-5

### Seznam tabulek

II-8

II-9

Tabulka II-1 Průběh ročních úspor u obyvatelstva v Michiganu, rok 2005: diskontní sazba 7 %

Tabulka II-2 Implicitní reálné diskontní sazby (%/rok)

Tabulka III-1 Přehled hledisek ekonomické efektivnosti

V-2

Tabulka IV-1 Dopady využívání alternativních zdrojů na sazby a očekávané příjmy

V-5

Tabulka IV-2 Souhrn variant pro stanovení sazeb

V-6

## Seznam obrázků

- Obrázek II-1 Zdroje na straně poptávky u obyvatelstva v Michiganu, 1985-2005
- Obrázek II-2 Křivka ročních úspor elektřiny u obyvatelstva v Michiganu, rok 2005
- Obrázek V-1 Vztah mezi krátkodobými nevynaloženými náklady na energii, dlouhodobými nevynaloženými náklady na výkon a průměrným příjmem
- Obrázek V-2 Ekonomická rotprostředěná sazba, vyrovnání a pevná sazba

Law  
podj  
což j  
jaký.

elek  
spol

Ame  
někt

soub  
s ná:

elek  
lidí z  
přípr  
SEV  
a jet

**Pozn**

je je  
každ  
musí  
mate  
že ne  
odbc  
který  
Česk  
term  
konk  
vypra  
při s  
nejče  
vysvě

ener;

## Poděkování

Tuto příručku poprvé napsal v roce 1988 Florentin Krause a Joseph Eto z Lawrence Berkeley laboratoře v Berkeley, Kalifornie. Příručka byla připravena s podporou amerického ministerstva energetiky pro Národní asociaci komisařů pro řízení, což je americká státní organizace vládních úředníků pověřených řízením veřejných služeb, jakými jsou rozvodné elektrárenské závody a plynárenské závody.

05 Příručka se poprvé objevila pod titulem Plánování minimálních nákladů v  
ok elektrárenských společnostech: Příručka pro komisaře veřejných elektrárenských  
společností, svazek 2.

Pro lepší použití této příručky v Československu připravil Marc Ledbetter z  
ji, American Council for Energy-Efficient Economy několik malých změn, včetně připojení  
/m některých nových materiálů.

Většina materiálů je od původních autorů. Byla vydána a doplněna s jejich  
souhlasem, ale bez jejich posouzení. Názory zde vyjádřené nejsou tudíž nezbytně totožné  
s názory původních autorů.

Tato příručka také zahrnuje některé materiály z Příručky pro komisaře veřejných  
elektrárenských společností, svazek 1, která byla napsána v roce 1988 velkou skupinou  
lidí z komisí veřejných energetických společností. Tato československá verze příručky byla  
připravena na základě požadavku pražského Střediska pro efektivní využívání energie,  
SEVEN. Čtenáře zajímající se podrobněji o SEVEN odkazujeme na popis činnosti SEVEN  
a jeho aktivit na zadní straně příručky.

### Poznámka pro čtenáře:

Tato příručka pojednávající o least-cost planning, plánování minimálních nákladů,  
je jedním z prvních československých materiálů pojednávajícím o tomto tématu. Jako u  
každého nového oboru, je i v tomto případě velmi důležitá používaná terminologie, která  
musí být co nejpřesnější a zároveň stručná a dostatečně výstižná. Při překladu tohoto  
materiálu jsme se snažili používat v maximální míře české výrazy. Jsme si vědomi toho,  
že ne vždy se nám podařilo najít nejvýstižnější termíny. Prosíme proto čtenáře z řad naší  
odborné veřejnosti, aby měli při čtení této příručky na mysli, že to je pracovní materiál,  
který má mimo jiné za cíl vyprovokovat diskusi o plánování minimálních nákladů v  
Československu a postupně napomoci k vytvoření dobré, všeobecně srozumitelné  
terminologie. Uvítáme proto jakékoli připomínky k obsahu, použitým termínům i  
konkrétnímu překladu určitých částí příručky. Po shromáždění všech připomínek chceme  
vypracovat konečnou verzi této příručky, která by se pak mohla stát jakýmsi základem  
při studiu problematiky least-cost planning. Pro rychlou orientaci vkládáme i přehled  
nejčastěji používaných termínů v originále a jejich překlad do češtiny se stručným  
vysvětlením významu.

Veškeré připomínky adresujte, prosím, na adresu Střediska pro efektivní využívání  
energie, SEVEN, Slezská 9, 120 29 Praha 2, telefon (2)-256 104, fax (2)-258 556.

# I. ÚVOD

## Proč je plánování minimálních nákladů důležité pro Československo?

Konstatovat, že radikální sociální a ekonomické změny probíhající v ČSFR představují pro elektroenergetický průmysl velice náročné úkoly, je mírné vyjádření. Snad pouze s výjimkou komunistického převratu v roce 1948 nebylo potřeba provést v elektrárnách takových změn a v tak krátkém čase. Z mnoha komplexních a obtížných okolností, které vytvářejí situaci, ve které je třeba změny provést jich existuje několik, které jsou námětem této příručky.

Za prvé budoucí úroveň hospodářské činnosti, pokračující podpora energeticky náročného průmyslu, nové požadavky na životní prostředí a budoucí struktura elektrárenství jsou krajně nejisté a činí budoucnost elektrárenství a odběr elektřiny značně nejasnou. Pracovat v tak nejisté atmosféře bude vyžadovat předvídatelnost, trochu štěstí, ale nejvíce ze všeho způsob energetického plánování zahrnující nejistoty.

Za další je potřeba modernizovat československý průmysl a hospodářskou infrastrukturu tak, aby mohla soutěžit na volném trhu v mezinárodní soutěži. Jedním z velice důležitých rysů modernizace je potřeba zlepšit energetickou efektivnost. Na základě spotřeby energie na jednotku objemu produkce má ČSFR mezi zeměmi průmyslového světa nejnižší efektivnost. Pro úspěšnou konkurenci západnímu průmyslu se bude muset stát československý průmysl a celá ekonomika mnohem více energeticky efektivní.

Potřeba modernizovat průmysl a hospodářskou infrastrukturu také vytváří obrovské požadavky na investice a devizy. Jako ostatní průmysl, i elektrárenství potřebuje být modernizováno a potřebuje rozsáhlé infúze zahraničního kapitálu pro efektivní podnikání v přijatelném životním prostředí. A jako ostatní průmysl, musí i elektrárenství opatrně a efektivně využívat zahraniční kapitál, protože využívání tohoto kapitálu je velké zatížení pro československou ekonomiku.

Jinou okolností v kontextu změn elektrárenství je velikost a vážnost problémů životního prostředí, způsobená výrobou a užitím energie v ČSFR. Tato zatížení životního prostředí nutně vyžadují jak v elektrárenství tak v zemi celkově prudce snížit úroveň znečištění. Finanční břemeno reprezentující tuto odpovědnost je tak značné, že k němu musí být přistupováno uváženě, s ohledem na maximalizaci přínosů v oblasti životního prostředí na každou investovanou korunu.

ČSFR má ekologickou zodpovědnost nejen vůči sobě, ale také k světu. V posledních letech se stalo všeobecně zřejmým, že činnosti člověka ovlivňují globálně životní prostředí světa. Mezi tyto celosvětové problémy životního prostředí patří hrozba globálního oteplení, jejíž řešení je největším úkolem pro elektrárenství ČSFR. Spolu s

ostatními národy světa musí ČSFR velice zodpovědně posoudit snížení svých skleníkových emisí, především oxidu uhličitého.

Tyto čtyři okolnosti - nejistoty, potřeba stát se více ekonomicky efektivní a konkurenční, ekonomické břemeno zahraničních půjček a potřeba snížit emise - dokládají potřebu změny v československém elektrárenství, změnu v jeho řízení. Tato příručka nabízí, podle našich názorů, atraktivní a přiměřený systém pro tuto změnu, a to koncepci plánování minimálních nákladů (least-cost planning, LCP). Stručně řečeno: Plánování minimálních nákladů (least-cost planning, LCP) je přístupem v plánování elektrárenských společností, který rozšiřuje prostředky, kterými je možné zajistit požadavky ze strany poptávky, na možnosti úsporných opatření a řízení poptávky u odběratele. Tento přístup může prudce snížit náklady, zvýšit flexibilitu a redukovat ekologické dopady spojené s poskytováním energetických služeb. LCP využívá množství ekonomických testů a postupů, které, jsou-li správně použité, jsou přínosem pro elektrickou bilanci a maximalizují cíle spolehlivosti, flexibility, ekonomické efektivity a ochrany životního prostředí.

LCP je komplexním systémem, který je doposud podrobován mnoha změnám. V USA, kde byla tato koncepce poprvé vyvinuta a realizována, elektrárenské společnosti a řídicí komise rychle vyvíjejí stále nové postupy a metody, zvláště proto, aby se plány minimálních nákladů stávaly pro elektrárenské společnosti více ziskové. Protože je plánování minimálních nákladů v mnoha směrech velmi výhodné, jeho používání se rychle rozšiřuje. Je široce používáno v severní Americe a začíná se užívat i v Evropě a v jihovýchodní Asii.

### **Jaké jsou hlavní součásti plánu minimálních nákladů?**

LCP obvykle obsahuje řadu diskrétních kroků. Ačkoli existuje mnoho rozdílů v realizaci LCP, většina postupů zahrnuje následující společné kroky:

1. Určení cílů plánu (např. spolehlivé služby, minimální vlivy na životní prostředí, nízké náklady na udržování životního prostředí, zajištění špičkového odběru při efektivních nákladech a rozumné ceny pro odběratele elektřiny).
2. Vypracování jedné nebo více prognóz zatížení.
3. Stanovení plánovaných kapacit pro každý rok.
4. Stanovení potřebných zdrojů (např. paliv, elektrárenská kapacita, způsobilost sítí, zvládnutí přenosového zatížení snížení odběru) je nezbytné k zvládnutí rozdílu mezi očekávaným zatížením a výrobními kapacitami.
5. Určení všech zdrojů v konsistentní podobě.
6. Výběr nejnadějnější volby pro vytvoření efektivního, pružného a citlivého plánu.



7. Integrace metod dodávek elektřiny s metodami řízení a usměrňování odběru.
8. Tvorba scénářů konfrontující soubor s možnými ekonomickými, ekologickými a sociálními okolnostmi.
9. Vyhodnocení ekonomických a technických charakteristik každého souboru podle jednotlivých scénářů.
10. Provést rozbor nejasností spojených s každým možným plánem postupu.
11. Vytřídění alternativ s cílem vyloučení nevhodných možností.
12. Uspořádat pořadí alternativních plánů.
13. Analýza každé alternativy z hlediska efektivnosti nákladů, a to z různých perspektiv (např. z hlediska elektrárenské společnosti, různých skupin poplatníků a společnosti).
14. Přehodnocení alternativ při zvážení ekonomických, ekologických a společenských faktorů.
15. Výběr realizačního plánu, který nejvíce vyhovuje plánovaným záměrům.
16. Vypracování akčního plánu.
17. Realizace akčního plánu.
18. Sledování a zhodnocení činnosti elektrárenské společnosti realizující plán a pokud je třeba, pružná změna plánu.

spol  
fore

Slev

efek  
při  
Nap  
1-2  
čtve:  
ohří  
USI

Nák

budc  
uspc  
jako  
spol  
polo  
od 0

Prog

### **Plánování minimálních nákladů a řízení poptávky**

Pro ČSFR je jednou z nejneobvyklejších částí plánování minimálních nákladů (LCP) závislost tohoto plánování na úsilí modifikovat a redukovat odběr elektřiny, také označovanou jako demand-side management (DSM), t.j. řízení na straně poptávky. Námět DSM je tak komplexní a rozsáhlý, že by měl být předmětem samostatné příručky, ale zde je velmi stručně podán, takže čtenáři této příručky, kteří ho neznají, mají možnost alespoň všeobecného přehledu zmíněného řízení poptávky - DSM.<sup>1</sup>

záka  
pově  
konc  
špičl

Přír

DSM se obvykle odvolává na programy sponzorované elektrárenskými

<sup>1</sup> Termíny DSM, šetření a řízení zatížení (C&LM) jsou všeobecně používány, aby zaznamenaly tutéž věc. DSM a C&LM jsou používány vzájemně zaměnitelně v této příručce.

elek  
pers  
služe

společnostmi modifikace a snížení odběru elektřiny<sup>2</sup>. Tyto programy mohou mít mnoho forem. Některé nejběžnější jsou uvedeny níže:

#### Slevy poskytované elektrárenskými podniky na koupi efektivního zařízení

Elektrárenské společnosti mohou ovlivnit zákazníky při nákupu energeticky efektivnějšího zařízení, neboť mohou nabídnout zákazníkům peněžitou prémii nebo slevu při nákupu zařízení, které vyhovuje předem specifikované minimální výšší účinnosti. Např. Wisconsin Electric Power nabídla následující slevy v roce 1988: 1-2 USD za energeticky úspornou zářivku, 5 USD za kompaktní zářivku, 0,50 USD za čtvereční stopu termoregulačního okenního potahu, 250-650 USD za tepelné čerpadlo ohřivačů vody, 250 USD za ušetřený kW ve vysoce efektivních chladičích vody a 4,50-7,50 USD za kW úsporu u energeticky efektivních elektrických motorů (Geller, 1989).

#### Nákup úspor v nabídkovém řízení

V tomto druhu programu elektrárenské společnosti přijímají nabídky majitelů budov, průmyslu nebo nezávislých společností na provedení projektů úspor. Tyto nabídky uspořené elektřiny jsou potom vyhodnocovány a je postupováno podobným způsobem, jako u nabídek od nezávislých výrobců elektřiny. V jednom z takových programů řízeném společností Central Maine Power, Maine, USA, byla nabízejícím poskytnuta úhrada poloviny původních nákladů projektů úspor, které způsobují, že uvedená společnost platí od 0,01 - 0,02 USD za ušetřenou kWh (Geller, 1989).

#### Programy půjček

Některé společnosti nabízejí půjčky s nízkými nebo nulovými úroky k podpoře zákazníků koupit si energeticky účinné zařízení nebo chránit své budovy před povětrnostními vlivy. Společnost The Tennessee Valley Authority v USA uzavřela do konce roku 1984 celkem 500.000 takových půjček, jejichž výsledkem bylo snížení zimní špičkové poptávky o 600 MW (3 %) (ACEEE, 1987).

#### Přímé instalace

---

<sup>2</sup>DSM je také občas používána s odvoláním na programy určené na zvýšení poptávky elektroenergie, ale jak je diskutováno v části IV této příručky, z hlediska společenské perspektivy, tato strategie obvykle zvyšuje náklady poskytovaných elektroenergetických služeb.

Přímé instalace se vztahují na elektrárenskou společnost nebo na jednoho z jejích dodavatelů instalující měřidla úspor v zařízeních zákazníka. Je příznačné, že za tyto instalace jsou účtovány vlastníku zařízení buď nízké nebo žádné náklady. Tento typ programu je používán v tržních oblastech, které jsou obtížně dosažitelné prostřednictvím jiných typů úsporných programů, např. u domácností s nízkými příjmy.

### Technické služby

Zákazníkům se často nedaří dosáhnout výhod možných úspor pro technické obtíže spojené se zkoumáním variant, nákupem zařízení a jeho instalací. Společnosti mohou pomoci překonat tento typ bariér nabídkou speciální pomoci zákazníkům ochotným investovat do úspory energií. Tyto služby jsou často nabízeny zákazníkům za nízké nebo nulové ceny.

### Přímá regulace zatížení (HDO)

Mohou být instalována zařízení např. na elektrických ohřivačích vody nebo klimatizaci, která reagují na radiový nebo elektrický signál vyslaný z elektrárenské společnosti. Společnost může pak redukovat poptávku během období špičkového odběru přechodným vypínáním různého počtu těchto zařízení.

### **Je struktura elektrárénství v ČSFR vhodná pro LCP?**

Struktura elektrárenského průmyslu v USA je přirozeně zcela odlišná od československé. Je možno se ptát, jestli struktura průmyslu v ČSFR je vhodná pro plánování minimálních nákladů (LCP). S budoucí nejasnou strukturou československého průmyslu je těžké tuto otázku zodpovědět. Nabízíme zde však některé úvahy, jak může LCP fungovat v rámci existující struktury a jak by budoucí struktury mohly ovlivnit atraktivnost LCP.

V současnosti existují dvě státní společnosti odpovědné za výrobu a přenos: České energetické závody (ČEZ) a Slovenský energetický podnik (SEP). Výroba a přenos jsou koordinovány státním řídicím centrem. ČEZ poskytuje energii osmi regionálním státním rozvodným společnostem a SEP třem regionálním společnostem. Sazby za elektřinu jsou stanoveny federálním ministerstvem financí a energetická politika je řízena republikovými ministerstvy hospodářství.

Existuje několik způsobů, kterými může LCP fungovat v rámci dané struktury, ale základním předpokladem je to, že odpovídající množství výnosů z investic na straně poptávky plyne těmto investorům. Má-li rozvodná společnost investovat do energeticky úsporných zařízení svých zákazníků, musí mít záruku, že hospodářské výhody prokáží dostatečnou rentabilitu těchto investic, takže investování do úspor se stane ekonomicky

atraktivní. Jestliže břímě investic dopadá na rozvodnou společnost, zatímco se na výnosech z těchto investic podílejí i elektrárny a jiné rozvodné společnosti, pak taková rozvodná společnost bude mít nižší zájem investovat do zdrojů na straně poptávky.

Jedním z hlavních důvodů vzniku tohoto problému je, že velká část výnosů z investic na straně poptávky se objevuje v podobě nevynaložených nákladů na výrobní kapacitu. Ty se objevují především na straně výroby a rozvodné společnosti by mohly získat jen velmi omezenou část z příjmů při uplatnění výnosných úsporných programů. Na zbytku zisku se podílejí výroba a ostatní rozvodné společnosti systému.

Abychom se vyhnuli tomuto problému, musí systém fungovat jako celek, dokonce s nezávislými společnostmi uvnitř systému. Jestliže se náklady a zisky pohybují v systému tak, že každý subjekt systému obdrží příslušný výnos z realizace LCP, potom je hlavní překážka pro uplatnění LCP odstraněna.

Jednou z metod, při které by systém mohl tímto způsobem probíhat, je příprava plánu minimálních nákladů výrobními a rozvodnými společnostmi. Každé rozvodné společnosti by měly být nabídnuty stimulační tarify k spoluúčasti, nebo alternativně tarify postihu za neúčast. Elektrárna by mohla poté nabídnout investiční kapitál pro každou zúčastněnou rozvodnou společnost s jejími programy na straně odběru, který by mohl snížit náklady této rozvodné společnosti (jejího programu rozvodu) na úroveň souměřitelnou s očekávanými výnosy z programů. Investice elektrárny by byla podobná nové výrobní investici při rozšíření výroby.

Jiným způsobem, kterým by systém mohl působit jako celek, by byla možnost každé rozvodné společnosti ucházet se o právo uzavřít kontrakt s elektrárnou na služby na straně odběru. Celkové investiční náklady na straně dodávky by nesla výrobní společnost a byly by zahrnuty do nákladů systému při výpočtu energetických tarifů. Výrobní společnosti by získaly ze snížené potřeby investovat do nových a stávajících výrobních zařízení. Rozvodné společnosti by získaly výhody z provozu výnosných rozvodných programů, které by šetrní odběratelé shledali atraktivní.

Ať již bude přijata jakákoli struktura budoucího energetického průmyslu v ČSFR a bude-li nalezen jakýkoli vhodný způsob realizace LCP, je důležité, aby struktura a realizace umožnila dostatečný tok nákladů a výnosů v plánování minimálních nákladů k zajištění rozdílné a spravedlivé distribuce výnosů. Jestliže výnosy LCP budou omezeny pouze na část systému, je pravděpodobné, že systém bude působit společensky neefektivně.

## II. Princip programů na straně poptávky

### Zdroje na straně poptávky a konvenční ekonomický model

Zdroje úspor na straně poptávky vytvářejí příležitost ke zvýšení efektivity zajištění energetických služeb, jejichž výhody nejsou na trhu plně využívány. K využití zdrojů na straně poptávky jsou zapotřebí speciální programy, které se pokoušejí mobilizovat ekonomicky efektivní úspory elektrické energie a snížit spotřebu během maximálního zatížení. Bez takových programů by se ekonomicky efektivní úspory neobjevily nebo by byly realizovány teprve se značným zpožděním, ale v žádném případě by se s nimi nemohlo počítat, což by donutilo veřejné podniky budovat drahé rezervní kapacity a způsobilo by to i vyšší ceny energie.

#### *Konvenční ekonomický model*

S použitím klasické ekonomické teorie není existence zdrojů na straně poptávky v žádném případě zcela evidentní. Podle konvenčního modelu dokonale fungující tržní ekonomiky budou spotřebitelé sami investovat do ekonomicky efektivních úspor a řízení zatížení, přičemž budou motivováni svým vlastním zájmem. Budou srovnávat alternativní volby investic jako jsou úspory, akcie a obligace a ostatní příležitosti a vyberou si pro investice všechny energeticky efektivní opatření, které poskytují stejnou nebo lepší míru návratnosti než je dosažitelná u ostatních typů investic. To bude mít za následek investiční poptávku v přiměřené rovnováze s celkovou mírou návratnosti kapitálu, které je celkově dosahováno v ekonomice.

Tento model tvoří tradiční pohled na sektor energetiky, podle kterého nedostatečná efektivnost na straně poptávky (a proto zdroje na straně poptávky) existují hlavně z důvodů nesprávných cenových signálů. Toto soustředění pozornosti na ceny platí za předpokladu, že spotřebitelé energie:

- se řídí při volbě investice hlavně hlediskem ekonomické ceny,
- reagují na jakékoli cenové signály, které získají z úrovně investic na straně poptávky, která je shodná s průměrnou návratností kapitálu v ekonomice jako celku.

Zkreslení cenových signálů je obvykle příznakem takových faktorů jako je opomenutí vnějších vlivů (nebo spíše obtížně kvantifikovatelných nákladů), subvencí nebo nedostatečné konkurence mezi dodavateli. V elektrárenském sektoru představuje postup stanovení sazeb dodatečnou a specifickou překážku ke stanovování cen na základě marginálních nákladů (Landsberg 1979).

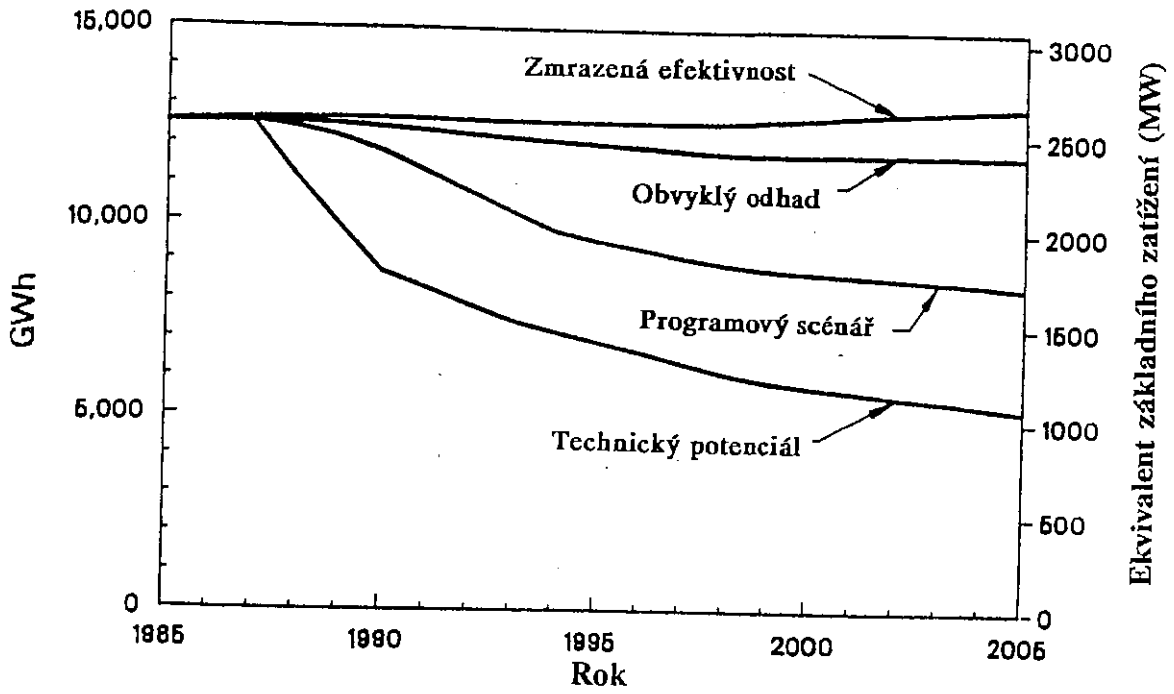
Z této cenově orientované perspektivy se zdá, že potřebný program, který by mobilizoval zdroje na straně poptávky, je cenová reforma, která by zakládala ceny na marginálních nákladech a době užití. Pouze tam, kde nedostatky ve stanovení sazeb brání jejich vyrovnání s marginálními náklady, by byly vyžadovány stimulační platby zákazníkům a velikost těchto pobídek by byla potom omezena rozdílem mezi průměrnou

GWh

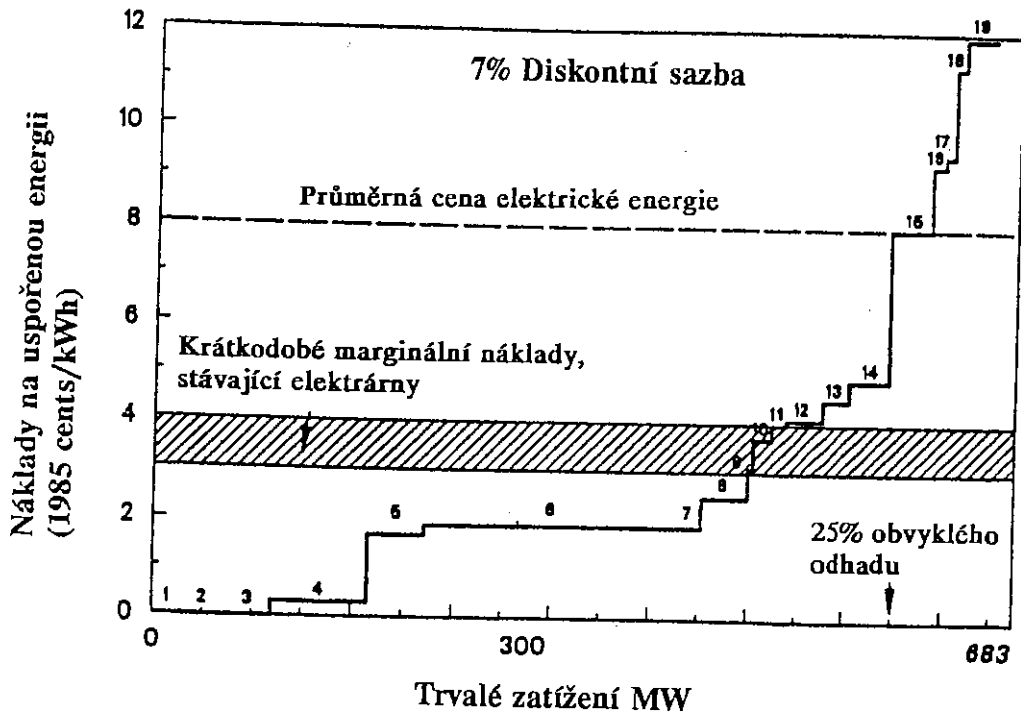
Obráz

Náklady na uspořeno energii  
(1985 cent. / kWh)

Obráze



Obrázek II-1. Zdroje na straně poptávky u obyvatelstva v Michiganu 1985 - 2005. Pramen: Krause a kol. 1987



Obrázek II-2. Křivka ročních úspor elektřiny u obyvatelstva v Michiganu, rok 2005. Pramen: Krause a kol. 1987

cenou a marginálními náklady.

### *Nedostatky konvenčního modelu*

Základem konvenčního modelu je předpoklad, že nedokonalost nebo překážky na trhu s elektrickou energií jsou zanedbatelné a ovlivňují pouze malou část odběratelů. Během poslední dekády však extenzivní výzkum<sup>1</sup> ukázal, že rozšíření efektivní technologie je vážně ohroženo mnoha jinými faktory než cenovým zkreslením, především institucionálními překážkami, těžkostmi, vnímáním rizika a omezeným přístupem ke kapitálu a informacím.

Důkazy o velkých nerealizovaných příležitostech pro ekonomicky efektivní investice na straně poptávky se získávají během výzkumu následujících tří otázek:

- 1) Jaká je průměrná energetická účinnost běžných nově budovaných domů a prodáváných spotřebičů ve srovnání s energeticky nejefektivnější a cenově efektivní technologií, zvláště v porovnání s ekonomicky nejefektivnějšími komerčně dosažitelnými modely?
- 2) Jaký druh návratnosti investic je očekáván zákazníky - explicitně nebo implicitně - když se rozhodují o investici do zvýšení účinnosti v konečné spotřebě?
- 3) Jaké specifické institucionální a sociálně-ekonomické faktory jiné než cena (pokud existují) ovlivňují nebo omezují toto investiční rozhodnutí?

V následující části jsou přehledně uvedeny nejdůležitějších zjištění z tohoto výzkumu.

### **Rozdíl v účinnosti**

Řada studií<sup>2</sup> zjistila nerealizovaný potenciál úspor elektrické energie v oblasti

---

<sup>1</sup> Viz například diskuse ve zprávě Stern a Aronson, 1984, Blumenstein a kol., 1980 a EPRI, 1987. Mnoho další literatury, ve které se diskutují a analyzují tyto problémy, je uvedena dále v oddílu, kde se diskutuje problematika doby splatnosti.

<sup>2</sup> Viz např. SERI (1980) pro všechny oblasti celé ekonomiky USA, Usibelli a kol. (1985) pro komerční sektor, Hunn, Rosenfeld a kol. (1986) pro domovní a komerční sektory, Geller a kol. (1986) a Krause a kol. (1987) pro domovní sektor. Údaje jsou založené na základních údajích z obslužných teritorií v Texasu, Kalifornii a Michiganu. Obdobné studie byly zpracovány pro střední Evropu. Např. viz Similar a kol. (1990), který se zabývá potenciálem energetické efektivnosti v Polsku, Schwarzkopf a kol. (1991), který vyhodnocuje potenciál pro energetické úspory v Československu.

konec  
energie  
techn  
techn  
dostu  
inžený  
plánc  
úspor

dostu  
Doko  
dosa  
chlazi  
nákla  
techn  
energ

konve  
ilustr  
4

elektr  
např.  
osobn  
konec

jako  
techn

3

ekonc  
způso  
1987).

4

MEO  
(Krau

5

odhad  
Michi

konečné spotřeby. Ačkoli se odhady mění, tyto studie se shodují v tom, že rozdíl mezi energetickou účinností průměrné nové investice a na trhu dostupné cenově efektivní technologie je značný. Tento rozdíl je dokonce ještě větší, jestliže mezi nejlépe dostupné technologie se zahrnují prototypy nebo zlepšovací opatření používající materiály již dostupné, odzkoušené elektronické komponenty a standardní, ale nerealizované inženýrské přístupy, které mohou vstoupit na trh během 10-20 letého období, tedy období plánovacího horizontu elektrárenských společností. U těchto opatření se očekávají úspory s dobrou ekonomickou návratností.

V severní Americe elektrárenské společnosti obvykle posuzují pouze komerčně dostupná a hromadně vyráběná zařízení nebo dobře zavedené speciální stavební postupy. Dokonce s tímto omezením stanovené potenciální úspory dle výše zmíněných analýz dosahují 50 % a výše v oblasti konečné spotřeby, jako jsou bytové a komerční osvětlení, chlazení, ohřev teplé vody atd. Z těchto technických analýz také vyplývá, že průměrné náklady na uspořeno energii<sup>3</sup> získanou z investic do těchto komerčně využitelných technologií na straně poptávky jsou často značně nižší než současné ceny elektrické energie.

Abychom pochopili, jak se určují zdroje na straně poptávky, je užitečné si popsat konvenční prognózu elektrárenské společnosti. Obr. II-1 ukazuje čtyři typy projektů, které ilustrují metodu použitou při nedávné studii plánování minimálních nákladů v Michiganu<sup>4</sup>.

Vrchní křivka označená jako "odhad zmrazené efektivnosti" plánuje požadavky na elektrickou energii za předpokladu, že nedojde vůbec k zlepšení technické účinnosti: např. vývoj poptávky je odvozen pouze rozvojem velikosti a počtu domácností, růstem osobních příjmů (nebo v průmyslovém sektoru ekonomickým růstem v tomto sektoru) a konečnou spotřebou a koncentrací technického vybavení.

Druhá křivka označená jako "obvyklý odhad" zahrnuje projekty zvýšení účinnosti jako funkci současných tržních trendů a ostatních známých faktorů jako je soupis technických norem účinnosti<sup>5</sup>.

---

<sup>3</sup> Náklady na uspořeno energii jsou kapitálové náklady a náklady na údržbu během ekonomické doby životnosti investice dělené úsporami energie (Meier 1982). Podobným způsobem je možno definovat náklady na úsporu špičkové energie, viz. (Krause a kol. 1987).

<sup>4</sup> Michiganská elektrizační variantní studie (Michigan Electricity Options Study - MEOS) 1987. Obrázek znázorňuje výsledky studie v bytovém sektoru předložené LBL (Krause a kol. 1987).

<sup>5</sup> Obvyklý odhad, zde znázorněný pro bytový sektor, byl zpracován na základě odhadů a návrhů technického personálu elektrárenské společnosti zúčastněných v Michiganském projektu MEOS - plánu minimálních nákladů a informací od Sdružení



Třetí křivka označená jako "programový scénář" vychází z téže předpovědi, ale předpokládá realizaci různých programů elektrárenských společností, které by urychlily a zajistily rozšíření efektivnějších technologií na straně poptávky. Křivka dodávek na obr. II-2 zahrnuje náklady na tyto programy.

Čtvrtá křivka označená jako "technický potenciál" znázorňuje hypotetickou poptávku, která by vyplynula z plného využití nejúspěšnějších zařízení a technologií, které jsou dostupné na trhu a které by byly použity při každé obměně zařízení ve stávajících a nových budovách. Náklady na tento technický potenciál jsou všeobecně rozříděny na obr. II-2, protože se však předpokládá plné rozšíření, jsou uváděné úspory dosažitelné v každém nákladovém stupni poněkud větší.

Jestliže by všichni odběratelé v domácnostech v Michiganu nakoupili nejlepší komerčně dostupnou technologii (technický potenciál), bude požadavek na elektrickou energii v domácnostech asi o 56 % nižší, než obvyklý odhad pro rok 2005 (viz. obr. II-1). To znamená, že by většina zákazníků využívala více energeticky úsporných modelů a technologií než ukazuje extrapolace současných nákupních a investičních tendencí. Nižší rozsah úspor, který by mohl být spolehlivě získán rozsáhlými podpůrnými programy byl stanoven na 29 %<sup>6</sup>. Jinými slovy, programy by mohly realizovat nejméně polovinou technického potenciálu. Tato nevyšoká čísla by mohla být zvýšena, jak ukazují zkušenosti z agresivních programů, které se opírají o přímé dodávky a instalaci zařízení bez finanční účasti spotřebitelů a dosahují rozšíření mezi spotřebitele až na 85 - 90 % během několika týdnů až dvou let.<sup>7</sup>

Nákladová struktura zdrojů na straně poptávky založená na společenské diskontní sazbě a vyjádřená v centech na ušetřené kWh je zobrazena na obr. II-2. Obrázek znázorňuje křivku dodávek z úspor energie v bytovém sektoru v Michiganu. Jsou to náklady na kWh z realizovaných opatření a programů, které předpokládá programový

výrobci bytových aplikací (AHAM). To zahrnuje očekávané úspory z realizace technických norem efektivnosti (National Appliance Efficiency Standards, 1987).

<sup>6</sup> Tento odhad vylučuje úspory elektrické energie, které by mohly být efektivně získány přechodem ohřevačů vody, kamen a sušáren na plynové palivo. Technický potenciál těchto záměn paliv je odhadnut přibližně tak velký, jako je potenciál všech elektroenergetických opatření použitých ve scénáři úspor. Zvláště v případě vaření mohou zájmy zákazníků zamezit plnému využití tohoto potenciálu. Velký rozsah potenciálních zdrojů souvisejících se záměnou paliva ukazuje, že rámec plánování minimálních nákladů by měl být rozšířen i na jiná paliva než je elektrická energie.

<sup>7</sup> Jako příklad je možno uvést bytové programy v Hood River, které byly zvláště navrženy k testování rozdílu mezi technickým a v programu navrženým potenciálem. (Hirst a kol. 1989) a řada programů v osvětlovací technice (Krause a Vine, 1989).

scénář dle obr. II-1.<sup>8</sup>

Křivka dodávek na obr. II-2 objasňuje velký rozdíl mezi náklady většiny opatření na straně poptávky a současnými americkými cenami elektřiny v bytovém sektoru - okolo 8 centů/kWh (přerušovaná křivka). Obrázek také znázorňuje pásmo nákladů pro krátkodobé marginální náklady vyráběné energie z existujících základních a špičkových elektráren, které dosahují 3-4 centy/kWh (včetně ztrát ve vedení). Všimněme si, že velká část (asi 70 %) zdrojů na straně poptávky stojí méně než provoz stávajících výroben. Průměrné náklady tohoto podílu křivky dodávek jsou značně nižší než náklady na výrobu elektrické energie ze stávajících základních elektráren. Tabulka II-1 poskytuje řadu číselných údajů o průměrných nákladech každého hlavního úseku křivky dodávek a průměrné celkové náklady na zdroje na straně poptávky. Jak je možno vidět na obr. II-2, průměrné celkové náklady na zdroje na straně poptávky (včetně režijních a administrativních nákladů) jsou 2,9 centů/kWh při 7 % podnikové diskontní sazbě. Pro část křivky dodávek, která klesá pod pásmo krátkodobých marginálních nákladů, dosahují průměrné náklady 1,4 centů/kWh (Krause a kol. 1987).

Povšimněte si, že pro Spojené státy je 7 % reálná diskontní sazba nepříznivým předpokladem pro investice na straně poptávky, poskytující ekvivalentní míru návratnosti ve využívání elektrárenských investic pouhou realizací kmenového kapitálu. Financování úvěru a AFUDC podstatně redukuje aplikovatelnost průměrné diskontní sazby. Např. při 3 % reálné diskontní sazbě jsou průměrné náklady na křivce dodávek pouze 2,0 centy/kWh. Část, která poklesne pod práh 3,0 centy/kWh, dosáhne 75 % všech úspor a průměrná cena úspor energie v této části se dostává na 1,1 centu/kWh.

Je nutno připomenout, že tyto výsledky v Michiganu jsou nejlepší inspirativní výsledky, které by bylo možno očekávat v ostatních oblastech USA. Nemohou být automaticky přenášeny do ostatních států nebo zemí. Ostatní oblasti se mohou podstatně lišit v podnebí, typech budov, statistické váze (podílu) konečné spotřeby, cenami technického vybavení a mzdovými náklady. Z těchto důvodů by kvantifikace zdrojů na straně poptávky a jejich nákladová struktura měly vždy odrážet reálné podmínky v každé oblasti.

### Rozdíly v době návratnosti kapitálu (Payback gap)

Tato zjištění poukázala na pomalé pronikání komerčně dosažitelných energeticky úsporných technologií do oblasti staveb a zařízení i přes vysoce výhodné přínosy z úspor energie. Tento nesoulad může souviset s rozdílem v přístupu k době návratnosti investic, např. rozdílem mezi ekonomickými kritérii používanými dodavateli energie a spotřebiteli

<sup>8</sup> Údaje o nákladech zahrnují úplné náklady na investici na straně poptávky plus administrativní náklady na provedení programů, ekvivalent nákladů na zdroje na straně poptávky pro poplatníky, jestliže poplatníci poskytovali slevu pokrývající úplné mimořádné prvotní náklady při výběru vyšší efektivity v investicích na straně poptávky.

Tabulka II-1: Průběh ročních úspor u obyvatelstva v Michiganu, rok 2005, diskontní sazba 7%

Pořadí	Použité zařízení	Roční úspory podle obvyklého odhadu [GWh]	Celkové náklady na uspořenou energii [cent/kWh]
1	Klimatizace	114	0.0
2	Teplovzdušné topení	173	0.0
3	Programovatelné termostaty	191	0.0
4	Úsporné sprchy & vodovodní kohoutky	385	0.3
5	Druhé jednotky	226	1.7
6	Osvětlení	1123	1.9
7	Izolace stávajících budov, krok 1	13	2.3
8	Chladničky, norma 1992	189	2.5
9	Ledničky s automatickým odmrazováním, jednoduchá opatření	20	3.1
10	Izolace nových budov, krok 2	83	3.7
11	Izolace stávajících budov, krok 2	52	4.0
12	Chladničky, jednoduchá opatření	149	4.1
13	Pračky	112	4.5
14	Ledničky s ručním odmrazováním	162	4.9
15	Účinné ohřívače vody	168	8.0
16	Chladničky, norma 1992, jednoduchá opatření	51	9.3
17	Izolace stávajících budov, krok 3	36	9.5
18	Programy pro domácnosti s nízkými příjmy	38	11.3
19	Izolace nových budov, krok 3	124	11.9
	Všechna opatření s náklady:		
	< 3 centy/kWh	2214	1.4
	3-4 centy/kWh	155	3.7
	> 4 centy/kWh	840	7.1
	Všechna opatření celkem	3408	2.9

ener

nejst  
návr  
ome:  
stejn  
jev n  
použ

růstu  
doda  
dlouh  
inves  
splac  
asym  
poža  
pods  
spotř

poso  
v cen  
disko  
7 cer  
Tabu  
doby  
život  
let.

ek. ži  
možn  
této c  
tzn. v  
centů

9

a Arc  
efekt  
Stern  
1984.  
Rene  
zkuše  
požac  
ASE

energie. Termín "payback gap" byl poprvé zaveden Cavanaghem (1983).

Z rozsáhlých průzkumů způsobů investování zákazníkem vyplývá, že zákazníci nejsou všeobecně odhodláni investovat do oblasti konečné spotřeby, dokud doba návratnosti není velmi krátká - od šesti měsíců do 3 let. Kromě toho toto chování není omezeno jen na domácnosti. Obchodní a průmysloví zákazníci samozřejmě požadují stejně dlouhou nebo dokonce kratší dobu návratnosti, někdy dokonce pouhý měsíc. Tento jev nezávisí pouze na sektoru zákazníků, ale také na speciálním konečném využití a používaných technologiích.<sup>9</sup>

Krátkodobé hledisko odběratelů energie naopak vede k přemrštěným požadavkům růstu a nutí elektrárenské společnosti vynaložit kompenzační investice na straně dodavatele. Investice amerických elektrárenských podniků jsou nicméně založeny na dlouhodobém plánování s reálnou mírou návratnosti v blízkosti 5 - 7 % v případě vlastní investice a asi 2 - 4 % úvěrově financovaných investic. Očekává se, že investiče budou splaceny v období 10 -20 let nebo více. Rýsuje se tak celkový obrázek, který je velmi asymetrický: je značný rozdíl mezi kritérii ekonomické efektivity investic, které požaduje dodavatel energie a odběratel. Velikost této asymetrie je taková, že vyváží jinak podstatné rozdílné požadavky na návratnost investiče mezi skupinou zákazníků, konečnou spotřebou a technologií.

Pro ilustraci tohoto rozdílu v době návratnosti na více konkrétních údajích, posoudíme typický příklad efektivního chladicího zařízení, které poskytuje úsporu energie v ceně 2,5 centu/kWh (za předpokladu 20 leté doby životnosti a 3 % podnikové reálné diskontní sazby). Srovnáním s průměrnou americkou sazbou za elektrickou energii cca 7 centů/kWh učiní náklady na úsporu energie 2,5 centu/kWh tento model výhodným. Tabulka II-2 znázorňuje vztah mezi mírou návratnosti a dobou splatnosti jako funkci doby životnosti investice (Wisconsin PSC 1985, Plunkett 1988). Pro dvacetiletou dobu životnosti investice zjistíme 3,1 % diskontní sazbu, což je ekvivalentní době splatnosti 15 let.

Nyní uvažujme, že zákazník implicitně požaduje dvouletou dobu návratnosti (doba ek. životnosti je 15 let). Opět použijeme tabulku II-2. Jak je vidět, pro tyto zákaznky je možno implicitně použít diskontní sazbu 64 % pro investici do chladicího zařízení. Při této diskontní sazbě je cena úsporené energie vyšší v poměru ke kratší době návratnosti, tzn. vyšší 7,5 (= 15/2) krát. Z toho vyplývá cena uspořené energie cca  $2,5 \times 7,5 = 18,8$  centů/kWh. To je více než 2x vyšší cena než průměrná americké sazba za elektrickou

<sup>9</sup> Pro všeobecný přehled viz např. Train 1985, CPUC 1984, Hirst a kol. 1983, Stern a Aronson 1984, Kempton a Neimann 1987, Stobaugh a Yergin 1981. Pro energeticky efektivní investice v obytných budovách viz Corum a O'Neal 1982, Vine a kol. 1987, Stern a kol. 1986, Oster a Quigley 1978. Pro aplikace u obyvatelstva viz Ruderman a kol. 1984. Pro komerční sektor viz Barker a kol. 1986, Manitoba Conservation and Renewable Energy Office 1984, Rosenfeld a de la Moriniere 1987 a EPRI 1987. Poslední zkušenosti s úspornými opatřeními při osvětlování v komerčním sektoru ukazují požadavky jednoměsíční doby návratnosti (Wellingshoff 1988). Pro průmyslový sektor viz ASE 1987.

Tabulka II-2. Implicitní reálné diskontní sazby (%/rok)

Doba návratnosti	Životnost investic								
	[roky]	3	5	7	10	15	20	25	30
1	146.5	159.8	161.5	161.8	161.8	161.8	161.8	161.8	161.8
1 1/2	68.4	87.3	91.2	92.3	92.5	92.5	92.5	92.5	92.5
2	33.5	55.5	61.3	63.5	64.0	64.0	64.0	64.0	64.0
2 1/2	13.3	37.2	44.4	47.6	48.6	48.8	48.8	48.8	48.8
3	0.0	25.1	33.4	37.5	39.0	39.3	39.3	39.3	39.3
4		9.7	19.4	24.9	27.5	28.1	28.3	28.3	28.3
5		0.0	10.7	17.2	20.7	21.6	21.9	22.0	22.0
6			4.6	11.9	16.0	17.3	17.8	18.0	18.0
7			0.0	7.9	12.6	14.2	14.8	15.1	15.1
8				4.7	9.9	11.8	12.6	12.9	12.9
9				2.2	7.8	9.9	10.8	11.2	11.2
10				0.0	6.0	8.3	9.3	9.9	9.9
12					3.1	5.8	7.1	7.7	7.7
15					0.0	3.1	4.6	5.5	5.5
20						0.0	1.9	3.0	3.0

Zdroj: Plunkett (1988)

ener.  
7 cen  
ušetř

dost:  
ceno  
prům  
sazb  
52,5

založ  
s pro  
hodl

Trh

ústa  
mikr  
ačkc  
srov.

energii. Jinak řečeno: při dvouleté době návratnosti, kdy platí zákazník průměrnou sazbu 7 centů/kWh, se spotřebitel pravděpodobně vzdá opatření na straně poptávky při ceně ušetřené energie více než  $7/7,5 = 0,9$  centů/kWh.

Předpokládejme, že političtí činitelé chtějí vytvořit takové cenové signály, které dostatečně stimulují k efektivním investicím s dvouletou dobou návratnosti, tak, aby byly cenově efektivní z perspektivy elektrárenského podniku ve srovnání s běžnými průměrnými požadavky na návratnost kapitálu (opět předpokládejme 7 % diskontní sazbu). Aby se toho dosáhlo, je třeba aby se objevily cenové signály na úrovni  $7 \times 7,5 = 52,5$  centů/kWh.

Tato čísla ukazují, proč rozdíl v očekávané době návratnosti vytváří politiku založenou pouze na cenách nedostatečně efektivní, dokud tato politika není kombinovaná s programy, které ovlivňují trh a institucionální bariery, kterým musí čelit zákazník hodlající ekonomicky racionálně investovat.

### Trh a institucionální bariery

Důvody tohoto rozdílu v době návratnosti<sup>10</sup> našlo detailní šetření výzkumných ústavů a elektrárenských podniků. Šetření odhalila kompletní síť činitelů a omezení na mikro-úrovni, které se značně odlišují podle skupin zákazníků a druhu konečné spotřeby, ačkoliv jejich dopad na předpokládanou diskontní sazbu je vcelku všeobecný a srovnatelný co do velikosti. Mohou být rozlišeny následující faktory:

- *Rozdělení stimulů.* Představme si, že uživatelé energie sledují tutéž dlouhodobou ekonomickou racionalitu, která je používána elektrárenskými společnostmi a ostatními dlouhodobými investory, dále že jsou dobře informováni a mají přístup ke kapitálu, mají možnost testovat rizika efektivních technologií a uspokojuje je jejich práce. Tito zákazníci stále ještě nemusejí vynaložit všechny cenově efektivní investice, protože jsou konfrontováni s institucionálními bariery ve formě rozdělení stimulů. Nejvýznamnější z nich je to, že v mnoha případech uživatelé budov či zařízení tyto objekty nekupují, ale činí tak jiné osoby - majitelé nebo stavební podnikatelé. Dokonce i při absenci těchto faktorů uživatelé energie včetně majitelů domů si mohou racionálně vybrat neinvestovat do energeticky úsporných opatření, jestliže si nejsou jisti, jak dlouho zůstanou v té které budově.
- *Limitovaný přístup k financím a ochrana před finančním rizikem.* Uživatelé se mohou také setkat s omezeným přístupem k financím, nebo se mohou cítit ekonomicky příliš nejistě, jestliže by poklesla jejich hotovost nebo se příliš zvýšil úvěr na investice s dobou splatnosti několika let.
- *Vysoké informační a transakční náklady.* Uživatelé energie mohou být vystaveni nejen ekonomickým nákladům spojenými s investicemi na straně poptávky, ale

<sup>10</sup> Viz např. řada článků ve Zprávách ACEEE z letní studie (1986, 1988).

také vysokým nákladům na transakce a informace, např. výzkum zjišťující dosažitelnost efektivních technologií, určení a ověření požadavků obchodníků, nalezení kvalifikovaných architektů, instalatérů a technického personálu a posouzení neurčitostí spojených se spolehlivostí zařízení.

- *Neredukovatelné, ale skryté nepřímé náklady.* Mohou se zde vyskytnout skryté náklady na zdroje na straně poptávky, které nejsou dostatečně zachyceny cenou efektivních investic, ale které zároveň nejsou ani transakčními náklady nebo výsledkem informačních bariér. Zahrnují reálná technická rizika, např. přehlédnutí rizik založených na nedostatečných informacích nebo ztrátě navykého pohodlí.
- *Neekonomická racionalita zákazníka.* Uživatelé energie se často neřídí především racionalitu ve svých investičních požadavcích, ale řídí se nedefinovatelnými hodnotami, jako jsou vzhled, móda, názory obdobných skupin lidí, osobní závazky, důvěrou ve zdroje informací a momentálními návyky. Mohou pouze zkusit se vyhnout potížím, dokud si neuvědomí kritickou potřebu reagovat a potom učiní pouze tolik, aby dostali problém mimo svou pozornost (Stern a kol 1986).
- *Princip "hlava 22" <sup>11</sup>.* Vzhledem k samotnému rozdílu v době návratnosti, mají výrobci ztíženou motivaci při prodeji zařízení s vysokou účinností, které by mohlo poskytovat energetické služby s nejnižšími náklady.

Ekonomická teorie předpokládá, že skutečné společenské náklady zahrnují pouze takové nutné požadavky na vstupy pro získání daného objemu služeb, které nemohou být redukovány. Jestliže elektrárenská společnost zaplatí 2 centy/kWh za světelnou instalaci a zákazníci 20 centů/kWh, když si to udělají sami, skutečný společenský náklad je pouze 2 centy/kWh. Pouze jeden faktor z dříve zmíněných bariér a nákladů - neredukovatelné skryté náklady - nemůže být ihned ovlivněn programy na straně poptávky, např. když programy elektrárenských podniků by pravděpodobně podporovaly projekty nové a lepší technologie, když se již jednou staly charakteristickým rysem zajišťování energetických služeb. Bohužel ověřování a měření takovýchto skrytých nákladů je komplexní a obvykle nemůže být provedeno spolehlivě bez průkazného pilotního programu. Uživatelé energie, kteří trpí takovými výše zmíněnými tržními a informačními bariérami, nejsou pouze pravděpodobně neinformováni o takovýchto skrytých nákladech, ale mohou být také dezinformováni o těchto záležitostech z různých důvodů (např. zkušenost s dřívějšími variantami nové technologie). Tytéž bariéry pravděpodobně zabrání zákazníkovi uvědomit si skrytý prospěch, který by mohl získat.

Například kompaktní fluorescenční žárovky patří mezi cenově nejefektivnější investice na straně poptávky. Avšak typické prvotní náklady ve výši 8 - 17 USD, které jsou 10 - 20 násobky nákladů na standardní žárovku, je možno chápat jako nepřilíš výhodné. Kromě toho jsou tyto žárovky méně obvykle tvarovány než standardní žárovky. I když výrobci osvětlovacích těles reagují novým designem, tyto rozdíly velikostí mohou

<sup>11</sup> Pozn. překladatele: Princip "hlava 22" se používá pro situaci, kdy všechna možná řešení vyžadují vyřešení určitých problémů, kdy neexistuje bezproblémová cesta.

představovat reálnou ztrátu příležitostí v mnoha aplikacích. Ale oproti zastaralým informacím nové typy žárovek se zabudovanou elektronikou neblíží jako klasické fluorescenční zářivky a po zavedení nových fosforových těles s "teplým" světlem se jejich barevný tón nyní přibližuje žlutému světlu klasických žárovek.

### *Závěry: limity cenové politiky*

Požadavky na krátkou dobu návratnosti efektivních investic jsou<sup>4</sup> obvykle výsledkem různých kombinací těchto faktorů. Avšak množství dynamických faktorů vysvětluje, proč problém doby návratnosti je tak univerzální a není přesně omezen jen pro určité typy konečné spotřeby nebo konkrétní skupiny zákazníků. To také vysvětluje, proč spotřebitelské investice do úsporných opatření a opatření k řízení spotřeby nejsou vybírány výhradně z hlediska efektivnosti. Z těchto důvodů je samotná úprava sazeb elektrárenské společnosti nebo jakákoliv jiná strategie omezená pouze na úpravu cen nedostatečná k mobilizaci zdrojů na straně poptávky.

To neznamená, že úsilí ke stanovení správných cen není důležité. Naopak, čím více jsou odstraňovány institucionální a tržní bariéry, tím více právě ceny budou ovlivňovat rozhodování o investicích na straně poptávky a tím je důležitější, aby ceny energie a sazby za elektřinu odrážely marginální náklady.

### **Role elektrárenských společností při mobilizaci zdrojů na straně poptávky**

Programy elektrárenských společností nejsou jediným a nejvhodnějším řešením snižujícím nedokonalosti trhu. Stavební zákony, normy účinnosti zařízení, ostatní regulační opatření (označení účinnosti technických zařízení a budov, různé poplatky za připojení na elektrickou síť podle instalovaného příkonu, změny ve výpůjční praxi a poskytování hypoték atd.), legislativní opatření (daň z úvěrů, daň z energie, programy půjček, státem financované úsporné služby a bankovníctví atd.) a soukromé společnosti pro energetické služby (ESCO) mohou všechny přispět k těmto cílům.

Při zvažování výhod a nevýhod každého přístupu je třeba vzít v úvahu různé perspektivy (společenskou, spotřebitelskou, elektrárenskou) a množství praktických otázek. To zahrnuje způsoby, jak se vybírají opatření na straně poptávky, organizací a administrativní účast odběratele a program dodávek, relativní efektivnost každého přístupu, předpověď účasti zákazníka a dopad na využití výkonů elektrárenské společnosti, míru, do které mohou být tato opatření pružně přizpůsobována atd. Ostatní otázky zahrnují míru, do které jednotlivé typy konečné spotřeby zahrnují stejnorodé nebo značně odlišné aplikace, stupeň, do kterého suboptimální investice na straně poptávky vytvoří dlouhodobě ztracené a nevyužitelné příležitosti pro úspory, a rozsah, v kterém každá forma programu vytvoří reálné nebo postřehnutelné rozdíly ve výhodnosti mezi zúčastněnými a nezúčastněnými stranami (vzhledem k asymetrickým bariérám účastníků) a důsledek alternativních možností pro zisky investorů elektrárenských programů.



Protože úplná diskuse o těchto problémech je mimo rámec této příručky, můžeme říci, že by nebylo moudré připravovat programy elektrárenských společností jako jediný prostředek ke ovlivnění trhu. Na druhé straně opak je též pravdivý: neřízené programy by vedly ke značným překážkám a neefektivnosti v překonávání tržních bariér.

Je rovněž důležité, že jak programy organizované, tak neorganizované elektrárenskými společnostmi mohou působit společně a toto spojení se může ukázat jako nejsilnější politikou k překonání problémů spojených s rozdílem požadované doby návratnosti. Americké elektrárenské společnosti získávají pro své projekty soukromé kontraktory nebo společnosti zajišťující energetické služby, protože takové firmy mají často více zkušeností s nejmodernější technologií v jejich specializovaném oboru a s průběžným udržováním energeticky úsporných investic. Soukromé společnosti pro energetické služby (ESCO) na druhé straně zjišťují, že podpora elektrárenských podniků usnadňuje jejich úsilí získat zákazníky. Přímé platby elektrárenských podniků těmto firmám (ESCO), oproti podílům z plateb odběratelů zúčastněných na úsporách, značně zjednodušují investice na straně poptávky. A dále společné programy elektrárenských podniků a soukromých firem ESCO odstraňují tlak na soukromé společnosti energetických služeb, aby se zaměřily pouze na největší zákazníky a opatření s nejrychlejší návratností, které si zákazníci většinou zavádějí sami, zvláště když jim činnost firem ESCO již jednou ukázala, jak jsou atraktivní.

Obdobně programy samotných elektrárenských společností mohou ovlivnit regulační opatření efektivněji a přijatelněji převzetím části dohodnutých a vyvolaných nákladů např. ve stavebnictví. Dále tyto programy mohou také rozšířit běžné používání nových technologií až do té míry, kdy je používá většina zákazníků a mohou pak být zavedeny nové technické normy. To je stav, který by se bez těchto programů nedosáhl ani během několika dalších let, pokud by se neuskutečnily tyto úsporné programy. V oblasti snižování znečištění řada studií zjistila, jak elektrárenské programy na straně poptávky mohou doplnit technické normy emisí a ostatní strategie snižování emisí.

III.

efektí

1.

2.

zúčasti  
pohle  
těchto

efektí  
jsme  
klíčov  
použí  
Califc  
Mana  
manu  
- 198  
použí

Defin

vyhoc  
výnos  
(net p  
cost  
ekon

nebo

### III. Kritéria ekonomické efektivity pro vyhodnocování programů na straně poptávky

Pro zdroje na straně poptávky je zapotřebí zvláštní soubor kritérií ekonomické efektivity ze dvou důvodů:

1. Kromě některých případů kontroly zatížení patří technické zařízení zabezpečující úspory ve spotřebě většinou zákazníkům a nikoliv elektrárenské společnosti. Celkové náklady a přínosy z úsporných opatření na straně poptávky se proto rozdělují diferencovaně.
2. Provozní charakteristiky, systémové dopady a pohotovost zdrojů na straně poptávky je podstatně odlišná od charakteristik klasických výrobních zdrojů vlastněných elektrárenskou společností.

Tato kapitola poskytuje formální přehled čtyř nejdůležitějších hledisek z pohledu zúčastněná, nezúčastněná strana programu, elektrárenská společnost a celospolečenský pohled. Ostatní hlediska jsou zmíněna jen krátce, v zásadě jsou však zahrnuta již do těchto čtyř.

Začneme s definicí těchto čtyř hledisek a s nimi souvisejícími kritérii ekonomické efektivity. Při používání těchto hledisek a kritérií v plánování minimálních nákladů jsme se často setkávali s vzájemně si odporujícími, nejasnými a měnícími se definicemi klíčových termínů. Nedávno dvě americké publikace se snažily zmenšit nejasnost používaných termínů a zavést definice, které by vytvořily určitý standard.<sup>4</sup> Jsou to California's Standard Practice Manual for Economic Analysis of Demand-Side Management Programs - CPUC 1987 (označovaný též jako California Standard Practice manual) a Electric Power Research Institute's Technical Assessment Guide (EPRI TAG - 1987), svazek 4, Základy a metody - konečná spotřeba. V našem přehledu volně používáme tam uvedených pojmů a definic a nesnažíme se o vytvoření definic dalších.

#### Definice ekonomických hledisek

Cílem kritérií ekonomické efektivity je poskytnout soudržný rámec pro vyhodnocení přínosů a nákladů programů na straně poptávky. Ekonomicky efektivní výnosy mohou charakterizovány kladnou čistou současnou (aktualizovanou) hodnotou (net present value - NPV), nebo poměrem přínosů k nákladům vyšším než jedna (benefit-cost ratio, BCR). v obou případech je základní myšlenka jednoduchá: program je ekonomicky efektivní tehdy a jen tehdy, jestliže příjmy vyváží náklady.

$$NPV=B-C \quad (1)$$

nebo

Tabulka III-1. Přehled hledisek ekonomické efektivnosti

Ekonomické hledisko	Komponenty výnosů			Komponenty výdajů		
	Elektrárenská společnost Nevynaložené náklady	Zákazník Úspory plateb	Elektrárenská společnost Stimulační platby	Elektrárenská společnost Administrativa programu	Zákazník Přímé náklady	Zákazník Úspory plateb
Zúčastněný		X	X		X	
Nezúčastněný	X			X		
Elektrárenská společnost	X			X		X
Celkový zdroj	X			X	X	

1. Zahrnuje stimulační platby

2. Prvky hlediska celkového zdroje jsou obsaženy ve společenském hledisku, které také zahrnuje nepřímé ekonomické a ostatní nekvantifikovatelné nebo obtížně kvantifikovatelné ekonomické a neekonomické účinky.

III-2

kde:

pro k  
defini  
zazna

Pohle

progr  
jsou :  
účast  
určily  
stran  
zúčas

účast  
odbě  
prov  
vede  
sklád  
zahri  
sníže  
vyply  
nadb  
hledi  
nákl  
údaje

příp  
zvýše

$$BCR = \frac{B}{C} \quad (1)$$

kde:

NPV = čistá současná, aktualizovaná hodnota (net present value)  
 BCR = poměr přínosů k nákladům (Benefit-cost ratio)  
 B = přínosy (benefit)  
 C = náklady (cost)

Budeme pokračovat uvedením a definováním těchto komponent příjmů a nákladů pro každé ekonomické hledisko. Jak bylo uvedeno dříve, návyky vedly k tomu, že tyto definice byly omezeny na snadno měřitelné, přímé ekonomické přínosy a náklady. Přesto zaznamenejme výjimky.

### Pohled zúčastněného

Cílem hlediska zúčastněného (rozuměj zúčastněného odběratele na úsporném programu) je zjistit, jak bude ovlivněn vlastní zájem odběratele účastí na programu. Když jsou základní ekonomické stránky programu nedostatečné k tomu, aby samy vyvolaly účast odběratelů, může vyhodnocení z pohledu zúčastněného posloužit k tomu, aby se určily vhodné pobídky k účasti. Hledisko je vhodné pouze pro vyhodnocování akcí na straně poptávky, protože se všeobecně předpokládá, že všichni zákazníci jsou zúčastněnými na opatřeních na straně dodávky.

Hledisko zúčastněného je definováno jako rozdíl mezi náklady vyvolanými u účastníka programu na straně poptávky a následnou hodnotou obdrženou tímto odběratelem. Náklady zúčastněného zahrnují všechny náklady spojené s instalací a provozem určitého opatření, které nese účastník. Například náklady na administrativní vedení programů se do těchto nákladů nezapočítávají. Hodnota programu se obvykle skládá pouze z přímých ekonomických přínosů obdržených účastníkem. Tyto příjmy zahrnují pobídky od elektrárenské společnosti a ostatních (např. vládní programy) a snížení účtů za elektřinu. Lze rovněž vysledovat další hůře vyčíslitelné náklady a přínosy vyplývající ze změn v komfortu či životním stylu účastníka programu (viz diskuse o vlivu nadbytku u odběratele v kapitole II), ale tyto dopady se neuvažují z pragmatických hledisek. Například nedávná kalifornská příručka (CPUC 1987) omezuje zahrnování nákladů a přínosů do vyhodnocování hlediska zúčastněného jen na snadno vyčíslitelné údaje.<sup>1</sup>

Formálně definujme přínosy a náklady pro toto hledisko následovně:

<sup>1</sup> Prognostické modely konečné spotřeby mohou v podstatě zaznamenat takovýto případ, tzv. zpětný efekt, při kterém pozdější rozhodnutí odběratelů jsou ovlivněna zvýšením reálného příjmu jako výsledku snížení účtů za elektřinu.

$$B_p = \sum_{i=1}^N \frac{I_i + \sum_{j=1}^M (\Delta E_{ij} * P_{ij})}{(1 + DR_p)^i} \quad (2)$$

a

$$C_p = \sum_{i=1}^N \frac{DC_i}{(1 + DR_p)^i} \quad (3)$$

kde:

- $B_p$  = výnosy zúčastněného
- $C_p$  = náklady zúčastněného
- $\Delta E_{ij}$  = změna využívané energie v roce i z paliva j
- $P_{ij}$  = cena za energii v roce i z paliva j
- $I_i$  = podněty získané v roce i
- $DC_i$  = přímé náklady zúčastněného za rok
- $DR_p$  = diskontní sazba zúčastněného vyjádřená desetinným zlomkem
- $N$  = počet roků
- $M$  = počet vyskytujících se typů paliva

Stimuly (podněty) mohou zahrnovat platby od elektrárenských společností nebo nepřímé pobídky např. z vládních programů ve formě daňových úlev nebo záruk na půjčky. Podněty ( $I_i$ ) a přímé náklady ( $DC_i$ ) se obvykle objevují pouze v prvním roce programu ( $i=1$ ). Existují výjimky, které jsou však skutečně neobvyklé. Příklady zahrnují pokračující vynakládání nákladů na údržbu přičtené k přímým nákladům prvního roku a měsíční úvěr na účet vedle nebo místo plateb na začátku projektu jako stimulu pro účast.

Určení hodnoty energetických úspor je komplikováno následujícími problémy:<sup>2</sup>

1. měření úspor příslušných podle účasti
2. určení relevantní ceny za energii
3. stanovení dopadů těchto cen na účet za elektřinu
4. účelná specifikace diskontní sazby příslušného účastníka.

Existují dva hlavní zdroje nejistot při prognózování cen za elektřinu:

1. dobře známá úplná nepostižitelnost vstupních faktorů ve výrobě elektrické energie, jako například ceny paliva
2. potřeba předpovídat teorii regulace.

To znamená, že analytik musí přijmout implicitní nebo explicitní předpoklady o

<sup>2</sup> Podrobná diskuse o metodách, týkajících se těchto problémů, je mimo rámec této příručky. Na základě těchto několika bodů jsme chtěli zdůraznit potřebu důkladného zpracování vstupních údajů pro vyčíslení kritérií.

tom,  
přen-  
účast  
půso  
poža  
bez  
pozd

pom  
tarif  
sazb  
použ  
různ  
době  
čas  
v za  
prot

přec  
spln

1.  
2.

Pod  
účín

změ  
účty  
star  
nep  
oho

indi  
zúč  
zák  
se  
vyh

Hle

- (2) tom, jak budoucí neznámé změny v nákladech elektrárenských společnostech budou přeneseny do specifických maloobchodních tarifů pro spotřebitele, z nichž někteří jsou účastníky úsporných programů. Komplikovaným posouzením je potřeba vyčíslit zpětné působící efekty, které souvisí s velikostí programu na straně poptávky. V podstatě se požaduje vypracování trajektorií dvou cenových toků, jednoho s programem a jednoho bez programu. Tato druhá otázka souvisí přímo s hlediskem nezúčastněného a bude později podrobněji popsána.
- (3)

Jestliže cena energie je stanovena na základě použití jednoduché přímé sazby, je poměrně jednoduché stanovit vliv na účet. Postup se stane komplikovanějším, když jsou tarify pro zákazníky určeny složitěji; používá-li se složená sazba za výkon a práci, různé sazby během dne a roku a různé sazby pro různé velikosti odběru (bloková sazba). Při použití blokových sazeb se musí rozdělit celkové úspory na jednotlivé příslušné bloky s různou spotřebou, z nichž každý má rozdílnou cenu. Při použití různých sazeb v různé době (denní, sezónní) musí být rozdělení energetických úspor provedeno pro různá časová období. V případě složené sazby za práci a výkon se musí brát do úvahy změny v zaznamenané poptávce, a jestliže existují i pak účinky těchto změn na fakturování, protože se v tomto případě účtuje podle maximálního zatížení.

Tyto komplikace nejsou obvykle uvažovány z toho důvodu, aby se zjednodušily předpoklady o průměrné roční přímé sazbě: Zjednodušení může být oprávněné, když jsou splněny dvě podmínky:

1. dopad programů na straně poptávky na průběh zatížení je relativně stálý během celého roku
2. profil účastníků programu je relativně homogenní z hlediska předpokladů použitých k odvození průměrné roční ceny.

Podstatné odchylky od těchto dvou podmínek odchýlí výsledky od předpokládaných účinků na úkor účtů účastníků.

Aby bylo možné promítnout současné čisté náklady nebo výnosy do budoucích změn v účtech za energii, musí se ohodnotit v současné hodnotě změny mezi budoucími účty za energii s programy a bez programů na straně poptávky. Obtíž spočívá ve stanovení vhodné diskontní sazby. Empirické stanovení spotřebitelských diskontních sazeb neposkytuje přesvědčivé výsledky, nicméně výběr diskontní sazby je rozhodující pro ohodnocení programů, jejichž důsledky mohou trvat mnoho let.

Závěrem lze říci, že naše diskuse o nákladové efektivnosti programů z pohledu individuálních zákazníků směřuje k zastření potřeby uznat rozmanitost zákazníků zúčastněných v programu. To znamená, že program působí současně na mnoho různých zákazníků a jejich individuální reakce (např. dopady na velikost účtů, diskontní sazba) se mohou značně měnit. "Průměrný" účastník uvažovaný ve většině případech je vyhovující fikce, takže generalizování může být mylné.

**Hledisko nezúčastněného**

Cílem hlediska nezúčastněného je odhadnout dopady rozdělení kapitálu v programech na straně poptávky na nezúčastněné odběratele tohoto projektu. Hledáme vhodnou míru, do které musí nezúčastněný zákazník platit na úsporný program, či mít z něho zisk. Z tohoto důvodu se vyhodnocení hlediska často nazývá "test žádných ztrát". Obdobně jako u hlediska zúčastněného byl i tento test skutečně aplikován pouze na programy na straně poptávky.

Toto hledisko bylo původně uvedeno v materiálu K. Whita (1981), ale hlavně se rozšířilo po publikování v Příručce kalifornských standardních metod (California Standard Practice manual - CPUC 1983). V poslední verzi této příručky přepracovali kalifornští inspektoři formulaci výpočtu z hlediska nezúčastněného a nyní se nazývá testem míry dopadu na poplatníky - Ratepayer Impact Measure Test, (CPUC 1987). Rozdíly oproti dřívější definici neovlivní posuzovaný princip.

Základní myšlenkou hlediska nezúčastněného je předpoklad, že inspektoři budou uvažovat elektrárenskou společnost jako celek. Pak změny v požadavcích na příjmy vycházející z programu na straně poptávky budou muset být kryty nezúčastněním zákazníci. Součástí změn v příjmových požadavcích se skládají z nákladů na program, které nese elektrárenská společnost v podobě stimulů a administrativy, následnými změnami výrobních nákladů elektrárenské společnosti a změnami příjmů, způsobených změnami v rozsahu prodeje elektřiny. V případě nového programu úspor se např. elektrárenská společnost vyhne výrobě elektřiny, ale tím si i omezí příjmy (také označované jako "ztracené příjmy") a aby dosáhla tohoto výsledku, bude muset řídit program dříve nefinancovaný.

Pojem "ztracené příjmy" pochází z přístupu plánování minimálních nákladů, u kterého programy na straně poptávky reprezentují odchylky od dřívějších prognóz prodeje. Dráha průměrných příjmů je pozměněna zavedením programu na straně poptávky ve srovnání s touto prognózou a na ni navazujícímu plánu rozvoje výroby. Když se omezí prodej díky úsporným programům na straně poptávky, omezí se (nebo "ztratí") část z celkového prodeje původně předpokládaného v prognóze. Z tohoto důvodu je názor, že jsou příjmy ztraceny úplně, poněkud nepřesným. Tento pojem se všeobecně používá, když se zmiňují jakékoliv účinky na příjmy elektrárenské společnosti způsobené změnami v prodeji. Například propagační program na prodej další elektřiny změnil znaménko ztracených příjmů (a také tzv. nevynaložených nákladů).

Z hlediska nezúčastněného je program nákladově efektivní, jestliže snižuje příjmové požadavky. Jestliže příjmové požadavky vzrůstají, a za předpokladu, že inspektoři uvažují s elektrárenskou společností jako celkem, znamená to, že výsledné zvýšení příjmů bude získáno formou vyšších plateb od nezúčastněných odběratelů na programu. Pokud by inspektoři neuvažovali s elektrárenskou společností jako celkem, ztráty nebo výnosy by se promítly akcionářům elektrárenské společnosti ve formě změn v čistém příjmu.

Všeobecně řečeno: rozdělení mezi zúčastněnými a nezúčastněnými na programu není uděláno zcela přesně. V praxi čisté dopady na příjmové požadavky obvykle postihují všechny poplatníky, ať jsou nebo nejsou účastníky programu. Příručka EPRI TAG definuje hledisko nezúčastněného, které explicitně vylučuje zúčastněné; nicméně se

přec  
dojí

a

kde

B  
C  
Δ  
A  
I  
I  
I

pro  
kon  
ob  
ele  
vše  
sp  
je

do  
sp  
js  
za  
od  
ab

předpokládá, že i zúčastnění přispějí v případném nedostatku příjmů. Principiálně může dojít i k přerozdělení mezi jednotlivými skupinami zákazníků.<sup>3</sup>

Formálně definujeme hledisko nezúčastněného následovně:

$$B_{np} = \sum_{i=1}^N \frac{(\Delta E_i * AC_i)}{(1 + DR_{np})^i} \quad (4)$$

a

$$C_{np} = \sum_{i=1}^N \frac{(\Delta E_i * P_i) + PA_i}{(1 + DR_{np})^i} \quad (5)$$

kde:

- $B_{np}$  = výnosy nezúčastněného
- $C_{np}$  = náklady nezúčastněného
- $\Delta E_i$  = změna využívané energie v roce i
- $AC_i$  = nevynaložené náklady na energii v roce i
- $P_i$  = cena energie v roce i
- $PA_i$  = náklady na administrativu programu (včetně stimulů) v roce i
- $DR_{np}$  = diskontní sazba nezúčastněného vyjádřená desetinným zlomkem
- $N$  = počet roků

Hledisko nezúčastněného se obecně vyhodnocuje pro každý typ paliva zvlášť, protože se předpokládá, že dodavatelé paliva jsou různé společnosti, nebo v případě kombinovaných plynárenských a elektrárenských společností nedochází ke střetu obchodních zájmů. Náklady na administrativu programů zahrnují všechny náklady elektrárenských společností související s provozováním programů na straně poptávky, včetně vynaložených stimulů. Průměrné vážené kapitálové náklady elektrárenských společností se typicky používají pro stanovení diskontní sazby pro nezúčastněné, protože je to sazba, kterou organizace používá pro stanovení požadovaných příjmů.

S ohledem na hledisko zúčastněného jsou ztracené příjmy právě agregovaným dopadem úspor jednotlivých účastníků na elektrárenskou společnost. A obdobně potíže spojené se stanovením velikosti úspory při platbách za elektřinu pro účastníky programu jsou obdobné i při vyhodnocení z hlediska nezúčastněných. Zahrnují vlivy složené sazby za výkon a práci, různých sazeb během dne a roku a různých sazeb pro různé velikosti odběru (blokové sazby). Základní věc je, že důsledný výpočet ztracených příjmů vyžaduje, aby se odhadly ztráty-snížení prodeje v měřítku srovnatelném s tarifní strukturou, která

<sup>3</sup> Viz například Kalifornská příručka standardních metod - CPUC 1983



platí pro účastníka programu.<sup>4</sup>

### Hledisko elektrárenské společnosti

Hledisko organizace může být definováno jedním ze dvou způsobů: jako vyúčtování nákladů organizace, které je obecně shodné s přístupem použitým v hledisku nezúčastněného a nebo jako hledisko akcionáře zaměřené na návratnost vloženého kapitálu. Odpovídající přístup z hlediska akcionáře společnosti je komplikované, což vysvětluje, proč nebylo zahrnuto do definice standardních metod.

Součástí obvyklého postupu jsou v podstatě tytéž jako v hledisku nezúčastněného. Avšak za předpokladu, že inspektoři budou uvažovat elektrárenskou společnost jako celek, nejsou zahrnuty ztracené příjmy, protože to jsou jednoduše transfery plateb mezi zúčastněnými a nezúčastněnými poplatníky na program<sup>5</sup>. Takže hledisko elektrárenské společnosti postihuje pouze rozdíl mezi nevynaloženými náklady elektrárenské společnosti (viz část V) a náklady el. společnosti na realizaci programu. Náklady na program zatěžující účastníky programu nejsou zahrnuty. Kalifornská příručka standardních metod odkazuje na toto hledisko jako na kritérium nákladů elektrárenské společnosti (Utility Cost Test - CPUC 1987). EPRI TAG používá pojem hledisko požadovaných příjmů (Revenue Requirements Perspective - EPRI 1987).

Hledisko elektrárenské společnosti se definuje formálně takto:

$$B_u = \sum_{i=1}^W \frac{(\Delta E_i * AC_i)}{(1 + DR_u)^i} \quad (6)$$

a

$$C_u = \sum_{i=1}^W \frac{PA_i}{(1 + DR_u)^i} \quad (7)$$

kde:

- $B_u$  = výnosy elektrárenské společnosti
- $C_u$  = náklady elektrárenské společnosti
- $\Delta E_i$  = změna ve užití energie v roce  $i$
- $AC_i$  = nevynaložené náklady na energii v roce  $i$

<sup>4</sup> Viz Kahn (1988), kde je uveden příklad výpočtu ztracených příjmů při blokové sazbě.

<sup>5</sup> Tento předpoklad také znamená, že zde v zásadě není opodstatněné žádné zvláštní akcionářské hledisko, jelikož zisky společnosti nejsou ovlivněny.

$PA_i$  = administrativní náklady na program v roce  $i$   
 $DR_u$  = diskontní sazba el. společnosti vyjádřená desetinným zlomkem  
 $N$  = počet roků

Obdobně jako u hlediska nezúčastněného se hledisko elektrárenské společnosti vyhodnocuje z pohledu jednoho typu paliva.

Použitím této definice hlediska elektrárenské společnosti jsou programy na straně poptávky, tradičně pojato, téměř vždy nákladově efektivní. Důvodem je, že při tradiční představě zatěžují přímé náklady na účast v programu zákazníky. Z toho důvodu se často vylučuje velká část celkových nákladů z rovnice. Hledisko elektrárenské společnosti pouze zkoumá, zda objem finančních prostředků vynaložených elektrárenskou společností na zavedení programu převyší snížení požadovaných příjmů vyvolané díky navynaloženým nákladům na výrobu. Pouze v případě, že elektrárenská společnost je zatížena celkovými náklady na účast v programu, znázorňuje toto hledisko čisté výnosy ze zdrojů na straně poptávky.

V zásadě mohou být tímto kritériem vyhodnocovány opatření na straně dodávky. Existuje řada technologií (jak na straně nabídky, tak na straně poptávky), které jsou schopné uspokojit budoucí očekávanou poptávku. Kritérium požadovaných příjmů vybírá tu variantu, která má pro elektrárenskou společnost nejnižší náklady. Programy na straně poptávky však budou mít nespornou výhodu oproti opatřením na straně dodávky v tom, že elektrárenská společnost je zatěžována pouze částí nákladů na programy na straně poptávky.

Druhou přesnější definici hlediska elektrárenské společnosti, která explicitně uvažuje preference akcionářů v soukromých společnostech, je obtížné přesně vyhodnotit. Toto hledisko bude často zvýhodňovat tradiční pohled vedení elektrárenské společnosti na investice na straně výroby, které mají jasně stanovenou návratnost, oproti investicím na straně poptávky, kde je možnost návratnosti investic méně přímočaře průhledná. Pokud se týká vnitřní ekonomiky elektrárenské společnosti, musí být přesně stanovena schopnost pokrýt náklady na programu získanými příjmy. Z vnějšího pohledu musí být uvažováno s ohodnocením elektrárenských společností, které zavádějí program na straně poptávky, finančními institucemi.

### Celospolečenské hledisko, hledisko celkových nákladů na zdroje

Celospolečenské hledisko a hledisko celkových nákladů na zdroje odstraňují rozdíly mezi zúčastněnými a nezúčastněnými na programu (a více restriktivní definicí z hlediska elektrárenské společnosti). Cílem těchto kritérií je stanovit, jestli je program celospolečensky ekonomicky efektivní; vyhodnocení je založeno na porovnání celkových nákladů a výnosů programu, kde nazávisí na přesném rozmístění těchto položek mezi akcionáře, poplatníky a zúčastněné odběratele programu. Rozdíl mezi celospolečenským hlediskem a hlediskem celkových nákladů na zdroje je hranice mezi elektrárenským podnikem a jeho účastníky na programu a celou společností. Celospolečenský test zahrnuje i vnější náklady (externality) do ekonomické analýzy nákladů-výnosů.

Tyto externality je často obtížné kvantifikovat (např. účinky kyselých dešťů)<sup>6</sup>. Jsou také vyvolány různými skupinami společnosti (např. poplatníci v rámci působnosti elektrárenské společnosti nemusí být tímto ovlivněni, zatímco ti, kteří žijí mimo tuto oblast, mohou být). V krajnosti se pojem "celospolečenský" používá pro celou komunitu, např. při studiu problematiky dopadů užití elektřiny na globální oteplení. Protože je obtížné kvantifikovat výnosy a náklady nahrazuje se často celospolečenské hledisko hlediskem celkových nákladů na zdroje. Některé státy a oblasti v USA však již začaly zahrnovat do výpočtů i externí náklady na životní prostředí, obzvláště Wisconsin, New York, Massachusetts, Nevada, Vermont, New Jersey, Kalifornie, Kolorado a státy na severozápadě.

Složky kritéria jsou náklady nevynaložené elektrárenskou společností minus náklady zatěžující tuto společnost a účastníky programu. Kritérium celkových nákladů na zdroje je v podstatě součet hledisek nezúčastněných a zúčastněných; úspory v účtech za energii a ztracené příjmy jsou v rovnici vyrovnány. Úsporný program na straně nabídky nebo poptávky je ekonomicky efektivní, jestliže může zajistit energetické služby s náklady nižšími než by byly náklady elektrárenské společnosti zajišťující služby s využitím současných výrobních zdrojů.

Kritérium celkových nákladů na zdroje se formálně zapisuje takto:

$$B_{tr} = \sum_{i=1}^N \frac{\sum_{j=1}^M (\Delta E_{ij} * AC_{ij})}{(1 + DR_{tr})^i} \quad (8)$$

a

$$C_{tr} = \sum_{i=1}^N \frac{DC_i + PA_i}{(1 + DR_{tr})^i} \quad (9)$$

kde

- $B_{tr}$  = celkový výnos ze zdrojů
- $C_{tr}$  = celkové náklady na zdroje
- $\Delta E_{ij}$  = změna ve využití energie v roce  $i$  pro palivo  $j$
- $AC_{ij}$  = nevynaložené náklady na energii v roce  $i$  pro palivo  $j$
- $DC_i$  = přímé náklady na spoluúčast v roce  $i$
- $PA_i$  = náklady na administrativu programu v roce  $i$
- $DR_{tr}$  = diskontní sazba el. společnosti vyjádřená desetinným zlomkem
- $N$  = počet let
- $M$  = počet typů paliva

<sup>6</sup> Hohmeger (1988) se pokusil o tuto kvantifikaci a zjistil velké extrémy v rozsahu odhadů.

V zásadě celkové náklady na zdroje nezachycují ostatní hůře kvantifikovatelné výnosy a náklady, jako jsou účinky na spotřebitelské požitky, obdobně jako v hledisku zúčastněných. Mohly by také nepostihovat analogické vyvolané kladné dopady na elektrárenské společnosti, jako jsou výhody při plánování vyplývající ze snížené neurčitosti růstu poptávky.

. Jsou  
nosti  
tuto  
ritu,  
že je  
disko  
začaly  
New  
ty na

minus  
dů na  
ch za  
bídky  
iklady  
ižitím

(8)

(9)

## IV. Jak postupovat při výběru kritérií ekonomické efektivity

Vzorci a definice kritérií ekonomické efektivity z předchozí kapitoly se pomalu stávají standardním vodítkem ve většině států USA využívající procesy LCP. Nicméně stále pokračují debaty, pokud jde o jejich správnou interpretaci, praktické používání a vyváženost nabízejících se možností. Jádrem této diskuse se týká těchto otázek:

- Mají být minimalizovány požadované příjmy (průměrné účty) nebo sazby nebo celkové společenské náklady?
- Mají být "ztracené příjmy" elektrárenských společností započítávány jako část celkových nákladů na straně poptávky?
- Znamenalo by placení stimulů elektrárenskou společností až do výše nevynaložených nákladů, obzvláště pak konkursní řízení při nákupu zdrojů na straně poptávky, že by došlo neúměrně k převážení investic na stranu poptávky?
- V jakém vztahu je plánování minimálních nákladů s programy řízení zatížení?

Programy na straně poptávky způsobují změnu povahy řízení elektrárenských společností. Hlavní je, že mohou způsobovat pokles příjmu nebo tzv. "ztracené příjmy", protože sazby elektrárenských společností jsou vypočteny na základě prognózy odběru a v některých případech na základě jak vynaložených, tak plánovaných investic na pokrytí této poptávky.

V situacích, kdy dochází ke kapitálovému nedostatku, resp. k významnému rozšiřování výroby, může být důsledek sníženého prodeje vlivem investic do strany poptávky vyrovnán přizpůsobením prognózy dříve než bude kapitál investován do nových závodů, takže ztracené příjmy se stávají méně důležitými<sup>1</sup>.

Ztracené příjmy nabývají většího významu tenkrát, jestliže programy na straně poptávky snižují příjmy, což je způsobeno sníženými investicemi do výroby. Tato typická situace nastává, např. existuje-li nadbytek kapacity a růst spotřeby je pomalý nebo stagnuje, jak je tomu nyní obecně ve středoevropských zemích. Tento pokles neznamena celospolečenskou ztrátu, nicméně se bude muset promítnout na bedra akcionářů a poplatníků. Manažeri elektrárenských společností zde stojí před čtyřmi základními možnostmi:

<sup>1</sup> V této kapitole používáme termíny opatření na straně poptávky a investice na straně poptávky ve významu energetické efektivity investic (což je spojené se snížením prodeje), resp. v obvyklém významu úsporná opatření. To tvoří jakýsi opak k opatřením řízení zatížení. Přestože řízení zatížení tvoří v podstatě podobný problém, centrem diskuse o programech na straně poptávky je především snaha o snížení spotřeby elektrické energie.

Ta  
princip  
Záleží  
účasti  
přeroz  
zvolen  
povahu  
nebo z

V  
praktic  
porovr  
znalosi  
uvádín  
zvládn  
společ

Porov  
aní ječ

Ve  
otázko  
měla b  
tohoto  
užitek  
maxim

jestliže  
elektř  
spojen  
ceny z

společ  
náklac

- Rozdělení ztracených příjmů mezi všechny poplatníky zvýšením poplatků tak, aby příjmy elektrárenské společnosti zůstaly nezměněny.
- Rozdělení ztracených příjmů (z příslušného programu) pouze mezi tu skupinu zákazníků, pro kterou je program zvolen, pomocí úpravy sazeb.
- Rozdělení ztracených příjmů mezi účastníky daného programu tím, že jim vyúčtujeme jak kilowatthodinu spotřebovanou, tak kilowatthodinu ušetřenou.
- Rozdělení ztracených příjmů mezi akcionáře elektrárenské společnosti tím, že snížíme jejich příjmy.

Tato opatření je možno aplikovat samostatně, nebo v různých kombinacích. Tento princip rozdělování je možno chápat také z hlediska výnosu investic na straně poptávky. Záleží tu na konkrétním programu: část zákazníků s přímým prospěchem, plynoucím z účasti na programu, může být velká nebo malá. Přímý prospěch může být různě přerozdělován mezi akcionáře, zúčastněné i nezúčastněné subjekty. Bez ohledu na zvolený přístup je třeba mít na mysli, že zavedení programu na straně poptávky pozmění povahu obchodního chování elektrárenské společnosti, včetně možností vyšších zisků nebo ztrát.

V této kapitole si probereme jednotlivé oblasti podrobněji. Zmíníme se též o řadě praktických řešení, jak je aplikovaly americké elektrárenské společnosti, když se snažily porovnat jednotlivé varianty. Je nesnadné vyjádřit se k odbytové praxi všeobecně bez znalosti konkrétních důsledků na požadované příjmy a celkové náklady na zdroje, proto uvádíme několik ilustrativních příkladů. Na konci této kapitoly ukážeme, jak lze zvládnout investice na straně poptávky tak, aby byly dostatečně ziskové pro elektrárenské společnosti.

#### **Porovnání celospolečenského kritéria a kritéria celkových nákladů s kritériem "Neztrácí ani jedna strana"**

Velký počet komisí elektrárenských společností v USA přijímá názor, že hlavní otázkou v určení ekonomické efektivity při plánování minimálních nákladů (LCP) by měla být minimalizace celkových společenských nákladů. Argumentují hlavně tím, že bez tohoto přístupu by LCP ztratilo smysl, protože by nezajistilo maximální společenský užitek. Investice na straně poptávky by buďto nedosáhly anebo nepřekročily úroveň maximálního prospěchu.

Z hlediska společenského je program na straně poptávky ekonomicky efektivní, jestliže marginální výrobní náklady jsou větší než celkové náklady na program hrazené elektrárenskou společností i účastníky tohoto programu, a to včetně vnějších vlivů spojených s tímto programem. Rozdíl nákladů by snadno mohl dosáhnout až současné ceny za elektrickou energii.

Test "Neztrácí ani jedna strana" by naopak omezil stimuly/pobídky elektrárenské společnosti pro investice na straně poptávky na pouhý rozdíl mezi (vyššími) marginálními náklady a průměrnou cenou elektřiny. A jelikož je to rozdíl dvou velkých čísel, mohl by

výsledný rozdíl být záporný, např. jde-li o nadměrné kapacity porovnávané se stagnujícím růstem. To by znamenalo, že žádný program na straně poptávky by nebyl ekonomicky efektivní, anebo by pozitivní výsledky byly neprokazatelné. Hranice výhodných investic na straně poptávky je tedy podle těchto dvou testů značně rozličná.

Hlavním smysl kriteriia nezúčastněného (non-participant test) je problém rozdělování, tj. ochránit poplatníka před zvyšováním sazeb. V nedávné době se někteří tohoto testu dovolávali jako prostředku proti možným negativním důsledkům na elektrárenské společnosti (omezení schopnosti soutěživosti) vlivem vyšších poplatků.

Je charakteristické, že lze aplikovat jeden nebo více z následujících argumentů vůči závislosti na kritériu nezúčastněných:

1. Jak ukazuje název, smyslem tohoto kritéria je změřit dopady přerozdělení, nikoli ekonomickou efektivnost. Aspekt přerozdělení je tu považován jako neslučitelný s ekonomicky efektivním maximálně prospěšným vloženým kapitálem.
2. Mnozí považují kritérium nezúčastněných za takové, které klade kritéria přerozdělování na straně poptávky, aniž si adekvátně všímá důsledků na kapitál výrobců elektřiny.
3. Přerozdělovací cíle testu "Neztrácí ani jedna strana" /no-losers test/ považují mnozí za dosažitelné strategiemi, které neomezují efektivní investice na straně poptávky (např. maximalizací možné účasti a orientací na spotřebitele s nízkými příjmy).

Stoupenci společenského hlediska proto odmítají princip minimalizace sazeb jako primární cíl plánování minimálních nákladů. Fakt, že se někdy navrhnou limity na pobídky vyplácené elektrárenskými společnostmi účastníkům programů na straně poptávky totožné s pobídkami při testu nezúčastněných, je vlastní argumentací, spočívající v přístupu k problému dvojího placení, a nikoliv na aspektech rozdělování.

### Ztráta efektivní kapitálové investice

První námitka proti testu nezúčastněného (nebo tzv. testu "neztrácí ani jedna strana") spočívá na konvenční neoklasické ekonomické teorii. Podle tohoto testu ztráty na příjmech společnosti způsobené v důsledku programu na straně poptávky se přičítají k nákladům na zdroje na straně poptávky. Lovins a Gilliam (1986) zdůrazňují, že takováto úvaha je neslučitelná se zásadami minimálních nákladů jakožto faktoru ekonomické efektivnosti a maximálního prospěchu. Podle neoklasické ekonomické teorie je prospěch maximální tenkrát, jestliže se společnost rozhodne investovat vždy a jen minimální marginální náklady. Ztracené příjmy existují pouze ve vztahu k již vynaloženým nákladům elektrárenských společností. Takže vlastně nejde o marginální náklady. Jestliže např. jednotka energie může být dodána za nižší než marginální náklady díky opatření na straně poptávky než její výrobou ze stávajících výrobních zdrojů, pak je vhodné investovat

na straně kapitál a zdroje n

Asymetri

I  
dopadů  
nucení z  
bylo vyn  
odběru :  
je to, že  
zvyšila  
konvenč  
zákazní

Z  
zákazní  
lišit nej  
nevynuc  
že barié  
nízkými  
návyku  
elektřiny

T  
vyplyvaj  
Odpůrci  
elektrár  
tu vznik

Neefekt

Mno  
podporu  
vycházej  
marginál  
mohou s  
kilowatt

Obh  
zvyšová  
straně p  
existujíc

na straně poptávky, má-li být dosaženo efektivnosti a maximálního prospěchu. Vložený kapitál podle těchto autorů v tomto případě prostě zastaral. Není to součástí nákladů na zdroje na straně poptávky.

### Asymetrie chování kapitálových dopadů

Další námitkou proti testu nezúčastněných je, že zavádí asymetrii v přerozdělování dopadů investic na straně dodávky versus na straně poptávky: nezúčastnění jsou vždy nuceni zaplatit za rozšiřování výrobního systému, a to i v případě, kdy rozšíření výroby bylo vynuceno úzkou skupinou odběratelů, např. novými odběrateli nebo při zvyšování odběru apod. Hlavním důvodem pro stanovení těchto vyšších sazeb při růstu poptávky je to, že jinak by došlo ke zvýšení nerovnosti v přístupu k elektrárenským službám a zvýšila by se nerovnost mezi skupinami s vysokým a nízkým příjmem. V rámci konvenčního plánování zdrojů se tedy nedělá rozdíl mezi marginálními a nemarginálními zákazníky. Existuje pouze marginální spotřeba.

Zmíněný test nezúčastněných by tedy vlastně zavedl toto nežádoucí rozlišování zákazníků v programech opatření na straně poptávky. Zákazníci se však mohou výrazně lišit nejen ve schopnosti platit za spotřebovanou elektřinu, ale též svou schopností nevyhnutelně další náklady na výstavbu nových elektráren. Cavanagh (1988a) zdůrazňuje, že bariéry pro investice na straně poptávky jsou hlavně mezi skupinami obyvatel s nízkými příjmy, u nejmenších komerčních odběratelů a mezi lidmi, kteří z důvodů svého návyku nebo požadavků na komfort jsou vybaveny zařízením s vysokou spotřebou elektřiny.

Tentýž argument se nabízí i proti jinému možnému bodu, kdy zvýšení sazby vyplývající z programů na straně poptávky by se mělo týkat pouze účastníků programu. Odpůrci tohoto postupu argumentují tím, že zvýšené sazby plynoucí z provozu nových elektráren se netýkají jen specifických skupin odběratelů, ani jen marginálních. Nutně by tu vznikla investiční nerovnost na straně dodávky a poptávky.

### Neefektivní kapitálové investice pro zvýšení odběru

Mnohé společnosti s nadměrnou kapacitou se zajímají o zvýšený odběr tím, že podporují elektointenzivní technologie, anebo tím, že vytvářejí zvláštní tarify nebo vycházejí vstříc průmyslovým velkoodběratelům, nebo obojím. Pokud tím kryjí krátkodobé marginální náklady na provoz těchto kapacit a nenárokují nové kapitálové investice, mohou snižovat průměrné sazby tak, že fixní náklady přenesou na větší počet prodaných kilowatthodin.

Obhájci společenského hlediska minimálních nákladů mají k takovýmto projektům zvyšování zatížení řadu výhrad. Jednou z nich je, že mohou existovat takové zdroje na straně poptávky, které jsou levnější než krátkodobé marginální náklady na provoz existujících kapacit (viz kapitola II). Další námitkou je, že projekty zvýšeného odběru



nejsou dostatečně integrovány do dlouhodobých celkových plánů elektrárenské společnosti tak, aby zabránily dalšímu růstu potřeb na nové výrobní kapacity. Může tak vznikat potřeba nových, dražších kapacit, která by si vynucovala dlouhodobý nárůst potřeby příjmů z poplatků. Tato potřeba by nenastala bez zavedených projektů zvýšeného odběru. Porovnáme-li tyto hodnoty na základě čisté aktualizované hodnoty, nárůst nákladů by byl dlouhodobě mnohem větší, než krátkodobé úspory.

Projekty zvýšení odběru by též způsobily snížení blahobytu, jelikož by se tím ztrácela možnost efektivních investic. Mnohá rozhodnutí o energetické účinnosti jsou z hlediska životnosti zařízení v podstatě nezvratná. Northwest Power Planning Council definuje takto ztracené příležitosti jako zvláštní zdroje elektřiny na straně poptávky, které je třeba brát v úvahu při každém energetickém plánování (NWPPC 1987).

Další námitka (Cavanagh 1988a) je, že projekty zvýšené spotřeby by zvyšovaly mj. emise CO<sub>2</sub> a kyselého deště a zároveň by se urychlovalo vyčerpání zásob fosilních paliv. V mnoha oblastech existují nadbytečné kapacity se "špinavým" uhelným provozem a s vysokými provozními náklady. Nákladově efektivní investice na zlepšení účinnosti by mohly tyto důsledky a rizika obejít. Autor též poukazuje na nestálost a nejistotu zvýšeného odběru v těchto projektech zvyšování zatížení.

#### Celospolečenské kritérium kontra kritéria celkových nákladů na zdroje

Americké regulační komise obvykle používají test celkových nákladů na zdroje nebo kritéria "všichni poplatníci" (all-ratepayers test) jako náhradu za celospolečenské kritérium. Hlavním motivem záměny těchto kritérií je ta skutečnost, že vnější faktory, externality a nepřímé náklady, jako jsou škody následkem kyselého deště, všeobecné oteplování, nehody v atomových elektrárnách a nárůst rizik se jen velmi těžce kvantifikují.

Ochranáři životního prostředí a jiní poukazují na to, že test celkových nákladů na zdroje obvykle zveličuje čisté náklady programů na straně poptávky, protože ignoruje úspory z mnoha nepřímých vlivů, vzniklých například odstraněním rizik ekologických, ekonomických a sociálních. Navíc jsou diskontní sazby elektrárenské společnosti používané v kalkulacích na výpočet celkových nákladů na zdroje nebo v testu z hlediska všech poplatníků vyšší než celospolečenská diskontní sazba. Takové nahrazení může tudíž vést k podstatnému snížení využití ekonomicky efektivních zdrojů na straně poptávky až pod úroveň společensky efektivního optima.

Ačkoliv lze tyto nepřímé náklady konkretizovat dost obtížně, v některých případech už vůbec ne, můžeme přece jenom stanovit alespoň spodní limit odhadu. Tento odhad se opírá o dílčí odhadnutelné veličiny. Nedávno zadalo Evropské hospodářské společenství studii na toto téma (Hohmeyer 1988). Studie dospěla k výši externích nákladů na výrobu elektřiny v rozsahu 2,5-6 centů/kWh s použitím údajů ze Spolkové republiky Německo.

Samozřejmě by bylo zapotřebí stanovit aplikovatelnosti tohoto rozmezí při použití

v té k  
exter.  
v US  
spoje

jak je  
optim  
nákla  
jak se  
ale n  
všech  
minir  
komi:  
navrh  
absor  
prům  
nákla

Exist

elekti  
vést l  
strani  
nadm  
stimu  
běžný  
vzhle

Zmín  
Musí

Probl

odbyt  
nezú

pojmn  
doko  
předp  
zákaz

v té které zemi. Při řádovém souhlasu by to naznačovalo, že současné snahy o začlenění externalit do plánování minimálních nákladů jsou velmi podhodnocené. Některé soudy v USA např. dávají 10 % zvýhodnění opatřením na straně poptávky při výpočtech spojených s plánováním minimálních nákladů.

Užší interpretace celospolečenského testu nezahrnuje aspekt záměny paliva. Ale jak je uvedeno v dřívější zprávě o LCP ministerstva energetiky USA (TBS 1986), optimální alokace investic do zdrojů nemůže být plně dosaženo, je-li princip minimálních nákladů aplikován pouze na sektor výroby elektřiny. Plánování minimálních nákladů, tak jak se v současné době používá, může optimalizovat právě jen zdroje elektrické energie, ale nemusí však dosahovat cíle zajištění energetických služeb s minimálními náklady ze všech energetických zdrojů. Z celospolečenského hlediska by proto měla být do plánování minimálních nákladů zahrnuta i záměna používaných forem energie. Americké regulační komise se tímto problémem musí zabývat stále častěji, když např. elektrárenské podniky navrhnou pobídky pro chladírenské technologie tam, kde je možno též použít plynové absorbce. Podobné problémy nastávají u ohřívačů vody u obyvatelstva a podobně i v průmyslu. V Nevadě a v District of Columbia se již zavádí plánování minimálních nákladů i v plynárenských společnostech.

### **Existuje problém dvojí platby?**

Někteří autoři (Joskow 1988, Ruff 1987, Ciccetti a Hogan 1988) říkají, že stimuly elektrárenských společností do výše nevynaložených nákladů (avoided costs) by mohly vést k společensky neefektivním důsledkům tím, že nadměrně podporují investice na straně poptávky. Mluví se o tzv. problému dvojí platby. Aby se předešlo vzniku nadměrných stimulů pro investice na straně poptávky, navrhnou autoři toto pravidlo: stimuly by neměly být větší než je rozdíl mezi marginálními náklady a současnými běžnými sazbami. Tím se neliší od kritéria nezúčastněných a získaný výsledek je vzhledem k tomuto argumentu nahodilý.

Zmínění autoři docházejí ke stejnému závěru, v jejich argumentacích jsou však rozdíly. Musíme správně rozumět, co se vlastně dvojí platbou míní.

### **Problém doby návratnosti: tržní bariéry kontra skryté náklady**

Podle Ruffa (1987) by ztráta příjmů elektrárenské společnosti vlivem menšího odbytu měla být započtena jako část nákladů na straně poptávky, nejen z hlediska nezúčastněných, ale též z celospolečenského hlediska.

Podstatou myšlenky pro takové zapracování ztracených příjmů je odlišný výklad pojmu doby návratnosti. Ruff předpokládá, že zákazníci jednají v prostředí více či méně dokonalého trhu, a že tržní bariéry jsou spíše výjimkou nežli pravidlem. Za tohoto předpokladu interpretuje Ruff pronikavost problému doby návratnosti v tom smyslu, že zákazníci provádějí vysoce efektivní investice na straně poptávky z důvodů reálných,

nicméně skrytých nebo nepřímých nákladů, např. vysokých nákladů na transakce, nepohodlí, ztrátu komfortu nebo technická rizika. Autor spatřuje většinu těchto nepřímých nákladů, které obecně nelze snižovat programem, jako vlastní příslušné technologii.

Z toho vychází i ve svém názoru, že cena za elektřinu, kterou platí odběratel, odráží právě tyto skryté náklady. Jinými slovy: cena za elektrický proud měří zákaznickovy skutečné možné náklady a rozdíl v době návratnosti je pouze zdánlivý. A zákaznickova volba je pak v rovnováze se sumou přímých a nepřímých nákladů na zdroje na straně poptávky.

Autor dále argumentuje, že spotřebitel má již účinnou pobídku v podobě stávající sazby za proud k tomu, aby mohl investovat na straně poptávky. Kdybychom spotřebiteli poskytli další stimul během zavádění programu elektrárenské společnosti, který by se mohl rovnat až výši nevynaložených nákladů na dodávku elektřiny, bylo by to zdvojnásobením této pobídky a došlo by k neúměrně vysoké stimulaci pro investice na straně odběru. Abychom tomu předešli, radí Ruff, že úspory z platby za elektřinu mají být započteny jako část nákladů na straně poptávky, stejně jako je tomu v testu nezúčastněných.

Joskow (1988) argumentuje podobně, avšak je mnohem opatrnější při odstraňování trhových bariér. Připouští, že trhové bariéry by mohly hrát hlavní roli, pokud jde o dobu návratnosti, takže by pak Ruffův argument o dvojí platbě ztrácel opodstatnění. Hlavně mu jde o zdůraznění faktu, že víme jen málo o tom, proč tyto bariéry existují a jak snížit jejich vliv při rozhodování. Konkrétní okolnosti je třeba bedlivě zvažovat před započtením každého programu. V této souvislosti doporučuje<sup>2</sup> podrobný průzkum trhu, programové experimenty a plánovací postupy zavedené Northwest Power Planning Council. Zejména pak podtrhuje, že nabídkové schéma na straně poptávky má být provedeno obzvláště pečlivě a nemá být nahrazováno zdánlivou elegancí tržního mechanismu. (Záležitosti dvojí platby v kontextu nabídkového řízení probíráme níže).

Již v kapitole II jsme ukázali, že nejlogičtější odpovědí na nejistotu, pokud jde o dobu návratnosti, je systematický průzkum trhu a pilotní program. Pracovníci NWPPC (1988) poukazují na to, že Joskow a Ruff asi ignorují nebo zanedbávají fakt, že řada společností má vlastní průzkumy trhu<sup>3</sup>, vybrané studijní skupiny odběratelů, spojené tržní experimenty a pilotní programy.<sup>4</sup> Tyto skutečnosti doplňují dosud publikovaný výzkum

<sup>2</sup> Joskow vysvětluje tento a další názory v dopise, který je odpovědí na kritiku jeho svědectví pracovníky NWPPC.

<sup>3</sup> Vynikajícím příkladem je regionální program NORDAX. Je to nedávno vytvořená databáze získaná z experimentů elektrárenských společností v Nové Anglii, financovaných ministerstvem energetiky. Tento projekt koordinoval C. Sabo (New York State Electricity and Gas Co.).

<sup>4</sup> Například ani Joskow ani Ruff necitují výzkumy tržních bariér uvedené v části II a ani neposkytují empirickou podporu jejich vlastnímu pohledu na nedostatky trhu.

stále

poptá  
na ús  
V pr  
rozho

Ruff,  
progr  
možr  
spole  
výnos  
dosaž

nejist  
finan

publi  
stand  
celos  
opatu

Nabí

na st  
nabí  
tržní

zprac  
efekt  
nabí  
Před

5  
ekon  
popt

stále bohatší dokumentací, pokud jde o příčiny a všudypřítomnost tržních nedostatků.

Ruffovu jednostrannému zdůrazňování skrytých nákladů v programech na straně poptávky čelí Plunkett (1988b), který na rozdíl od Ruffa argumentuje tím, že investice na úsporu energie přinášejí nepřímý prospěch spotřebiteli stejně jako nepřímé náklady. V programech četných společností se právě tyto nepeněžní výhody ukázaly jako rozhodující pro úspěšnost daného programu.

Toto pozorování potvrzuje, že nepřímé náklady musí být brány v úvahu jak uvádí Ruff, ale jsou v rozporu s jeho tendencí k negativním nákladům. V dobře navržených programech jsou přínosy k pohodlí spotřebitele zřetelně identifikovatelné a aktivně je možno s nimi obchodovat.<sup>5</sup> V ostatních případech byly programy elektrárenských společností užitečné při získávání velkého počtu zákazníků obeznámených s potěšitelnými výnosy při používání sponzorovaných technologií, jako je snížení hluchosti a průvanu dosažené vylepšenými okny a tepelné pohodlí při všeobecně zlepšené izolaci budov.

Dalším nepřímým výnosem z efektivní investice na straně poptávky je zmenšení nejistoty budoucích energetických požadavků a jejich průvodních ekonomických a finančních nákladů a rizik.

Zaměstnanci NWPPC usuzují, že oproti představě, kterou mohla vyvolat jejich publikace, Joskow a Ruff nenabízejí žádný pohled, který by vyžadoval prověření definice standardního celospolečenského testu. V téže době znovu zdůrazňují, že při aplikaci celospolečenského kritéria anebo testu celkových nákladů na zdroje je nutno použít opatrný postup krok za krokem pro vývoj programu, plánování a vyhodnocení.<sup>6</sup>

### Nabídkové řízení na straně poptávky a celospolečenské kritérium

Nedávno bylo možno pozorovat vzrůstající trend k zavedení nabídkového řízení na straně poptávky. Tento trend je částečnou odpovědí na podobné iniciativy na straně nabídky. Je veden nadějí, že nabídkové schéma by mohlo nabídnout elegantní, nedotčený tržní nástroj k zajištění nejefektivnějšího opatření na straně poptávky.

Vedeni touto motivací Joskow (1988), Ruff (1987) a Ciccetti & Hogan (1988) zpracovali předpoklad, že nabídkové schéma k zajištění společenské ekonomické efektivnosti nebude doprovázeno dodatečnými vyhodnocovacími testy nesouvisejícími s nabídkovým řízením. Tento předpoklad je klíčem k úplnému pochopení jejich argumentu. Předpokládají, že bude zajištěna konformita s efektivní kapitálovou alokací jako

<sup>5</sup> Viz např. Zprávy z dvouleté letní studie Americké rady pro energeticky efektivní ekonomiku (ACEEE 1984, 1986, 1988), Zprávy z první národní konference o řízení poptávky (EPRI 1987b), a projektu EPRI Akceptovatelnost pro zákazníky (EPRI 1987a).

endogenní výsledek vlastních nabídkových postupů.<sup>6</sup>

Joskow a Ruff dále předpokládají, že nabídkové řízení je integrovanou aukcí, ve které jak nabídky na straně poptávky, tak nabídky na straně dodávky mohou dosáhnout až výše úplných nevynaložených nákladů. Poukazují na to, že taková nabídková aukce všech zdrojů vytvoří asymetrii způsobenou problémem dvojí platby na straně poptávky. Je to tak proto, že v případě chybějící regulace bude nabídková cena zahrnovat pouze ty části zdrojů na straně poptávky, které platí elektrárenská společnost a nikoli tu část, kterou platí zákazník. Nabídkový proces by nebyl mírou celkových nákladů na zdroje na straně poptávky, ale pouze částí placenou elektrárenskou společností. Výsledek by byl stejný jako při použití "testu všech poplatníků" na straně poptávky, a testu celkových nákladů na straně dodávky. Ale jestliže by integrace na straně nabídky a poptávky doprovázely minimální společenské náklady, vyžadovalo by to, že se měří celkové náklady na zdroje v obou případech.

Jak zdůraznili Cicetti & Hogan (1988), čistý výsledek by byl tentýž v obou případech, pokud by náklady na všechny zdroje na straně poptávky byly nižší než nevynaložené náklady. Avšak mohl by pak vzniknout problém, jestliže by úspěšný účastník nabídkového řízení nabídl investici na straně poptávky, jejíž náklady by byly poněkud vyšší než nevynaložené náklady, řekněme 8 centů/kWh místo 7 centů/kWh, a o trochu méně než nevynaložené náklady, řekněme 6 centů/kWh. Jestliže průměrná sazba je 5 centů/kWh, nabízející by mohl využít 2 z 5 centů uspořené na účtu za elektřinu pro kompenzaci deficitu v příjmech společnosti a stále by měl přebytek 3 centy/kWh. Výsledek by byl společensky neefektivní vzhledem k efektu dvojí platby.

V tomto příkladě by dvojí platba byla reálná. Jestli nebezpečí společensky skutečně neefektivních výsledků je skutečně podstatné, záleží na okolnostech. Analýza prostoru problematiky doby návratnosti v kapitole II ukazuje, že v případě průměrné sazby 5 centů/kWh, vysoké implicitní diskontní sazby typických zákazníků by vedly k upuštění od možností úspor, i když by stály podstatně méně než 1 cent/kWh. Očekávalo by se, že se naleznou značné úpory s tak nízkými náklady v oblasti dosahu elektrárenské společnosti. Tyto možnosti by nebyly úplně vyčerpány, dokud by se existující kapitálové zásoby obracely. Nabízející by byli motivováni, aby nabízeli jako první nejlevnější z dostupných zdrojů na straně poptávky, protože ty nabízejí největší potenciál pro zisk. Bylo by proto velmi dobře možné, že alespoň v počátečních letech nabídkové aktivity, by tyto nabídky odrážely společensky efektivních opatření.<sup>7</sup>

<sup>6</sup> V jejich diskusích o nabídkovém řízení na straně poptávky autoři též souhlasí s argumentem, že by nabídkový program určil reálné bariéry trhu.

<sup>7</sup> Zde se nezabýváme s dopady na sazby takovýchto zdrojů s nízkými náklady. Jestliže nabídkové schéma nedosahuje dokonalé soutěže, nabízející by mohli velmi snadno začít nabízet ceny blízko k nevynaloženým nákladům ve snaze získat většinu ekonomického prospěchu pro sebe. To by mohlo znamenat, že opatření na straně poptávky budou nakupována elektrárenskou společností za náklady mnohem vyšší než celkové náklady na zdroje. A tím by dopady na sazbu za elektřinu mohly být značně neadekvátní vzhledem k celkovému nákladům na zdroje, a mohly by být vyšší při

společně:  
problém  
ceny or  
pravidk  
by bylo  
Zároveň  
monitor  
spočívá  
považuj  
zdrojů j

řízením  
efektiv  
Maine  
straně j  
používá  
nákladů  
spolehli

který by  
vybranc  
opatřer  
který b  
zařazer  
předem  
nabídka

Yorku)  
nezúča:

Neome

& Hog  
cen na  
Ačkoli  
neome:  
kombir  
jedné s

nabídk

Nicméně pravidla nabídkového řízení by měla být přizpůsobena tak, aby zajistila společensky efektivní výsledky v každém případě. Zde Joskow a Ruff argumentují, že problému dvojí platby je možno se vyhnout pouze tehdy, jestliže je maximum nabídkové ceny omezeno rozdílem mezi marginálními náklady a současnou sazbou. Toto rozhodující pravidlo je opět obdobné testu nezúčastněného. Joskow pochybuje, že takové omezení by bylo politicky průchodné, z pohledu pravidel nabídkového řízení pro všechny zdroje. Zároveň se zmiňuje, že nebude využívána vnější kontrola společenské efektivnosti, např. monitorování a vyhodnocování tohoto kritéria. Důvod, proč je v tomto bodě skeptický, spočívá částečně v tom, že mnoho zastánců nabídkového řízení na straně poptávky právě považuje takové úsilí za nadbytečné. Proto je proti návrhům nabídkového řízení všech zdrojů jako celku.

Řada amerických společností a komisí ověřujících zkušenosti s nabídkovým řízením požaduje monitorovací a vyhodnocovací postupy k zajištění společenské efektivnosti, ale nepozorují stejné praktické obtíže v jejich realizaci jako Joskow. Central Maine Power Co. vyvinula koncepci, která na takové vynucení nabídkového řízení na straně poptávky pohlíží jako na obdobnou praxi na straně nabídky, kde jsou rutinně používány jako kritéria pro omezení prostoru účastníků nabídkového řízení minimálních nákladů takové faktory jako záměna paliv, otázky životního prostředí a problémy spolehlivosti.

Doposud byly realizovány dva postupy jako reakce na tyto potřeby. Prvý postup, který byl použit v New England Electric System, omezuje nabídkové řízení na předem vybranou skupinu technologií, které byly identifikovány na základě pečlivé analýzy, jako opatření splňující kritérium celospolečenské efektivnosti (NEES 1987). Druhý postup, který byl použit v Central Maine Power Co., požadoval jako nutnou podmínku pro zařazení do nabídkového řízení prokázanou společenskou efektivnost, bez toho, aby se předem vybíraly možné technologie (CMP 1987). Oba postupy se vyhýbají omezení nabídkových cen na straně poptávky na ekvivalent kritéria nezúčastněných.

Naopak integrovaný nabídkový program Orange and Rockland Utilities (v New Yorku) předkládá mechanismus maximálních cen, který je ekvivalentní kritériu nezúčastněných (ORU 1988).

### Neomezené nabídkové řízení všech zdrojů

Nedávný návrh vnitřní kontroly pro společenskou efektivnost pochází od Cicchettiho & Hogana (1988). Autoři potvrzují nepříjemné aspekty přímého omezení nabídkových cen na straně poptávky na rozdíl mezi marginálními náklady a průměrnými sazbami. Ačkoliv jejich návrh má v zásadě tentýž efekt, je tento rys čistým výsledkem tak zvaného neomezeného pojetí. Toto neomezení se vyznačuje zacházením se zákazníkem (nebo kombinovaně s elektrárenskou společností a zákazníkem) jako dodavatelem zdrojů na jedné straně transakce, a jako spotřebitelem energetických služeb na druhé straně.

---

nabídkovém řízení než v konvenčních programech.

Jako dodavatelé mají nabízející na straně poptávky dobré postavení ve schématu nabídkového řízení všech zdrojů. A jako takoví mohou získat ceny až do plné výše nevynaložených nákladů. Jako spotřebitelům energetických služeb jim bude účtována tatáž cena za energetické služby, jaká byla účtována před investicí na straně poptávky. Nový účet vítězného nabízejícího (nebo vítězného zákazníka) se bude skládat ze (sníženého) počtu kWh elektrické energie skutečně spotřebované plus složky odpovídající přesně uspořeným kWh oceněným a zaplaceným v aukci. Tato "komponenta energetické služby" v účtu bude zaplácena v normální tarifní sazbě.

Zatímco koncept se zdá být tvůrčí a elegantní, zůstává nejisté, zdali to v praxi povede k lepším výsledkům než přímá metoda nezúčastněných na nabídkových cenách jak navrhoval Joskow a Ruff. Schéma je možno nejlépe popsat jako nabídková verze testu nezúčastněných. Výhoda nabídky na straně poptávky dosahující až k úplným marginálním nákladům je získána za cenu zatěžkání účastníků programu sníženými příjmy. Toto je mnohem přísnější aplikace testu "nikdo neztrácí" než tradiční aplikace užívaná v programech elektrárenských společností. V tradičním testu nezúčastněných je tíha ztracených příjmů rozptýlena mezi všechny poplatníky před aplikací testu. Naopak Cicetti a Hogan koncentrují dopady ztracených příjmů přímo na účastníky. Například při neomezeném schématu může 50% úspora energie v nabídce získat pouze 10% snížení účtu, kdežto v tradičním programu elektrárenských společností dostane zúčastněný úplné snížení účtu o 50 %. V neomezeném schématu nese nabízející rovněž úplné riziko ze stanovení velikosti úspor. Tyto faktory se mohou obrátit a stát se silně brzdicími prostředky, které mohou redukovat účast až pod úroveň dosažitelnou tradičními programy.

### **Strategie pro minimalizaci dopadů na sazby při zlepšující se společenské efektivnosti**

Programy na straně poptávky mohou zvýšit průměrnou sazbu za elektřinu. Pokud se bude elektrárenská společnost uvažovat jako "celek", budou sazby stoupat kdykoliv jako výsledek programů na straně poptávky; snížené stálé náklady mohou být rozprostřeny přes méně kWh než bylo původně plánováno. Test nezúčastněných limituje programy na straně poptávky na úroveň, do které se sazby nezvýší.

Existuje několik důvodů, proč mají elektrárenské společnosti zájem na testu nezúčastněných. Jedním důvodem je, že mechanismus, kterým dochází k pokrytí výdajů na program elektrárenské společnosti, je považován jako nevýhodný nebo nejistý. Dalším je, že investice na straně poptávky nevytvářejí stejnou míru návratnosti akcionářům. Například jednotka ušetřené energie nemá stejnou míru návratnosti a náhrada výdajů může být zpožděna až do příštího případu stanovení sazby. Další je nejistota odsouhlasení vyšších sazeb, které jsou výsledkem programů společnosti. Jestliže dopady na sazbu (její zvýšení) jsou dostatečně velké, elektrárenské společnosti se obávají, že odezvy veřejnosti mohou působit na inspektory regulačních komisí. Konečně, společnosti se mohou obávat při podstatném zvýšení sazeb, že povzbudí konkurenční zákazníky k vlastní výrobě. Tento argument nabývá na váze se vzrůstající konkurencí v elektroenergetickém sektoru v USA.

Dopady na sazby musí být také posuzovány z důvodů rovnosti příležitostí. Stejně jako investice na straně nabídky, tak i programy na straně poptávky přinášejí s sebou

specifické  
zavede  
zařízení  
program  
vlastní  
srovnat  
pro ostatní  
dočasně  
Například  
jejichž  
nahradí  
pečlivě  
na straně

nabídky  
přesuní  
přináší  
nových  
všeobecně  
ignorovat  
americké  
potvrzuje

rovnost  
s ekonomikou

Nabídky

které t

specifické problémy týkající se rovnosti příležitostí. Jestliže elektrárenská společnost zavede pouze několik programů zaměřených jen na určitou skupinu zákazníků a určitá zařízení konečného užití, které není vlastnictvím všech nebo většiny zákazníků (např. programy, které jsou výnosné pro vlastníky klimatizačního zařízení v oblasti, kde je vlastní pouze menšina zákazníků, nebo programy pro majitele rodinných domů bez srovnatelných programů pro činžovní budovy), je toto přerozdělení reálné znevýhodnění pro ostatní skupinu zákazníků. Podobně programové aktivity, které jsou nabízeny pouze dočasně, mohou vytvořit určitou nerovnoměrnost (nespravedlivost) během času. Například program poskytování slevy na zařízení bude výnosem pouze pro ty zákazníky, jejichž zařízení jsou určena k náhradě v letech, kdy je program nabízen. Ale než se nahradí všechna zařízení tohoto typu může trvat 15-20 let. Jestliže nejsou programy pečlivě naplánovány, mohou nespravedlnosti být zvýšeny těmi účastníky, kteří investovali na straně poptávky bez příslušných stimulačních programů.

Tytéž druhy problémů nerovnosti příležitostí se objevují s investicemi na straně nabídky a projekty zvyšování zatížení. Jak bylo ukázáno výše, poplatníci přijímají většinu přesunů příjmů po celou dobu v platbách za investice do rozvoje elektrizačních sítí, které přinášejí prospěch lidem a organizacím jen v ohraničených lokalitách, a investice do nových elektráren, které přinášejí největší výnosy budoucím poplatníkům. Dosud se všeobecně uznává, že nerovnosti v příležitostech na straně poptávky nemohou být ignorovány jen proto, že podobné nerovnosti existují i na straně nabídky. Dokonce i americké regulační komise podporují společenské hledisko jako primární kritérium potvrzují potřebu snížit nerovnost na nejnižší možnou míru.

Existuje řada postupů, jak uvést do souladu účinky ovlivňující sazby, distribuční rovnost příležitostí a konkurenceschopnost elektrárenských společností na jedné straně s ekonomickou efektivností na straně druhé. Tyto přístupy zahrnují:

- Nabídku efektivních programů místo podpory průmyslových sazeb
- Řízení časové posloupnosti zaváděných programů na straně poptávky
- Minimalizaci stimulačních a administrativních nákladů elektrárenské společnosti zlepšeným dispečerským řízením
- Rozdělení úspor mezi poplatníky a účastníky programů
- Vytvoření plánu řízení poptávky (DSM) s malým vlivem na sazbu za elektřinu smíšením programů s pozitivními a negativními dopady na sazbu
- Nabídku širokého spektra programů, které dovolí všem se zúčastnit

#### Nabídka různorodých programů řízení poptávky (DSM)

Mnoho soudů usiluje o minimalizaci vlivů na transfer příjmů navržením programů, které by nabízely příležitosti pro všechny skupiny zákazníků a zahrnovaly různorodé



technologie konečné spotřeby běžně používané všemi skupinami. Zde jsou zvláště důležité programy pro domácnosti s nízkými příjmy. Jiný obdobný postup podporující rovnost příležitostí nabízejí programy s dostatečně dlouhým časovým obdobím; to vytváří šance i pro ty zákazníky, kteří se nezúčastní nebo nemohou zúčastnit ihned.

Joskow (1988) podotýká, že toto úsilí o rovnost příležitostí zaváděním rozličných programů může mít za následek, že se budou podporovat programy, kde neexistují žádné reálné bariéry pro efektivní investice zákazníka, a proto by to vedlo ke společensky neefektivnímu využití kapitálu. Za touto připomínkou stojí předpoklad, že bariéry jsou vyjimečnou okolností, které se týkají pouze několika skupin zákazníků a aplikací konečné spotřeby.

Severozápadní rada pro energetické plánování (NWPPC) a ostatní autority užívají široce založený postup, které souhlasí s tím, že programy by neměly být zaváděny tam, kde nevyvolávají dodatečné investice na straně poptávky. Poukazují však na to, že tržní bariéry a potenciál pro zvýšení energetické účinnosti můžeme najít prakticky u všech aplikací konečné spotřeby a mezi všemi kategoriemi zákazníků, tak jak se o tom pojednává v části II. Kromě toho jsou tržní bariéry obvykle nejsilnější u skupiny domácností s nízkými příjmy. V důsledku toho bychom očekávali, že se bude očekávat, že řada různých programů urychlí vývoj směřující k ekonomicky efektivnímu rozmístění kapitálu, než aby tomuto vývoji bránily.

Aby se dosáhlo spravedlnosti založené na rovnosti příležitostí neznámá to, aby byly každému nabídnuty tytéž procentuální úspory. Zákazníci by měli mít možnost ušetřit tolik peněz, o kolik mohou jiné programy zvýšit sazby.

### Načasování programů řízení poptávky

Při tomto přístupu je získávání zdrojů na straně poptávky načasováno tak, aby zvýšení sazeb zůstalo pod prahovou úrovní, při níž by průmysloví odběratelé mohli přestat odebírat elektřinu z dané rozvodné sítě anebo při níž by nezúčastnění na projektu pocítili šok vyplývající z výše sazeb. Tento přístup je výslovně uznán v novém vydání Kalifornské příručky standardní postupů (California Standard Practice Manual). Zde byl test nezúčastněných nahrazen testem pro měření dopadu sazeb (Rate Impact Measure tests - RIM). U testu RIM se vypočítává procentuální zvýšení sazeb místo toho, aby se automaticky zavrhovaly programy, u nichž činí poměr nákladů k přínosům méně než 1, bez ohledu na to, jak blízko se přibližují.

Důležitým zřetelem, k němuž je třeba přihlížet při plánování a načasování programů, je to, jak náklady na programy ovlivňují časový průběh požadovaných příjmů. V mnoha státech USA jsou výdaje společností na úsporná opatření a řízení zatížení zařazovány do nákladů a nepromítají se do sazeb. Protože zařazení do nákladů zajišťuje více či méně okamžité vyrovnání úhrady, má to vliv na průběh požadovaných příjmů (zatížení hlavně na začátku). K negativním dopadům na sazby způsobené blížícím se datem požadovaného uhrazení nákladů dochází tudíž hlavně z účetních důvodů.

výjimka  
opatření  
opatření  
program  
vést k  
pro zá  
Ačkoliv  
program  
nepods  
dodávka  
navržen  
náklad  
na zdro  
na stra  
význam  
za násk  
stimuly  
výšku s  
k regre

### Program

průmysl  
vyráběl  
Obvykl  
krátkoc  
velkých  
ostatní

(1986),  
elektřin  
poskytr  
a Lovin  
alterna  
nutně k  
právě  
elektřin  
od elek  
úsporný  
Depart

## Minimalizace nákladů na rozšíření programů

Zkušenosti se stimulačními programy elektrárenských společností ukázaly, že s výjimkou skupin domácností s nízkými příjmy, lze zákazníci investují do efektivních opatření již s pobídkami, které jsou podstatně nižší než počáteční plné náklady na tato opatření. Metoda použitá k rozšiřování programů (kampaň "ode dveří ke dveřím", programy poskytování rabatu zprostředkovatelům - dealerům a další přístupy) může často vést k udržení nebo zvýšení procenta účasti v porovnání s programy s běžným rabatem pro zákazníky a přitom omezit rozsah vynaložených stimulů na investice zákazníků. Ačkoliv některé z těchto přístupů mohou vést ke zvýšení administrativních nákladů na programy a tudíž mohou mít vliv na celospolečenské náklady, zdá se, že tento dopad je nepodstatný. Tak například nedávná systematická porovnávání alternativních programů dodávky světla u společnosti New England Electric System Co. svědčí o tom, že u dobře navržených programů mohou administrativní náklady činit pouhých 5-20 % z celkových nákladů na zdroje (viz např. Nadel 1988, Krause a kol. 1989). Jestliže celkové náklady na zdroje zůstávají u různých alternativních programů relativně konstantní, počet opatření na straně poptávky, jež úspěšně projdou testem celospolečenských nákladů se také významným způsobem nezmění. Na druhé straně mohou změny v návrhu programu mít za následek mnohem větší omezení požadovaných příjmů (tj. administrativní výdaje plus stimuly pro účastníky), a v důsledku toho dojde k proporcionálnímu snížení dopadů na výšku sazeb. Při snaze o dosažení těchto zlepšení je třeba dát pozor na to, aby nevedly k regresivnímu rozložení prospěchu plynoucího z daného programu.

## Programy na straně poptávky versus zvýhodněné sazby pro průmyslové odběratele

Americké společnosti často navrhují zvýhodněné "rozvojové sazby" a nebo smlouvy průmyslovým zákazníkům. Cílem těchto výhod je buď zabránit tomu, aby si zákazníci vyráběli elektřinu sami, anebo jsou určeny ke zvýšení zatížení v průmyslovém sektoru. Obvykle se na toto zvyšování zatížení pohlíží jako na prostředek ke snížení sazeb, protože krátkodobé marginální náklady jsou nižší než průmyslové sazby, a/nebo proto, že ztráta velkých průmyslových odběratelů by vedla ke zvýšení stálých nákladů připadajících na ostatní zákazníky.

Jako alternativu k tomuto postupu navrhli Cavanagh (1988a) a Lovins & Gilliam (1986), aby elektrárenské společnosti nabídly průmyslovým firmám snížení jejich účtů za elektřinu založené na podpoře opatření vedoucí k energetické účinnosti v průmyslu poskytnutím ekvivalentu jejich čisté aktualizované hodnoty k diskontu sazeb. Cavanagh a Lovins také uvádějí, že tvář v tvář hrozbě ztráty průmyslových odběratelů ve prospěch alternativních dodavatelů proudu, nemusí vést zvyšování zatížení v průmyslovém sektoru nutně ke snížení průměrných sazeb. Speciální rozvojové sazby by zatížily plátce sazeb právě tak, jako to činí průmyslové programy zvýšení zatížení. Kalifornská komise elektrárenských společností (California Public Utility Commission, CPUC, 1988) nyní od elektrárenských společností požaduje, aby nabízely zákazníkům určité možnosti úsporných opatření jako alternativu k diskontům sazeb. Regulační úřad Connecticut Department of Utilities zaujal podobný přístup.

Autoři také argumentují tím, že tíha dopadající na zákazníky by mohla být nižší u takovýchto programů než u zvýhodněných tarifů. Jestliže se nabízejí zvýhodněné tarify, neexistuje žádná záruka, že zde průmysloví odběratelé zůstanou anebo že bude realizován prospěch plynoucí z ekonomického rozvoje. Průmysloví zákazníci se ještě mohou v pozdější době rozhodnout, že opustí rozvodnou síť. Systémové omezování investic do efektivních opatření by mohlo vyvolat tlaky na zvýšení sazby vyplývající z nové výstavby v rozšířeném měřítku, a to dříve, než by tomu mohlo být naopak. Programy efektivních opatření by takový účinek neměly.

Relativně méně zkušeností existuje s programy na straně poptávky v průmyslu. Dostupné doklady (ASE 1986) nasvědčují tomu, že pouze největší americké průmyslové firmy uskutečňují vlastní systematické programy efektivního využití energie. Většina firem by tudíž mohla mít prospěch z průmyslových programů řízení poptávky - DSM. Počáteční výzva, před níž stojí elektrárenské společnosti, spočívá v získání odborných znalostí potřebných k vypracování programů, které průmyslové firmy shledají dostatečně přitažlivými. Skutečností je, že mnoho společností má značné zkušenosti s prováděním programů pro průmysl. Najímání zástupců pro poskytování služeb zákazníkům, kteří působili v oblasti techniky procesů anebo v jiných vhodných oblastech, se již dávno ukázalo být efektivním přístupem při jednání s průmyslovými zákazníky. Jiné společnosti se rozhodly najmout si společnosti zabývající se službami v oblasti energie a poradenské firmy, aby vedly jejich programy určené pro průmysl. V této oblasti je zapotřebí zahájit větší počet systematických programových aktivit.

#### Dohody o sdílených úsporách

Dopady na sazby, jež jsou důsledkem ztraceného příjmu, lze řešit dohodami, které umožňují nezúčastněným poplatníkům a elektrárenské společnosti se podílet na úsporách účastníků programu. V mnoha případech by takovéto investice do zvýšení účinnosti mohly, pokud by měly správnou strukturu, přispět ke zvýšení zisku elektrárenské společnosti a rovněž ke snížení účtů za elektřinu u zákazníků a snížení celospolečenských nákladů.

Při přístupu založeném na sdílených úsporách prodává elektrárenská společnost energetické služby, které si zákazník přeje, za sazby blízké současným a financuje investice na straně poptávky, tak jako kdyby sama vlastnila dané zařízení nebo vybavení. Tato dohoda je podobná postupu při financování třetí stranou, jehož se používalo k financování investic do solárních zařízení a podobně. Zákazníci by byli motivováni k účasti vzhledem k tomu, že by měli zaručené mírné úspory při nulovém riziku, aniž by museli vynaložit vlastní investice. Tento přístup by jim navíc ušetřil starosti spojené s tím, kdyby si podobnou investici pořizovali sami.

Aby program založený na sdílených úsporách fungoval, musela by se elektrárenská společnost ve většině případů spokojit s tím, že získá pouze část ztracených příjmů. Dokonce i pak by takováto dohoda minimalizovala čisté náklady elektrárenské společnosti na daný program a mohla by tak pomoci udržet dopady na výši sazeb pod prahem, který by vyvolával znepokojení. V tomto okamžiku je ještě příliš brzy, aby bylo

možné říci, do jaké míry by tento přístup vedl ke snížení účasti na program, anebo by komplikoval postavení elektrárenské společnosti na trhu.

### Sestavení plánu řízení poptávky s omezeným dopadem

Společnosti mohou být kombinovat programy ze souboru ekonomicky efektivních opatření, takovým způsobem, že by programy vedoucí ke snížení sazeb částečně, nebo úplně kompenzovaly programy, které by vedly k jejich zvýšení. Toto přerozdělení by se mohlo odehrát u konečné spotřeby v rámci jedné kategorie sazeb a neměnilo by tudíž nutně zavedené modely přerozdělování.

### **Jaký dopad na výši sazeb lze očekávat od těchto strategií? Několik číselných ilustrací**

Abychom lépe porozuměli dopadům na výši sazeb, které mohou v praxi mít energeticky efektivní opatření, je užitečné prozkoumat několik zjednodušených konkrétních příkladů. Níže v tomto textu jsme sestavili takové příklady založené na dvou různých předpokládaných situacích. První soubor příkladů ukazuje porovnání strategie výroby se strategiemi na straně poptávky při nadměrné výrobní kapacitě z krátkodobého hlediska. Druhý příklad ukazuje situaci s nedostatečnou kapacitou a také zde používáme delšího časového horizontu. Většina elektrárenských společností se nachází někde mezi těmito dvěma případy, přičemž se v průběhu času budou pohybovat od jedné směrem ke druhé.

V tabulce IV-1 je shrnuto několik cest získávání zdrojů, které by bylo možné použít v každé situaci. Tyto příklady, založené na podobných příkladech uvedených v publikacích NWPPC (1988), Plunketta (1988a), Lovinse & Gilliama (1986) a Costella (1985), jsou sestaveny tak, aby ilustrovaly různé přístupy a problémy, o nichž bylo pojednáno výše.

V příkladu je základní varianta elektrárenská společnost s instalovaným výkonem asi 17 GW, vyrábějící 100 000 GWh ročně. Stálé náklady na výrobu elektřiny z existujících elektráren činí 3,5 centu/kWh, což je ekvivalentní krátkodobým marginálním nákladům, včetně nákladů na ztráty v rozvodu. Provozní náklady se předpokládají ve výši 3,5 centu/kWh při celkové současné sazbě 7,0 centů/kWh. To zhruba odpovídá průměrné americké sazbě za elektřinu.<sup>8</sup> Náklady na zdroje na straně poptávky odpovídají přibližně křivce dodávky uvedené v kapitole II, která je založena na podrobné analýze s použitím reálných dat elektrárenské společnosti. Při skromném rozsahu úspor

<sup>8</sup> Podle údajů pocházejících od U.S. Energy Information Administration (U.S. EIA 1986, 1987) souvisí asi 44 % z průměrných sazeb plánovaných na rok 1990 s kapitálem a asi 56 % z nich souvisí s palivem a provozními náklady a náklady na údržbu. U elektrárenských společností vlastněných investory činily průměrné sazby 6,7 centu/kWh.

Tabulka IV-1: Dopady využívání alternativních zdrojů na sazby a očekávané příjmy  
Pětiletý časový horizont

Údaje o systému	Výchozí rok	1.a Strategie výroby	2.a Strategie úspor Kritérium neúčastněných	3.a Strategie úspor Celospolečenské kritérium
Stávající zatížení [GWh]	100 000	100 000	100 000	100 000
Růst zatížení [GWh]		10 000	10 000	10 000
Zdroje na straně poptávky [GWh]		0	0	5 000
Zdroje ve výrobě [GWh]		10 000	1 000	5 000
Celkem [GWh]		110 000	110 000	105 000
současná sazba [cent/kWh]	7	7	7	7
stálé náklady [cent/kWh]	3.5	3.5	3.5	3.5
provozní náklady [cent/kWh]	3.5	3.5	3.5	3.5
současné roční požadované příjmy [miliard dolarů]	7	7	7	7
přrůstek výroby [GWh]		10 000	10 000	5 000
náklady na přrůstek výroby [cent/kWh]				3.5
náklady zdrojů na straně poptávky [cent/kWh]				1
náklady na program [cent/kWh]				0.5
náklady odběratelů [cent/ušetřenu kWh]				0.5
očekávané příjmy z přrůstku výroby [miliard dolarů/rok]		0.35	0.35	0.175
očekávané příjmy z opatření na straně poptávky [miliard dolarů/rok]				0.025
nezískané příjmy z odpisů zapojených elektráren [miliard dolarů/rok]				
nepožadované příjmy díky úsporám [miliard dolarů]				
celkové roční požadované příjmy [miliard dolarů]	7.0	7.35	7.35	7.20
<b>Průměrná sazba [cent/kWh]</b>	<b>7.0</b>	<b>6.68</b>	<b>6.68</b>	<b>6.86</b>
<i>Index</i>	100	95	95	98
<b>Celková současná hodnota požadovaných příjmů [miliard dolarů]</b>	<b>25.02</b>	<b>26.27</b>	<b>26.27</b>	<b>25.73</b>
<i>Index</i>	100	105	105	103
Celkové roční náklady na zdroje [miliard dolarů]	7.0	7.35	7.35	7.23
<i>Index</i>	100	105	105	103
<b>Současná hodnota celkových nákladů na zdroje [miliard dolarů]</b>	<b>25.02</b>	<b>26.27</b>	<b>26.27</b>	<b>25.82</b>
<i>Index</i>	100	105	105	103

Tabu

Úd

Stá

Rūs

Zdr

Zdr

Cel

sou

stál

prov

souč

[mil

přri

nákl

[cen

nákl

[cen

nákl

nákl

[cent

oček

výrol

oček

stran

dolar

nezís

zapo

[mili

nepo

úspor

celko

[mili

Prům

Index

Celko

poža

[mili

Index

Celko

[mili

Index

Souča

nákla

[mili

Index

Tabulka IV-1: Dopady využívání alternativních zdrojů na sazby a očekávané příjmy

Údaje o systému	1.b Strategie výroby	2.b Strategie úspor Kritérium nezúčastněných	3.b Strategie úspor Celospolečenské kritérium	4.b Vylepšené programy Celospolečenské kritérium	5.b Sdílené úspory Celospolečenské kritérium
Stávající zatížení [GWh]	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000
Růst zatížení [GWh]	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000
Zdroje na straně poptávky [GWh]	0	10 000	30 000	30 000	30 000
Zdroje ve výrobě [GWh]	20 000	10 000	-10 000	-10 000	-10 000
Celkem [GWh]	120 000	110 000	90 000	90 000	90 000
současná sazba [cent/kWh]	7	7	7	7	7
stálé náklady [cent/kWh]	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
provozní náklady [cent/kWh]	4	4	3.5	3.5	3.5
současné roční požadované příjmy [miliard dolarů]	7.5	7.5	6.3	6.3	6.3
přírůstek výroby [GWh]	20 000	10 000	-10 000	-10 000	-10 000
náklady na přírůstek výroby [cent/kWh]	8.5	8.5			
náklady zdrojů na straně poptávky [cent/kWh]		2	3	3	3
náklady na program [cent/kWh]	1	1	3	2	3
náklady odběratelů [cent/ušetřenou kWh]		1	0	1	0
očekávané příjmy z přírůstku výroby [miliard dolarů/rok]	1.7	0.85			
očekávané příjmy z opatření na straně poptávky [miliard dolarů/rok]	0	0.1	0.9	0.6	0.9
nezískané příjmy z odpisů zapojených elektráren [miliard dolarů/rok]			0.1	0.1	0.1
nepožadované příjmy díky úsporám [miliard dolarů]					0.9
celkové roční požadované příjmy [miliard dolarů]	9.2	8.45	7.1	6.8	6.2
<b>Průměrná sazba [cent/kWh]</b>	<b>7.67</b>	<b>7.68</b>	<b>7.89</b>	<b>7.56</b>	<b>6.89</b>
<i>Index</i>	100	100	103	99	90
<b>Celková současná hodnota požadovaných příjmů [miliard dolarů]</b>	<b>61.51</b>	<b>56.49</b>	<b>47.47</b>	<b>45.46</b>	<b>41.45</b>
<i>Index</i>	100	86	77	69	63
<b>Celkové roční náklady na zdroje [miliard dolarů]</b>	<b>9.2</b>	<b>8.55</b>	<b>7.1</b>	<b>7.1</b>	<b>7.1</b>
<i>Index</i>	100	93	77	77	77
<b>Současná hodnota celkových nákladů na zdroje [miliard dolarů]</b>	<b>61.51</b>	<b>57.16</b>	<b>47.47</b>	<b>47.47</b>	<b>47.47</b>
<i>Index</i>	100	93	77	77	77

(5 % zatížení) se předpokládají jejich celkové náklady ve výši 1 cent/kWh. Při 10 % úsporách jsou to 2 centy/kWh a při 25 % úsporách 3 centy/kWh. Náklady elektrárenské společnosti na tento zdroj se pohybují v rozmezí od 0,5 centu/kWh do 3 centů/kWh.

Analyzujeme každou strategii z hlediska jejího dopadu na výši sazeb, na celkovou současnou/aktualizovanou hodnotu požadovaných příjmů a na aktualizovanou hodnotu celkových nákladů na zdroje. Aktualizované náklady jsou propočteny zjednodušeným způsobem pro 5letý a 15letý časový horizont.<sup>9</sup> Celkové požadované příjmy se rovnají součtu přímých nákladů elektrárenské společnosti na výrobu a na zdroje na straně poptávky. Celkové náklady na zdroje, jichž se zde používá k aproximaci nákladů z celospolečenského hlediska, se rovnají aktualizované hodnotě požadovaných příjmů plus nákladům zákazníka na zdroje na straně poptávky.

### Nadměrná kapacita/pětiletý časový horizont

V tomto scénáři vzrůstá zátěž v průběhu 5 let o 10 %, což je možné pokrýt využitím stávajících kapacit.

### Strategie 1a: Strategie výroby a zvýšení poptávky

Zde je společnost schopna uspokojit dodatečnou poptávku za pomoci stávajících elektráren a může ještě zavést projekty zvýšení poptávky. Marginální náklady na výrobu (včetně ztrát v rozvodu) činí 3,5 centu/kWh. Roční požadované příjmy se zvyšují o 350 milionů dolarů a sazby se snižují o 5 %. Aktualizované celkové požadované příjmy (zde totožné s celkovými náklady na zdroje) se zvyšují asi o 1,25 miliardy dolarů, t.j. asi o 5 %.

### Strategie 2a: Programy na straně poptávky hodnocené testem nezúčastněných

Elektrárénská společnost zkoumá zdroje na straně poptávky. Ačkoliv jsou levnější než krátkodobé marginální náklady (viz kapitola II), je rozdíl mezi krátkodobými marginálními náklady a průměrnými sazbami záporný. Důsledkem toho je, že programy

<sup>9</sup> Cílem tohoto postupu je spíše usnadnit srovnávání než zachytit přesné složení nákladů spojených s každou ze strategií. Stav systému v letech 5 a 15 je hodnocen tak, jako by každý z nich představoval nový ustálený stav elektrárénské společnosti. Tento usazený stav je pak čistou aktualizovanou hodnotou za 5 respektive 15 let. Výsledný rozdíl v aktualizovaných nákladech je větší než ten, k němuž by se dospělo podrobnou analýzou skutečného přechodu ke každému z konečných stavů. Na druhé straně se při "zmrazení" konečného stavu systému po roce 5 a 15 nepřihlíží ke skutečnosti, že rozdíly v nákladech mezi jednotlivými strategiemi by se v průběhu času postupně zvyšovaly.

na straně poptávky nevyhovují kritériu nezúčastněných. Strategie 2 se stává totožnou se strategií 1.

### Strategie 3a: Programy na straně poptávky hodnocené celospolečenským kritériem

Elektrárenská společnost dospívá ke zjištění, že zdroje na straně poptávky, jichž by bylo možné použít v průběhu 5 let, více než postačující ke kompenzaci očekávaného růstu poptávky (viz část II). Cílem společnosti je omezit růst poptávky jen o polovinu, t.j. o 5 000 GWh. To také umožňuje elektrárenské společnosti se nejprve soustředit na ty zdroje na straně poptávky, k jejichž získání je zapotřebí nejnižších nákladů. Je schopna zakoupit plánované úspory za programové náklady 0,5 centu/kWh ušetřenou.<sup>10</sup> Důsledkem toho je, že roční požadované příjmy na dodatečnou výrobu činí 175 miliónů dolarů, přičemž zdroje na straně poptávky, jež dodávají právě tolik elektřiny jako zařízení na její výrobu, přidávají dalších 25 miliónů dolarů. Celkové roční požadované příjmy dosahují 7,2 miliardy dolarů. Sazby se snižují o 2 % na 6,86 centu/kWh. V porovnání se strategií založenou na výrobě elektřiny jsou sazby o 2,7 % vyšší. Celková aktualizovaná hodnota je o 540 miliónů dolarů nebo o 2,1 % nižší než u strategie založené na výrobě elektřiny.

Aktualizovaná/současná hodnota nákladů zákazníků na investice na straně poptávky činí pouze 90 miliónů dolarů. Důsledkem toho je, že celkové náklady na zdroje jsou stále ještě asi o 45 miliónů dolarů čili o 2 % nižší, než je tomu u strategie založené na výrobě.

### Nedostatek kapacit/patnáctiletý časový horizont

U tohoto scénáře vzrůst zatížení a zvýšení účinnosti vyvolané tržními podněty vede ke zvýšení poptávky o 20 %. Plán je založen na získání nových výroben.

### Strategie 1b:

Celá poptávka se zajistí novými kapacitami, jejichž cena činí 7,5 centů/kWh. Regulační komise přidává příplatek na externality ve výši 1 centu/kWh, takže celkové náklady činí 8,5 centu/kWh. Ceny paliva pro existující výroby také rostou. Výsledkem toho jsou průměrné krátkodobé marginální náklady ve výši 4 centů/kWh. Důsledkem je, že roční požadované příjmy pro výrobu elektřiny na úrovni výchozího roku vzrůstají ze 7 miliard dolarů na 7,5 miliardy dolarů. Nové kapacity přidávají další 1,7 miliardy dolarů,

<sup>10</sup> Tato míra omezení růstu a náklady na uspořenou energii jsou zhruba stejné jako u South California Edison Co. při jejích programech prováděných ve velkém měřítku začátkem osmdesátých let.



takže celkový roční požadavek činí 9,2 miliardy dolarů. Sazby stoupají v porovnání s vychozím rokem o 10 % na 7,67 centů/kWh. Celkové aktualizované požadované příjmy se zvyšují ze 46,8 miliard na 61,5 miliardy dolarů, což je o 31 % více než u základní varianty.

### Strategie 2b:

Podle testu nezúčastněného může elektrárenská společnost vynaložit  $8,5 - 7,5 = 1,0$  centů/kWh na zdroje na straně poptávky. Společnost zjišťuje na základě cizích studií a svých vlastních pilotních programů, že by mohla nakoupit většinu úspor s celkovými náklady na zdroje ve výši 2 centů/kWh a méně za programové náklady ve výši 1 centu/kWh. Dospívá také ke zjištění, že na území, na němž poskytuje služby, zahrnují tyto zdroje významnou část dodávkové křivky a mohly by zajistit dodávku asi 10 000 GWh. Tím, že se zakoupí tyto zdroje za požadované roční příjmy ve výši 100 miliónů dolarů, se celkové požadované roční příjmy sníží na 8,45 miliardy dolarů. Sazby jsou tytéž jako u strategie 1b. Celkové aktualizované požadované příjmy se snižují o 5,0 miliard dolarů, t.j. o 8,2 % v porovnání s výrobní strategií. Na základě celkových nákladů na zdroje je tato strategie o 4,4 miliard dolarů levnější než výrobní strategie.

### Strategie 3b:

S použitím celospolečenského kritéria může elektrárenská společnost vynaložit na zdroje na straně poptávky až 8,5 centu/kWh. V tomto případě zdroje, které stojí méně než 8,5 centu/kWh uspořené mají průměrnou cenu 3 centy/kWh (viz kapitola II). Vzhledem k rizikům spojeným s globálním oteplováním se elektrárenská společnost snaží snížit celkovou poptávku na úroveň 90 % výchozího roku. Protože jí chybějí zkušenosti se stimuly, jichž je zapotřebí k tomu, aby vyvolaly větší rozsah investic na straně poptávky, rozhoduje se společnost neriskovat a nabízí přibližně 100 % z celkových nákladů na zdroje, nebo v průměru 3 centy/kWh. (Povšimněte si toho, že tento průměr zahrnuje programy s podstatně vyššími jednotkovými náklady). Roční požadované příjmy pro investice na straně poptávky pak činí 900 miliónů dolarů. Za pomoci těchto stimulů dosahuje elektrárenská společnost snížení poptávky na 90 % úrovně výchozího roku.

Vzhledem ke snížení zátěže je elektrárenská společnost schopna vyřadit z provozu jednotky, jejichž provozní náklady jsou vyšší než průměrné. To vede ke snížení průměrných provozních nákladů u stávajících výroben na 3,5 centu/kWh. Roční požadované příjmy pro výrobu se snižují na 6,3 miliardy dolarů.

Plán elektrárenské společnosti také předpokládá, že zatížení bude v dlouhodobém výhledu udržováno na nebo pod 90 % úrovní výchozího stavu, a to vzhledem k velkým nevyužitým zdrojům na straně poptávky, pokračující inovaci technologií na trhu, obav z globálního oteplování a díky zlepšeným programům. Elektrárenská společnost se proto rozhodne vrátit poplatníkům určitou část sazeb, které by se platily za amortizaci výroben,

jichž ne  
dolarů.<sup>11</sup>  
vede k s:

Pi  
celkový  
výrobní v

Strategie

U  
rozšiřová  
zapotřebí  
programy  
na 7,56 c  
výrobní s  
u výchozí  
celkové n

Strategie

V  
sdílených  
třetí stran  
elektríně ]  
Zákazník  
Elektráre:  
také získá  
ke snížení  
o 10 % i  
porovnání  
náklady n

<sup>11</sup> Ab  
30 let a li  
polovinu.  
nahrazeny  
požadovar  
celkové čá  
zařízení se  
Předpoklá  
ostatních ]

jichž není zapotřebí (díky snížené výrobě). Částka vrácená ročně činí 100 miliónů dolarů.<sup>11</sup> Celkové roční požadované příjmy se tudíž snižují na 1,7 miliardy dolarů. To vede k sazbě 7,89 centů/kWh, t.j. ke zvýšení o 3 % v porovnání s výrobní strategií.

Přitom se celkové požadované příjmy (které jsou v tomto případě totožné s celkovými náklady na zdroje) snižují o 14 miliard dolarů čili o 23 % v porovnání s výrobní variantou.

#### Strategie 4b:

U tohoto scénáře elektrárenská společnost jemně dolaďuje mechanismy rozšiřování svých programů na straně poptávky a snižuje finanční stimuly, jichž je zapotřebí k povzbuzení investic zákazníků. V důsledku toho se průměrné náklady na její programy snižují na 2 centy/kWh. Sazby klesají v porovnání s výrobní variantou o 1,5 % na 7,56 centu/kWh. Celkové aktualizované požadované příjmy se snižují v porovnání s výrobní strategií o 16,1 miliardy dolarů čili o 26 %. Jsou dokonce o 3 % nižší, než byly u výchozího stavu. Celkové požadované příjmy jsou také asi o 2 miliardy dolarů nižší než celkové náklady na zdroje, které jsou stejné jako u strategie 3b.

#### Strategie 5b:

V tomto případě elektrárenská společnost investuje na straně poptávky na bázi sdílených úspor a nebo pronájmu zařízení. Stejně jako u jiných programů financování třetí stranou nabízí elektrárenská společnost pokrytí části zákaznickovy poptávky po elektrině prostřednictvím investic na straně poptávky za zlevněnou sazbu 6,0 centů/kWh. Zákazníkovi se poskytuje v porovnání se strategiemi 1b-4b sleva 1,6-1,8 centu/kWh. Elektrárenská společnost musí uhradit celkové náklady na úspory jako v případě 3b, ale také získává 3 centy/kWh uspořenou. Tento dodatečný příjem ze sdílených úspor vede ke snížení celkových ročních požadovaných příjmů na 6,2 miliardy dolarů. Sazby se snižují o 10 % na 6,89 centu/kWh. Celkové aktualizované požadované příjmy se snižují v porovnání s výrobní strategií o 20,1 miliardy dolarů čili o 33 %. Celkové aktualizované náklady na zdroje jsou tytéž jako u strategií 3b a 4b.

---

<sup>11</sup> Abychom odhadli dolní meze pro tento faktor, předpokládejme dobu životnosti 30 let a lineární odpisování. Po 15 letech by se hodnota příslušného zařízení snížila na polovinu. Bereme do úvahy pouze těch 10 % používaného zařízení, které jsou trvale nahrazeny řízením na straně poptávky. Po dokončení tohoto nahrazení v roce 15 by byly požadované příjmy nižší o 3,5 miliardy x 0,10 x 0,5 dolarů = 175 miliónů dolarů. Z této celkové částky se započítává pouze část související s výrobou, protože rozvodné sítě a jiná zařízení se řídí více podle počtu odběratelů než podle počtu prodaných kilowatthodin. Předpokládáme, že tato část činí 100 miliónů dolarů. Stejně jako je tomu u všech ostatních parametrů, je zapotřebí podrobnější analýzy, chceme-li jít více do hloubky.

Měli bychom zde opět upozornit na to, že se údaje o nákladech na zdroje na straně poptávky, a tudíž procentuální dopady na sazbu, mohou od těchto případů významným způsobem odchylovat. Regulační komise a elektrárenské společnosti by měly vždy předtím, než přijmou níže uvedené závěry, zjistit, jaká je struktura křivky dodávek potenciálních zdrojů na straně poptávky. Poměry nákladů předpokládané ve výše uvedené analýze byly založeny na podrobné případové studii vypracované pro stát Michigan (viz kapitola II). Vycházíme-li z tohoto předpokladu, můžeme pozorovat následující obecné trendy:

- Celospolečenské ztráty plynoucí z používání kritéria nezúčastněných mohou být velmi podstatné, a to i tehdy, jestliže existují přebytečné kapacity a bereme do úvahy pouze krátkodobou perspektivu (strategie 3a versus 2a). Jestliže na věci pohlížíme z (vhodnějšího) dlouhodobého hlediska a započítáváme potřebu nových kapacit, pak může rozsah těchto celospolečenských ztrát dosáhnout řádově částky 10 miliard dolarů (strategie 3b, 4b a 5b versus 1b a 2b), a to jen na území jedné velké elektrárenské společnosti.
- Ačkoliv při použití hlediska požadovaných příjmů dojde k podcenění celospolečenských nákladů na zdroje na straně poptávky, je nepravděpodobné, že by tento postup vedl k celospolečensky neefektivním výsledkům, pokud jsou celkové průměrné náklady na zdroje nízké. V mnoha případech mohou být tyto průměrné náklady nižší než krátkodobé marginální náklady nebo alespoň stejné.
- Dokonce i tehdy, když je rozdíl mezi průměrnými sazbami a dlouhodobými marginálními náklady malý, tj. činí řádově 1 cent/kWh, může nicméně kritérium nezúčastněných vykazovat podstatné úspory (2b). Je tomu tak vzhledem ke dvěma charakteristickým rysům zdrojů na straně poptávky:
  - elektrárenské společnosti často mohou stimulovat investice zákazníků na pouhý zlomek celkových nákladů na zdroje na straně poptávky,
  - křivky dodávek uspořené energie jsou obvykle ploché ve větší části svého průběhu (viz obrázek II-2 v kapitole II).
- Tam, kde převládají tyto strukturální charakteristiky zdrojů na straně poptávky, mohou být rozdíly v dopadu na výši sazeb závisející na tom, zda se používá celospolečenského kritéria nebo hlediska nezúčastněných, méně důležité, pokud se rozdíl mezi marginálními a průměrnými náklady pohybuje v rozmezí 1-2 centů/kWh a více (strategie 2b versus 3b a 4b).
- Z těchto důvodů je při plánování minimálních nákladů velmi důležité začlenit do definice marginálních nákladů na dodávku elektřiny i náklady vztahující se k životnímu prostředí. Jak je ukázáno ve strategii 2b, mohou relativně malé úpravy marginálních nákladů (řádově o 1-2 centy/kWh) mnohem zvětšit rozsah zdrojů na straně poptávky, které je možné zakoupit, aniž by se výrazně zvýšily sazby za elektřinu. Tento výsledek opět platí tam, kde mají křivky dodávek zdrojů na straně poptávky přibližně takový tvar, jak je znázorněno na obrázku II-2.

Ta  
vy  
po  
3a  
Ji  
vy  
sa  
K  
tr  
pc  
pc  
Z  
(s  
sa  
5t  
ú  
S  
sn  
rů  
uc  
V  
výpočet  
horizont  
vzrůstat.  
ke snižer  
problém  
v části V  
Podrobn  
V  
podrobn  
zkoumaj  
způsobem  
modelu  
vypracov  
je analý  
Pacifik (metodol  
C

- Tam, kde existují přebytečné kapacity, se může ukázat, že rozdíly v sazbách vyplývající ze zvyšování zatížení na jedné straně a ze zlepšené účinnosti na straně poptávky na straně druhé jsou malé a činí řádově několik málo procent (strategie 3a versus 2a).
- Jinak řečeno: v případě přebytečné kapacity způsobuje zavedení programů, které vyhovují celospolečenskému kritériu, ale nikoliv testu nezúčastněných, zvýšení sazeb elektřiny řádově o několik procent (strategie 3a versus 2a).
- Kdyby technické faktory anebo otázky související s životním prostředím vedly k trvalému snížení poptávky, mohly by být dopady tohoto vývoje na výši sazeb poněkud omezeny tím, že by se rezervy určené na výměnu elektráren vrátily poplatníkům (strategie 3b, 4b a 5b).
- Zlepšení systému rozšiřování programů může podstatně omezit zvýšení sazeb (strategie 4b a 5b versus 3b). Nejúčinnějším postupem ke snížení dopadů na výši sazeb při použití celospolečenského kritéria by mohlo být sdílení úspor (strategie 5b versus 1b-4b). Za příznivých podmínek by sdílené úspory mohly přispět k úhradě stálých nákladů až do takové výše, kterou by zajistil prodej energie.
- S takto navrženými programy by elektrárenské společnosti mohly uskutečňovat smělé agresivní programy na straně poptávky, jejichž cílem by bylo vykompenzovat růst poptávky (např. z důvodů souvisejících se životním prostředím) a přitom udržovat výši sazeb pod hranici při nerušeném růstu (strategie 4b a 5b versus 1b).

Výše uvedené příklady potvrzují potřebu zvolit vhodný časový horizont pro výpočet nevynaložených nákladů. Statické analýzy založené na krátkodobém časovém horizontu nezohledňují skutečnost, že v průběhu času mohou nevynaložené náklady vzrůstat. Zvolíme-li vhodný časový horizont, mohou programy na straně poptávky vést ke snížení průměrné úrovně sazeb až pod úroveň v případě nepoužívání programů. Tímto problémem, spolu s jinými otázkami týkajícími se nevynaložených nákladů, se zabýváme v části V.

#### Podrobné analýzy načasování, nejistoty a rizika

Výše uvedené příklady mají výhodu, že jsou průhledné, neopírají se však o podrobné, dynamické simulace. Pohovoříme zde proto o dvou nedávných analýzách, jež zkoumají otázku načasování programů na straně poptávky mnohem propracovanějším způsobem. Jednou z nich je série podrobných analýz založených na tzv. analytickém modelu úsporné politiky (Conservation Policy Analysis Model, CPAM), které byly vypracovány v Boneville a jež jsou shrnuty v publikaci Forda a Geinzera (1986). Druhou je analýza řízení poptávky obsažená v nejnovějších zprávách energetické společnosti Pacifik Gas & Electricity (PG&E) pod názvem Proces vytváření obecné prognostické metodologie v Kalifornii (California's Common Forecasting Methodology process, 1986).

Obě studie jsou významné nejen kvůli tomu, že podrobně pojednávají o dopadech

programů, ale také proto, že se zabývají otázkami základní důležitosti, jež není vůbec zachycena ve standardních testech ekonomické efektivity: rozsahem, do jaké míry mohou být programy na straně poptávky vhodné k minimalizaci rizika, jemuž jsou odběratelé vystaveni vzhledem k nejistotě, pokud jde o budoucí ekonomický i jiný vývoj.

Ford a Geinzer zjistili, že dokonce i za situace, kdy přebytek kapacit existuje po deset i více let, by nezúčastnění získali výhody ze sazeb u všech programů na straně poptávky s výjimkou těch nejagresivnějších (mohutně rozšířených) z nich, protože negativní dopady na výši sazeb v počátečních letech by byly kompenzována nižšími sazbami v letech pozdějších. Ford a Geinzer se při své analýze modelu CPAM (Conservation Policy Analysis Model) soustřeďují právě na tyto agresivnější programy.

Autoři používají vlivy na výši sazeb (v průměru za 20 leté období) a dopady na celospolečenské náklady k tomu, aby porovnávali "bleskovou" strategii se strategií "vyváženého programu". U "bleskové" strategie se předpokládala existence souboru programů pro obytný, komerční a průmyslový sektor, u nichž elektrárenská společnost platí celkové náklady na opatření na straně poptávky. Z toho vyplývá vyšší míra účasti, než jaké dosahuje "vyvážený program". "Vyvážená" strategie se opírá o tentýž soubor programů, ale předpokládá existenci menších stimulů a proto i skromnější míru účasti. Tato menší účast vede k rozložení dopadů programu do delšího časového období.

"Blesková" politika ušetřila 1,4 miliardy dolarů celospolečenských nákladů, avšak způsobila mírné zvýšení výše sazeb o 0,075 centů/kWh, čili asi o 1,5 %. "Vyvážený program" snižuje celospolečenské přínosy asi o 30 % na 1 miliardu dolarů, avšak snižuje též výši sazeb o 0,01 centu/kWh čili asi o 0,2 %.

Aby dále "zjemnili" tento obraz, provedli Ford & Geinzer analýzu nejistot, při níž umožnili, aby regionální růst, vývoz elektřiny, složení průmyslu v dané oblasti a jiné faktory vedly ke změně nevynaložených nákladů. Zde se ukázalo, že "blesková" politika má mnohem více proměnlivé celospolečenské dopady a vlivy na výši sazeb. Po dosažení určitého bodu může výhoda vyplývající z použití "bleskové" strategie v porovnání s použitím strategie založené na "vyváženém programu" vzrůst anebo vymizet. Při "vyváženém programu" by zvýšení sazeb bylo, dokonce i v nejextrémnějším případě, omezeno pouze na 0,018 centu/kWh.

Ford & Geinzer všeobecně zjistili, že rozsáhlá zvýšení energetické účinnosti v nových budovách v dosahu elektrárenské společnosti v Bonneville nabízejí vyhlídku na snížení nejistoty (v porovnání s výchozím stavem) o 24 %, pokud jde o zatížení, a o 22 %, pokud jde o budoucí úroveň sazeb.

Při analýze v PG&E se používalo přístupu k nejistotě, který se podobal přístupu Forda & Geinzer. Místo toho, aby vypracovali speciální program na straně poptávky, který by dobře fungoval za určitých budoucích podmínek, vypracovali plány, které vedou k dobrým výsledkům při použití celé široké škály předpokladů. Aby byla se zmapovala tato škála, bylo analyzováno na sto scénářů s programy a bez programů. Zvlášť byly porovnány plány pro soubor programů na straně poptávky s pevně stanovenou oblastí použití a s pružně určeným uplatněním.

těchto p  
sazeb a:  
snížení  
desetile  
rozsah.

na výši  
vypraco

Shrnutí

poptáv.  
na výši  
řízení  
pozorn

Zisk

moži  
tyto  
plné  
regu

Výsledky elektrárenské společnosti PG&E ukázaly, že při pružném uplatnění těchto programů bylo možné během počátečního desetiletého období omezit zvýšení výše sazeb asi na 0,1 %, přičemž během druhého desetiletého období došlo k výraznému snížení sazeb. Pevně stanovený plán uplatnění programů vedl v průběhu prvního desetiletí ke zvýšení sazeb asi o 1 %. Snížení sazeb během druhého desetiletí mělo stejný rozsah.

Obě studie podtrhují myšlenku, že negativní dopady programů na straně poptávky na výši sazeb je možné z velké části či úplně omezit, jestliže jsou programy dobře vypracovány v souladu s jejich typem, načasováním a rozsahem potřeb zdrojů.

### Shrnutí:

Tyto příklady nasvědčují tomu, že podmínky, za nichž by programy na straně poptávky mohly vést ke zvýšení sazeb, mohou být mnohem omezenější a velikost dopadů na výši sazeb může být mnohem nižší, než se všeobecně uvažuje. Při posuzování plánů řízení poptávky a analýze dopadů na výši sazeb by se proto měla věnovat zvláštní pozornost těmto otázkám:

- Jaká je struktura křivky dodávek pro energeticky efektivní opatření? Pokud existují nadbytečné kapacity, mohou se programy elektrárenské společnosti soustředit na nejlevnější část zdrojů na straně poptávky.
- Bylo prozkoumáno sdílení úspor jako možná volba? Tento přístup by mohl vést ke snížení sazeb, jež by kompenzovalo méně příznivé, ale ještě celospolečensky efektivní programy.
- Jsou nevyvalované náklady definovány se správným časovým horizontem? Tento časový horizont by měl být alespoň tak dlouhý, jako životnost opatření na straně poptávky, jež je v mnoha případech stejně dlouhá jako typický plánovací horizont (15-20 let).
- Přihlíží se k dynamickým vlivům růstu, odpisování elektrárny a provozních nákladů? Pokud tomu tak není, může dojít k přecenění dopadů na výši sazeb.
- Přihlédlo se v analýze k rizikům, a jestliže ano, jak to mění důležitost vlivů na rozšiřitelnost programů a starostí o zajištění konkurenceschopnosti?

### **Ziskovost programů na straně poptávky**

Mnoho amerických regulačních komisí si povšimlo toho, že přes výše uvedené možnosti, jak se vyhnout dopadům programů na straně poptávky na výši sazeb, anebo jak tyto dopady minimalizovat, nejeví elektrárenské společnosti vcelku žádné nadšení pro plné využití ekonomicky efektivního potenciálu zdrojů na straně poptávky. Komisaři regulačních komisí a jiní analytici dospěli k závěru, že široce založené zavádění plánování

minimálních nákladů může z velké části záviset na reformách v oblasti kontroly a regulace elektrárenských společností, jež by vedly ke zvýšení rentability investic na straně poptávky pro akcionáře elektrárenských společností (Wellinghoff 1987, Moskovitz 1988, Whittacker 1988, NARUC 1988). Jak to formuluje materiál vypracovaný výborem NARUC pro otázky úspor:

"Plán minimálních nákladů elektrárenské společnosti by měl být jejím nejziskovějším plánem. Protože však zvyšování prodeje energie vede ke zvýšení zisků, dospívá se obecně při tradičních propočtech návratnosti k závěru, že elektrárenské společnosti mají podstatně menší příjmy při využívání zdrojů na straně poptávky než v případě využívání zdrojů na straně výroby. Z tohoto důvodu, motiv zisku podněcuje, obecně vzato, elektrárenské společnosti k tomu, aby investovaly do zdrojů na straně výroby dokonce i tehdy, když bylo jasně ukázáno, že snadno dostupné alternativní zdroje na straně poptávky představují nejlevnější zdroj. Ztráta zisků, o něž elektrárenské společnosti přicházejí proto, že více spoléhají na zdroje na straně poptávky, představuje závažnou překážku pro uplatňování plánování minimálních nákladů. Je proto nutné se zabývat touto překážkou bránící zavádění plánování minimálních nákladů. Byly prozkoumány mechanismy řešící problém dosahování zisků.

Z toho vyplývá stanovisko výboru pro úspory energie (Energy Conservation Committee), že stání regulační komise by měly:

- vyžadovat, aby se jejich elektrárenské společnosti zabývaly plánováním minimálních nákladů;
- zabývat se možnou ztrátou příjmů, jež je spojená s využíváním zdrojů na straně poptávky;
- přijmout vhodné mechanismy, jimiž by elektrárenské společnosti kompenzovaly příjmy ušlé v důsledku úspěšného uplatňování programů na straně poptávky, jež tvoří součást plánování minimálních nákladů, a snažit se učinit z těchto plánů nejvýnosnější plán elektrárenských společností".

Výbor určil několik mechanismů umožňujících čelit problému nedostatečného zisků. Jejich škála sahá od odstranění existujících zábran tím, že se odstraní souvislost mezi zisky společností a krátkodobými tržbami, až k tomu, že se elektrárenským společností umožní mít zisk z poskytování služeb na straně spotřeby. V tabulce IV-2 je uveden seznam možných mechanismů zjištěných výborem NARUC.

Wiel (1988) formuluje řadu podmínek, jež by měl v ideálním případě splňovat nový vzorec pro výpočet výše sazeb: tento vzorec by neměl odměňovat zvýšené investice prováděné za účelem zvýšeného prodeje a měl by dostatečně odměňovat zlepšení účinnosti hospodaření s energií, aby se překryly ušlé příležitosti k zisku z neefektivních investic a z tržeb za neefektivní využití elektřiny. Mimoto by změna vzorce pro výpočet výše sazeb měla umožnit vyhnout se nedostatkům plynoucím z možných omylů při prognózování, z kolísání cen paliva a z výkyvů počasí. Mělo by to vést též k zabránění toho, aby buď elektrárenská společnost anebo její zákazníci mohli podvádět. Tento

vzorec nesmí v příliš velké míře podléhat možnosti volného výkladu ze strany komisařů regulačních úřadů a musí úspěšně projít "vstupním testem" přijatelnosti ze strany zákazníků. A samozřejmě nesmí odrazovat od využívání elektřiny při poskytování nových služeb.

Několik států USA provádí v současné době experimenty s novými postupy, jejichž cílem je finálně odměnit elektrárenské společnosti investující do úspor. Kalifornie například vyslovila souhlas s tím, že bude testovat čtyři různá hlediska, aby zajistila, že jsou úspory pro elektrárenské společnosti rentabilní. Mezi tyto testy patří:

- **Přístup založený na sdílení úspor.** Společnost Pacific Gas & Electric vyslovila souhlas s tím, že obdrží 15 procent z ekonomických úspor vyplývajících z vybraných programů energetických úspor jako stimul, který má ponížit růst investic do takovýchto programů.
- **Platby za úspory energie levnější než nevynaložené náklady.** Společnost San Diego Gas & Electric obdrží pevnou platbu za ušetřenou kWh v některém ze svých programů určených ke zvýšení účinnosti v nových budovách. Tyto platby budou představovat část navynaložených nákladů díky investicím do úspor.
- **Vliv úspor na výpočet sazeb.** Společnosti Southern California Edison bude dovoleno započítat výdaje na určité úsporné programy do základu používaného kalifornskou elektrárenskou komisí (California Public Utility Commission) při výpočtu dovoleného zisku.
- **Smišený přístup založený na dosaženém výkonu a výpočtu sazeb.** Společnost Southern California Gas souhlasila s tím, že se budou započítávat výdajů na některé úsporné programy do základu pro stanovení výše sazeb. Povolená návratnost těchto investic bude záviset na tom, jak dobrým výsledkům tento program povede v porovnání s předem dohodnutými cíli.

Protože tyto přístupy spojují ziskem společnosti s výsledky dosahovanými při uplatňování úsporných programů, je důležité, aby úspory dosažené díky těmto programům, byly přesně změřeny, což je obtížný úkol. Bude nutné učinit kompromisy mezi jednoduchostí a přesností měření. Kalifornská elektrárenská komise (California Public Utility Commission), vědoma si potřeby zlepšit metody měření výsledků dosažených při uplatňování programů, vyslovila souhlas s tím, že bude dočasně akceptovat určité metody měření, aby bylo možné vyvinout propracovanější a přesnější metody v průběhu příštích tří let.



Tabulka IV-2: Přehled možností při vytváření sazeb

Volba	Definice	V. Vý
Konvenční regulace míry návratnosti bez kalifornského typu mechanismu stanovení sazeb za elektřinu (ERAM)	Konvenční regulace míry návratnosti ji stanovuje podle tohoto vzorečku: <b>požadovaný příjem = výdaje + (základ sazby * míra návratnosti)</b> To znamená, že čím více investic bude mít elektrárnská společnost v základě sazby, tím vyšší bude její sazba a zisk, vyjma neobvyklých případů, kdy krátkodobé marginální náklady elektrárnské společnosti převyšují sazby. Mezi jednotlivými jednáními o výši sazeb (mezi el. společností a regulačním úřadem) se samotná sazba nemění. To znamená, že čím více kWh elektřiny, nebo obecně GJ energie, se prodá, tím větší je zisk energetických podniků.	Proble
Konvenční regulace míry návratnosti s kalifornským typem mechanismu stanovení sazeb za elektřinu	Toto je stejný případ jako předešlý s tou výjimkou, že sazby za elektřinu jsou později přizpůsobeny rozdílu mezi předpokládaným a skutečným prodejem, aby se zajistilo, že neočekávané změny v prodeji neovlivní příjmy.	v části plánov metod údaje Metoc společ plnění kapitá nepře
Zvláštní míra návratnosti pro opatření na straně poptávky	Zde jsou sazby stanoveny podobně jako v případě konvenční regulace s výjimkou toho, že investice do úsporných opatření se započítávají odděleně pro výpočet základu sazeb a při jednání o výši sazeb se počítají tak, aby měly vyšší míru návratnosti.	na při přehle zdrojů diskus
Stanovení míry návratnosti v případě nízkých účtů	Obdobný případ jako konvenční míra návratnosti s tou výjimkou, že míra návratnosti ve vzorečku požadovaného příjmu je určena na základě poměru mezi průměrným ročním účtem několika elektrárnských společností k průměrnému ročnímu účtu uvažované společnosti.	typick
Úvazky z výsledků programu	Stejný případ jako konvenční regulace s tím, že se přidá třetí výraz do vzorce pro výpočet požadovaného příjmu použitého při jednání o výši sazeb. Případně místo toho může jako alternativa být přizpůsobena míra návratnosti v uvedeném vzorci. V obou případech je změna ve vzorci založena na určení efektivnosti dosahování požadovaných cílů LCP a pravděpodobně též na prozíravosti komisařů.	
Sdílené úspory z úsporných opatření na straně poptávky	Stejný případ jako konvenční regulace s tím, že se přidá třetí výraz do vzorce pro výpočet požadovaného příjmu použitého při jednání o výši sazeb. Přidaný výraz je předem stanovené procento z uvažovaných úspor, které může elektrárnská společnost prokázat při zavedení úsporných programů.	
Subvence pro úspory z opatření na straně poptávky	Obdoba předešlého případu s tím, že není stanoveno procento z úspor, ale objem peněz (dolarů), který závisí na stupni splnění daných cílů.	

## V. Výpočet nevynaložených nákladů: zásady

### Problematika měření při aplikaci kritérií ekonomické efektivity

Podoba a definice kritérií podle EPRI a Kalifornských příruček, jak je uvedeno v části III, reprezentuje hlavní krok ke standardnímu přístupu alespoň v jedné oblasti plánování minimálních nákladů. Nicméně pro mnoho ostatních oblastí se standardní metoda přístupu dosud hledá. Navyklé postupy, podle kterých jsou připravovány vstupní údaje pro ekonomická kritéria, jsou právě tak důležité jako samotná definice těchto testů. Metody používané pro přípravu vstupních údajů jsou stejně důležité pro elektrárenské společnosti připravující plány minimálních nákladů, jako pro inspektory posuzující jejich plnění. Tento problém je dobře chápán na straně dodavatelů, kde prognózy cen paliva, kapitálových nákladů a doby výstavby, připravenosti a spolehlivosti elektráren a ostatní nepředvídatelné okolnosti mohou zásadně ovlivnit určení ekonomické efektivity.

Zaměříme naši pozornost na prvotní přínosy programů na straně poptávky; zvláště na přístup ke stanovení nevynaložených nákladů elektrárenské společnosti. Před tímto přehledem si určíme klíčové problémy při kvantifikaci měrných nákladů na straně zdrojů poptávky na jednotku ušetřené energie celkem nebo špičkové energie. Detailní diskuse o této problematice je mimo rámec této zprávy.

Při stanovení "nákladů na zdroje na straně poptávky" se objevují následující typické problémy:

- Má společnost dostatečnou databázi o konečné spotřebě, pro kterou jsou programy připravovány? (Údaje mohou zahrnovat detailní přehledy o zařízeních spotřebovávajících energii v budovách a zařízení v oblasti služeb, t.j. nejen spotřebu energie podle druhu konečné spotřeby, ale také typy technického vybavení, rozdělení celkového vybavení podle efektivity, průběhu zatížení, změřené údaje na úrovni konečného užití oproti podmíněčnému odhadu poptávky, a simulace spotřeby - inženýrské posouzení).
- Má elektrárenské společnosti k dispozici dostatečné údaje o trhu, o možnosti uplatnění efektivních technologií? (Údaje mohou zahrnovat přehledy o efektivnosti technologií dnes běžně prodávaných, prognózy členěné podle výrobních odvětví analyzující budoucí efektivnost, jejich působení na průběh zatížení, budoucí podíl na trhu pro každou kategorii technických opatření, průměrnou dobu životnosti služeb a rychlost obratu u současných efektivních výrobků).
- Jsou předpoklady a údaje dostatečně racionální s ohledem na technologie na straně poptávky? (Toto může zahrnovat inženýrské odhady oproti skutečně naměřeným hodnotám, náklady jako funkce nákupního zájmu společnosti nebo zákazníka, zpětné vazby mezi programy elektrárenské společnosti a efektivní cenou výrobků).

- Jsou dopady programů sledovány a vyhodnocovány s použitím odpovídajícího rámce? (Nesprávné určení dopadů může zahrnovat nevhodné základní údaje, skutečnou dobu životnosti instalovaných opatření oproti jejich projektované životnosti, ostatní náhodné efekty, další úspory volně rozšířené z účastníků projektu na další odběratele a distributory efektivních výrobků).

Podobně rozsáhlý přehled problémů se objevuje při kvantifikaci výnosů na straně poptávky. Často se soustřeďují kolem správného výpočtu nevynaložených nákladů, včetně stanovení vhodných modelovacích technik. Určování nevynaložených nákladů má širší působnost a zahrnuje problematiku integrace zdrojů jak na straně poptávky tak na straně nabídky.

### Přehled přístupů při výpočtu nevynaložených nákladů

Tyto nevynaložené náklady, tedy náklady, které elektrárenská společnost nemusí vynaložit, aplikuje-li úsporný program na straně poptávky, jsou prvními kvantifikovatelnými přínosy z hlediska odběratelů nezúčastněných na projektu, elektrárenské společnosti a společnosti jako celku. Tato část uvádí přehled typů nákladů, které se nemusí vynaložit, a obecné metody pro jejich výpočet.

Užíváme pojmu "nevynaložené" raději než "marginální" náklady abychom zdůraznili nezbytnost ohodnotit míru dopadu programů na straně poptávky. Např. kumulativní účinek skupiny programů na straně poptávky často přesáhne účinek jednotlivých programů posuzovaných izolovaně, protože při skupinovém posuzování mohou programy oddálit nebo dokonce vůbec nevyžadovat zapojení budoucích výrobních jednotek. V této situaci jsou příslušné nevynaložené náklady dlouhodobé marginální náklady výroby. Bylo by nevhodné užívat krátkodobé marginální náklady (zvláště obsahují-li pouze náklady na palivo a proměnné provozní náklady a náklady na opravy) k ocenění každého individuálního programu a ignorovat jejich kumulativní dopad na systém poptávky.

Obecně existují dva přístupy pro výpočet nákladů, které se aplikací programu objeví na straně poptávky, nebo které není třeba vynaložit:

1. přímým měřením
2. užitím unifikovaných tarifních hodnot

První přístup je teoreticky dokonalejší, protože změny v nákladech elektrárenské společnosti jsou stanoveny přímo analýzou celkových nákladů systému dodávky s nebo bez programu na straně poptávky. Avšak tato metoda je obtížněji využitelná zvláště při pokusech ohodnotit mnoho programů, což vyžaduje konzistentní zpracování velkého množství informací, z nichž některé jsou dříve dostupné. Místo toho jsou mnohem běžněji používány nevynaložené náklady ve formě tarifů (např. USD/kWh nebo USD/kW, v době maximálního a minimálního zatížení, atd.). Tímto přístupem je hodnota programu měřena jednoduše násobením příslušných agregovaných změn zatížení hodnotou měrných nákladů. Zaměříme se na tuto druhou metodu.

Způsoby používané ke stanovení nevynaložených nákladů byly původně vyvinuty

pro ná  
výpoč  
regula  
požad  
která  
Energ  
progr  
se vyř  
Většiu  
energ

vzrůst  
energ  
výpoč  
progr  
časov  
Základ  
od př

elekt  
mezi  
jen n  
Za tř  
náklad

Nevy

spok  
rovn  
simu

za st  
vari  
tří n

výst  
jsou  
mož  
Pok  
změ

pro nákup energie ze zdrojů mimo elektrárenské společnosti. Počáteční úsilí v USA o výpočet nevynaložených nákladů bylo výsledkem požadavků federálního zákona o regulaci elektrárenských společností - Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA), požadavku, aby elektrárenské společnosti nakupovaly energii z cizích zdrojů za cenu, která odpovídá nevynaloženým nákladům, protože tyto společnosti ji nemusely vyrábět. Energie vyráběná ze zdrojů mimo elektrárenské společnosti má vliv podobný jako programy na straně poptávky; výsledkem obou možností je, že elektrárenská společnost se vyhne určitým nákladům spojeným s tím, že nemusí vyrábět určité množství energie. Většina nevynaložených nákladů nabízí použití formou unifikovaných tarifů za jednotku energie.

Nebezpečí spočívající ve spoléhání se na zjednodušené užívání hodnot tarifů může vzrůst, když dopady na zatížení vyvolané programy na straně poptávky (nebo výrobou energie mimo elektrárenské společnosti) jsou rozdílné od předpokladů použitých pro výpočet nevynaložených nákladů. Například opomenutí uvažování velikosti rozsahu programů na straně poptávky může znehodnotit vyhodnocení. Může také dojít k časovému posunu mezi zaváděním programů na straně poptávky a na straně dodávky. Základním problémem je, jestli počáteční výpočet této kvantifikace se příliš neodchyluje od předpokladů, která garantuje použití přímého ocenění.

Existují tři hlavní komponenty nevynaložených (nebo vyvolaných) nákladů u elektrárenské společnosti vyvolaných programy na straně poptávky. Za první je rozdíl mezi náklady na energii a náklady na výkon. Za druhé většina ohodnocení se zaměřuje jen na výrobní náklady, i když je možné nevynaložit též náklady na přenos a distribuci. Za třetí můžeme rozlišit mezi dlouhodobým a krátkodobým hlediskem pro každý z těchto nákladů. V závěrečné části budeme diskutovat vývoj tarifů nevynaložených nákladů.

### **Nevynaložené náklady na energii**

Nevynaložené náklady na nákup energie vyrobené mimo elektrárenskou společnost a náklady nevynaložené zavedením programů na straně poptávky jsou typicky rovny krátkodobým marginálním nákladům. Tyto náklady se obvykle počítají s použitím simulačních modelů výrobních nákladů.

V tradiční definici krátkodobého časového úseku je výrobní kapacita považována za stálou. Změny zatížení musí být pokryty (v tomto případě stejné kapacity) zvýšením variabilních provozních nákladů. Pro tento obecně zadaný rámec byly vyvinuty minimálně tři metody pro stanovení hodnoty těchto změn.

V první metodě jsou marginální náklady označeny přímo v modelu jako standardní výstup, buď za každou hodinu nebo na více agregované bázi. Tyto marginální náklady jsou přírůstkovými výrobními náklady na jednotlivé dodatečné kWh a z tohoto důvodu mohou být zcela nevhodné pro ohodnocení nevynaložených velkých výrobních bloků. Pokud je struktura nákladů v elektrárenské společnosti dostatečně stabilní i pro velké změny výstupů, pak je tato metoda přijatelnou aproximací.

Druhým přístupem je metoda přírůstků a úbytků, kde diskrétní změny zatížení jsou použity pro výpočet marginálních nákladů. Výpočet je typicky prováděn ve dvou krocích. V prvním, jak napovídá název, zatížení se postupně zvyšuje a snižuje oproti základnímu stavu v pevně stanovených skocích. V dalším kroku se rozdíl v celkových nákladech z obou směrů změn vydělí rozdíly vyrobené energie. Výsledkem je určení marginálních nákladů diskrétní změnou zatížení okolo základního zatížení.

Třetí metoda, nazývaná nulové ohraničení, se nejvíce přibližuje uvažovanému přímému postupu měření. Podobá se metodě přírůstků/úbytků kromě toho, že varianta přírůstku je nahrazena základním stavem (t.j. bez řízení poptávky - DSM). Rozdíl v celkových nákladech mezi základní a nižší variantou (t.j. s DSM) je dělen rozdílem ve výrobě energie. Tato metoda předpokládá změny v zatížení generátorů oproti úsilí o přímé měření, které odráží přesné změny způsobené programem (a přirozeně děle neexistuje potřeba znovu vyčíslit změny nákladů na jednotku elektřiny).

Základním problémem všech metod je, zda byla analýza prováděna ve shodě s ohledem na vyhodnocované programy na straně poptávky. Například v Kalifornii se vede zásadní diskuse o velikosti uvažovaného stupně úbytku pro metodu nulového ohraničení. Pro program s velkými účinky na zatížení musí být podobně stanovena vhodnost uvažovaných variant zatížení. Jestliže je změna zatížení značná, je použití kterékoli metody s krátkodobým hlediskem pravděpodobně nevhodné.

Při aplikaci hodnot nevynaložené energie pro specifické programy na straně poptávky je třeba věnovat pozornost k zajištění konzistence mezi účinky změn zatížení a časovou diferenciací. Například průměrné roční nevynaložené náklady by byly nevhodné pro ohodnocení účinků změn zatížení řekněme vysoce efektivním osvětlením.

### **Krátkodobé nevynaložené náklady na výkon**

Speciální definice nevynaložených nákladů byla publikována v literatuře pro krátkodobé nevynaložené náklady na výkon (nevynaložené investice). Příznačně kapitálové náklady spalovací turbíny představují nevynaložené náklady na výkon. Dlouhodobé nevynaložené náklady na práci a výkon jsou na druhé straně vypočítávány na základě odstavení nebo zrušení zdrojů základního zatížení.

Oproti nevynaloženým nákladům na práci jsou nevynaložené náklady na výkon takovými náklady, které jsou zajišťující, že elektrizační systému může uspokojit maximální poptávku vyvolanou oběrateli. Protože elektřinu není možno skladovat, musí mít elektrárenská společnost dostatečnou kapacitou dosažitelnou i pro neočekávané požadavky; velikost požadované rezervní kapacity závisí na žádoucí spolehlivosti systému. Jestliže zatížení v soustavě je redukováno programy na straně poptávky, může elektrárenská společnost plánovat nižší rezervy výkonu.

Z hlediska marginálních nákladů je investice do dodatečné kapacity výrobního zařízení k zvýšení spolehlivosti systému posuzována podle investičních nákladů nejlevnější alternativy dodávky, obvykle spalovací turbíny. Nicméně z hlediska optimálního rozšíření

výrob  
progr  
spalov  
vzrůst

systém  
turbín  
kapacita  
kapacita  
kapitál  
zařízení  
společnost  
zůstatek  
plánování  
systém

hodnot  
úroveň  
při u  
V se  
dřív

strana  
nevyn  
se s  
pož  
úsp

Dlou

usř  
výk  
sou

br  
ro  
m  
K  
ef  
zn

výroby může být marginální, fyzická kapacita výrobního zařízení, kterou umožňuje ušetřit program na straně poptávky, elektrárna v základním zatížení. Z tohoto důvodu je spalovací turbína uváděna jako nejlevnější varianta pro zajištění vyšší spolehlivosti při vzrůstu zatížení (Národní ekonomická regulační asociace 1977).

Nejdiskutovanějším problémem při výpočtu nákladů na zvýšení spolehlivosti systému je případ, kdy má systém příliš velkou zálohu výkonu. Např. vhodnost spalovací turbíny byla zpochybňována některými elektrárenskými společnostmi s nadměrnou kapacitou (obzvláště Kalifornie a New York). Argumentují tím, že dostatečná rezervní kapacita znamená, že v krátké době (méně než cca 5 let) nebudou třeba žádné kapitálové výdaje ke zvýšení spolehlivosti systému, tzn. dokud nebude existující výrobní zařízení dostatečně využíváno. Přirozeně, že dodatečný instalovaný výkon vždy zvýší spolehlivost, je však třeba uvažovat, že systém je v současné době a i v budoucnosti zůstane spolehlivým i přes zvýšené zatížení. Z těchto důvodů se předpokládá jakási plánovaná úroveň spolehlivosti (např. jeden den v deseti letech), kterou v současnosti systém převyšuje.

Inspektoři z regulačních orgánů v Kalifornii přijali tyto argumenty a nyní upravují hodnotu pro závěrné spalovací turbíny o určitou odchylku od systému podle plánované úrovně spolehlivosti. Tato upravená hodnota je blízká nevynaloženým nákladům na výkon při uvažování krátkodobých opatření. Podrobnosti o úpravě jsou zcela technického rázu. V současnosti je základem pro úpravu "očekávané nevyužití energie pro zásobování", dříve se používala "pravděpodobnost ztráty zatížení".

Při využívání nevynaložených nákladů na výkon pro ohodnocení programů na straně poptávky je třeba zajistit konzistenci mezi dopady na průběh zatížení a nevynaloženými náklady na zatížení. Zvláště musí být zajištěna shoda průběhu zatížení se systémovým maximem. Obdobně bude program podhodnocen, jestliže snížení mezních požadavků elektrárenské společnosti na rezervní kapacitu není zahrnuto do možných úspor výkonu.

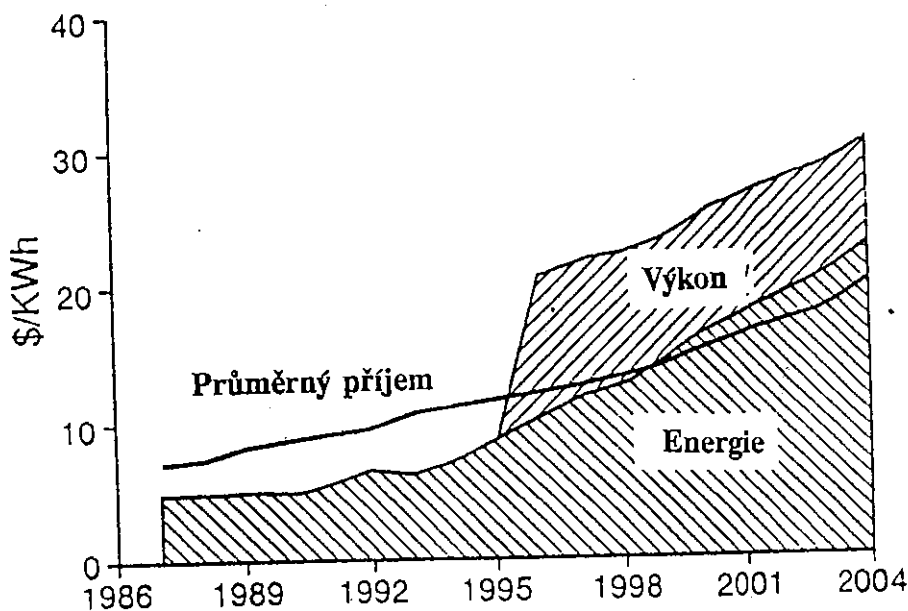
### **Dlouhodobé nevynaložené náklady na výrobu elektřiny a výkon**

Dlouhodobě není kapacita výrobního zařízení stálá. Zvýšená poptávka může být uspokojena buď změnami v provozu existujících elektráren nebo zvýšením instalovaného výkonu (např. novou výstavbou). Nyní se zaměříme na metody, které vyhodnocují obě součásti dlouhodobých nevynaložených nákladů, a to jak otázky energie, tak spolehlivosti.

Tyto metody jsou důležité proto, že dokonalé plánování minimálních nákladů musí brát do úvahy potenciál pro programy na straně poptávky, aby se ovlivnila dlouhodobá rozhodnutí o rozšíření výrobní kapacity. Důkladné studie možností na straně poptávky musí uvažovat rozsáhlé programy, které mohou nahradit investice na straně dodávky. Krátkodobé hledisko, ve kterém se neuvažuje s rozšířením výroby, nemůže změnit tento efekt a podstatně podhodnit hodnotu programů na straně poptávky. Obrázek V-1 znázorňuje, jak dramaticky se tato hlediska mohou odlišovat.

Úsporná opatření v elektrárenské společnosti Jersey Central během maximálního zatížení (léto)

Marginální náklad / průměrný příjem



Obrázek V-1. Vztah mezi krátkodobými nevyvalenými náklady na energii, dlouhodobými nevyvalenými náklady na výkon a průměrným příjmem. Pramen: Roddy a Bloom 1987

Seznámili jsme se s nejméně dvěma přístupy k měření dlouhodobých nevyvalených nákladů. Všeobecně tyto dva přístupy se velmi přibližují metodám užívaným při přímém ohodnocení programů na straně poptávky. Rozdíl spočívá ve využití průběhu obecného výrobního zatížení (spíše než speciálního) ke stanovení agregovaných dlouhodobých hodnot a poté převod těchto hodnot pro ohodnocení konkrétních programů na straně poptávky.<sup>1</sup>

První metoda zahrnuje určení úspor přímých kapitálových nákladů, které jsou výsledkem odsunutí budoucích přírůstků výroby. Výpočet je relativně jednoduchý, je to současná hodnota rozdílů v kapitálových výdajích mezi dvěma alternativami plánu dodávek. Po vyčíslení je opět možný přepočítání na měrné náklady za určité období.

Tento přístup byl přijat několika státními regulačními komisemi. Primárním problémem je specifikace správného období pro odložení výroby. V krajním případě může být úplně opuštěno od stavby nové výroby, i když obvykle je období oddálení uváděno v několika letech. V zásadě počet roků by měl být v přímé souvislosti s velikostí a očekávaným dopadem na zatížení přijatých programů.

<sup>1</sup> Viz Kahn (1988) pro další podrobnosti o obou přístupech .

Druhá metoda pro stanovení dlouhodobých nevynaložených nákladů se snaží odhadnout dobu oddálení výstavby elektrárny přímo. Jakmile se jednou stanoví doba oddálení, není již třeba počítat kapitálové náklady, protože toto stanovení implicitně vyplývá z příslušné doby oddálení výstavby. Metoda definuje vhodnou dobu oddálení jako nákladově neutrální změnu v budoucím rozšíření výroby vyplývající z účinků programů na straně poptávky.

Metoda spočívá na iterativní simulaci dodavatelského systému. Cílem je nalézt takový plán (s využitím proměnlivého zatížení podle průběhu výrobního zatížení) s dobou oddálení další výstavby, který má stejnou současnou hodnotu provozních nákladů ve srovnání se základní variantou. Další podmínkou je, že obě varianty musejí mít srovnatelnou spolehlivost dodávek. Jakmile mají tyto dvě varianty růstu dodávek/zatížení (základní varianta a varianta s oddálenou další dodávkou) stejné provozní náklady, znamená to, že se našla optimální nákladově neutrální doba oddálení další výstavby. Hodnotu oddálení určuje rozdíl v současné hodnotě mezi základní variantou a variantou s oddálenou další dodávkou.

Obě varianty přístupu samostatně určují spolehlivost oddálení odečtením hodnoty plynové turbíny z celkové hodnoty oddálení. V tomto případě zůstatková hodnota z varianty oddálení po odečtení plynové turbíny se považuje za kapitálovou složku vztahenou na vyrobenou energii podle původního rozhodnutí o rozvoji výroby.

### **Náklady na distribuci nevynaloženého zatížení**

Nevynaložené výdaje na přenos a rozvod mohou být také zahrnuty v programech na straně poptávky. Bohužel, způsoby pro ocenění nevynaložených výdajů na přenos a rozvod jsou těžko porovnatelné s vypracovanými postupy simulace výrobních nákladů, které se často používají k ohodnocení výroby.

Americká konzultační společnost Národní ekonomická regulační asociace vyvinula směrnice pro ocenění marginálních výdajů na přenos a rozvod (NERA 1977). Jako první přiblížení jsou tyto pravidla vhodné pro určení nevynaložených nákladů. Navrhovaný postup převádí minulé a budoucí očekávané výdaje na současnou hodnotu a převádí je na příslušné roční zvýšení zatížení. Tato metoda vyžaduje odhad vhodných výdajů a zatížení pro použití v regresi.

Zvláště pro distribuční výdaje existuje oprávněná diskuse o problému marginálních nákladů zákazníka. Všeobecně programy na straně poptávky nebudou redukovat náklady zákazníků dokud se nesníží jejich počet. NERA však doporučuje odečíst přírůstkové nebo marginální náklady zákazníka od přírůstkových distribučních výdajů dříve než bude použita regrese. Nicméně bez odsouhlaseného ocenění marginálních nákladů zákazníka nemohou být určeny čisté výdaje na rozvod.

Používaná způsob měření je hlavní obtíž při stanovování marginálních nákladů zákazníků. Je příznačné, že analytici předpokládají, že náklady, které nemohou být určeny jako funkce poptávky nebo množství energie, musí být vztaheny na zákazníka.



Zvolenou jednotkou měření jsou náklady na jednoho (průměrného) zákazníka. I když se některé náklady související se zákazníkem mění s počtem zákazníků, některé náklady se mění spíše podle geografického rozptýlení zákazníků. Bohužel analytici většinou směřují k posuzování těchto nákladů pouze na bázi měrných nákladů vztahených na zákazníka, protože geografické zhodnocení mezi skupinami zákazníků je v USA nepopulární koncept kategorizace.

desag  
jedno  
životn  
nevy

Relevantní roční zvýšení zatížení používané pro analýzu marginálních výdajů na přenos a rozvod není totožné s ročními přírůstky ve špičkovém zatížení systému. Obecným pravidlem je, že čím blíže se analýza přiblíží ke konečnému užití energie, tím důležitější se stává posouzení zatížení v různé době. Existuje v podstatě kontinuita mezi výrobním systémem a zákazníkem, ve které odlišné stupně současného a nesoučasného zatížení odráží vhodné nevynaložené zatížení v systému přenosu a rozvodu.

nákla  
"econ  
vyrov  
invest  
půvoc  
se re:  
"čelní  
polov

V některých případech mohou být metody náhradních výrobních zařízení, které zkoumají odložení identifikovatelných investic do přenosu a rozvodu, vhodnější pro určení nevynaložených nákladů založeném na postupu NERA, protože metody náhradních výrobních zařízení se vyhýbají některým problémům při měření popsaným výše. Identifikace specifických, odložených investic může eliminovat potřebu spoláhat se na statisticky zjištěné korelace výdajů a zatížení.

inflac  
je ro:  
hodn  
vysky  
a uži  
kapit  
která

#### Použití nevynaložených nákladů pro ocenění výnosů programu na straně poptávky

Výhodou metody přímého stanovení nevynaložených nákladů je to, že jakmile je stanovení jednou hotové, práce analytika je skončena. Když jsou použity hypotetické obecné změny průběhu zatížení, které reprezentují zhruba dopady programů na straně poptávky, musí pak ještě analytik tyto hrubé/celkové hodnoty změnit na měrné-tarifní hodnoty. Potom, aby se vyhodnotil jednotlivý program, musí analytik násobit tyto měrné hodnoty očekávanými účinky programu a sečíst je za odpovídající průběh zatížení. Tento úkol vyžaduje desagregaci, rozložení v několika rozměrech prostoru a času.

které  
rozší  
ceně

Problém prostorové dimenze se nejspíše vyřeší využitím ztrátových faktorů pro převod úspor energie u zákazníka (na určité napěťové hladině) na výrobní náklady, které se nemusí vynaložit u výrobce, t.j. na svorkách generátoru nebo sběrnících elektrárny. Dodatečnou komplikací je to, že tyto ztráty jsou zřídka konstantní v čase; tyto proměnlivosti ztrát jsou obvykle zanedbávány.

fakt  
popt  
se p  
nevy  
Dalš  
špičl  
dru  
mod  
mnc

Požadovaný stupeň časové desagregace je určen charakteristikami vyhodnocovaných programů na straně poptávky. Jestliže jejich průběh zatížení je relativně homogenní v porovnání s obecným průběhem zatížení při analýze nevynaložených nákladů (a to jak pro každou hodinu v roce, tak pro každý rok, který je uvažován), potom je vyžadována malá desagregace. V obecném případě však potřebujeme ohodnotit programy s velmi rozdílnými účinky na průběh zatížení, všechny mají různou životnost a tak je nezbytná značná desagregace, jestliže máme účelně použít nevynaložené náklady.

někt  
souc

Korekce nevhodných časových spojení během roku je logickou první úrovní

desagregace. Cílem je znovu vyjádřit nevynaložené náklady, které přesahují období jednoho roku, jako roční hodnoty. To se využije při ohodnocení programů, jejichž životnost (a datum zahájení) nesouhlasí s předpoklady užitými při stanovení nevynaložených nákladů.

Dvě metody jsou široce používány při převodu několikaletých nevynaložených nákladů na roční; jedna zahrnuje vyrovnání a druhá používá koncepci nazývanou "economic carrying charge rate", ekonomickou rozprostřenou sazbu (ECCR). Metodou vyrovnání je současná hodnota přepočtena na celou předpokládanou dobu životnosti investice ve stejných, nominálních dolarech. Výsledný tok po diskontování zanechává původní aktualizovanou hodnotu nezměněnu. Při použití určité kladné diskontní sazby se reálná cena ročních hodnot poněkud sníží. Metoda vyrovnání má za následek tzv. "čelní zatížení" toku výnosů; značná část současné, aktualizované hodnoty se získá v první polovině doby životnosti investice jako výsledek vlivů kladné diskontní sazby<sup>2</sup>.

Druhá metoda udržuje reálnou cenu ročních hodnot konstantní s uvažováním inflace. To znamená, za předpokladu určité pozitivní míry inflace, že současná hodnota je rozptýlena v čase ve stále rostoucím proudu nominálních dolarů. Protože reálná hodnota je pro každý rok stejná, vyhýbá se tato metoda "čelnímu zatížení", které se vyskytuje u metody vyrovnání<sup>3</sup>. Obrázek V-2 znázorňuje vztah mezi metodou vyrovnání a užitím ekonomické rozprostřené sazby (ECCR) a srovnává je s tradiční návratností kapitálových nákladů elektrárenských společností (pevná sazba, fixed charge rate - FCR), která je extrémně čelně zatížená.

Dodatečná desagregace během roku je vždy zaručena pro účinky průběhu zatížení, které nejsou rovnoměrně distribuovány v průběhu roku. V zásadě může být desagregace rozšířena na každou hodinu roku, prakticky je to však zřídka nezbytné a neodpovídá to ceně dodatečného úsilí.

Nejdůležitější kritérium pro výběr desagregační metody posuzuje dva základní faktory: spolehlivost desagregace zahrnuté do určování účinků programu na straně poptávky a variabilitu struktury systémových nákladů na dodávku. Desagregační postupy se poněkud odlišují u nevynaložených nákladů na energii a výkon. Pro nevynaloženou, nevyrobenou energii je logickým rozdělením jednoduché sezónní rozdělení (zima a léto). Další nejdůležitější hladinou desagregace je noční nebo denní doba, nebo základní versus špičkové zatížení. Mimo tyto minimální hladiny rozlišení je analytik obecně limitován na druhé straně jakýmkoliv použitými dodatečnými hladinami desagregace v jednotlivých modelovacích postupech. Pro nevynaložený, nepoužitý výkon musí být prozkoumány mnohem jemnější časové kroky.

Naše diskuse o nevynaložených nákladech na výkon přenosu a rozvodu popsala některé problémy zjišťování hodnot, které vyplývají z potřeby kombinovat různé stupně soudobosti v poptávce. V této diskusi posuzujeme výhradně problémy spojené se

---

<sup>2</sup> Vzorečky pro vyrovnání jsou uvedeny v příručce EPRI TAG (1987)

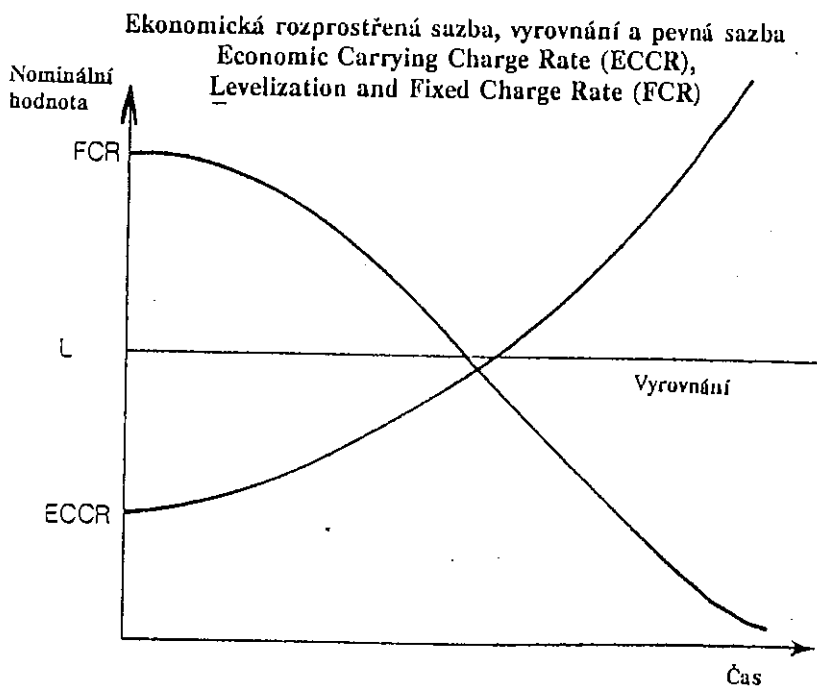
<sup>3</sup> Viz NERA (1977) pro diskusi o racionálních zásadách tohoto postupu.

stanovením úspor na straně poptávky, které potřebujeme znát, abychom mohli ohodnotit nevynaložené náklady na výkon nutné pro stanovení spolehlivosti.

Prvním problémem je dobře známá potřeba stanovit vztah koeficientu soudobosti poptávky mezi skupinovým maximálním zatížením (nebo maximálním zatížením jednotlivého zákazníka) a systémovým maximálním zatížením. Bez určité znalosti tohoto vztahu nemůže být účelně převedeno snížení maximálního zatížení u určité skupiny odběratelů na úspory výkonu v systému jako celku.

Druhá otázka směřuje k redukci významu určení exaktního koeficientu soudobosti odběru. Použití pravděpodobnostních indexů spolehlivosti jako je pravděpodobnost ztráty zatížení (loss of load probability-LOLP) a očekávaná nezabezpečená energie (expected unsecured energy-EUE) umožnilo vzniknout analytické základně pro rozprostření nákladů na výkon na více hodin než jen na dobu systémového špičkového zatížení<sup>4</sup>. Soudobost v průběhu zatížení určité skupiny odběratelů a systému je stále důležitá; rozdílem je to, že větší šířka pásma systémové špičky je nyní úkolem při stanovení vztahu koeficientu soudobosti zatížení.

Poslední otázka nevynaložených nákladů na výrobní kapacity je podobná dřívější diskusi o cílech plánování výrobní kapacity elektrárenských společností. Vedle určení vhodných koeficientů soudobosti zatížení a ztrát by měl být připočten k celku ještě kredit na rezervní výkon. To znamená, že bez úsporného programu na straně poptávky by bylo nutné vybudovat nejen požadovanou kapacitu pro pokrytí poptávky, ale i další rezervní výkon, který je tak možno ušetřit. Tento kredit na rezervní výkon může být připočten k přímým nevynaloženým kilowatům ušetřené výrobní kapacity.



Obrázek V-II. Porovnání metod vyrovnání, ekonomické rozprostřené sazby a tradiční amortizační metody. Zdroj: Kahn 1988

<sup>4</sup> Viz Bhavaraju (1982) pro diskusi o těchto indexech.

## VI. Literatura

Alliance to Save Energy (1987), "Industrial Decision-Making Interviews: Findings and Recommendations," podkladové materiály pro michiganskou opční elektroenergetickou studii, Lansing, MI.

American Council for an Energy-Efficient Economy and the Consumer Energy Council of America (1987), "A Compendium of Utility-Sponsored Energy Efficiency Rebate Programs," Výzkumný ústav elektroenergetický, EPRI EM-5579. Palo Alto, CA.

American Public Power Association and Electric Power Research Institute (1987), "The Residential Demand-side Screening Model."

Baker, J.B. (1988), "When is Conservation Better than Generation?," Škola pro státní správu v obchodě Amose Tucka, Dartmouth College, Pracovní materiál č.223.

Barakat, Howard, Chamberlin and Associates (1988), DSM Planner, Mimeo.

Barker, B.S., et al. (1986), "Summary Report for the Potomac Electric Company: Commercial Energy Management and Decision Making in the District of Columbia", p.47.

Battelle-Columbus Division (1985), "The Demand-Side Management Information Directory," Výzkumný ústav elektroenergetický, EPRI-EM-4326.

Battelle-Columbus Division (1985), "Industrial End-Use Planning Methodology (INDEPTH): Recommended Design," Výzkumný ústav elektroenergetický, EPRI-EA-4019.

Bhavaraju, M. (1982), "Generating System Reliability Evaluation," IEEE Lektorský kurs, 82 EHO 195-8 PWR.

Blumstein, C., Krieg, B., York, C., and Schipper, L. (1980), "Overcoming Social and Institutional Barriers to Energy Conservation", Energy, v. 5, pp. 335-371.

Brick S., and Mendl, J. (1987), "Evaluating Demand/Supply System Options for Sulfur Dioxide Emission Reduction Strategies," Komise pro veřejné služby ve Wisconsinu, nepublikovaný materiál.

Building Energy Simulation Group (1985), "Overview of the DOE-2 Building Energy Analysis Program," Lawrence Berkeley Laboratory, LBL-19735.

Bull, M. and Barton, P. (1986), "Bonneville's Conservation Policy Analysis Model," Proceedings of the 1986 Summer Study on Energy Efficiency in Buildings, v. 8, pp. 7-20, Americká rada pro energeticky efektivní energetiku, Washington, DC.

California Public Utility Commission (1988), "Rulemaking on Commission's Own Motion to Revise Electric Utility Rulemaking Mechanisms," Rozhodnutí 88-03-008,

- March 9, San Francisco, California.
- California Public Utility Commission (1985), "1984 Energy Conservation Program Summary," San Francisco, California.
- California Public Utilities Commission and California Energy Commission (1987), "Standard Practice Manual for Economic Analysis of Demand-Side Management Programs," San Francisco, California.
- California Public Utilities Commission and California Energy Commission (1983), "Standard Practice for Cost-Benefit Analysis of Conservation and Load-Management Programs," San Francisco, California.
- Cambridge Systematics Inc. (1982), "Residential End-Use Energy Planning System (REEPS)," Výzkumný ústav elektroenergetický, EPRI-EA-2512.
- Caramanis, M., Schweppe, F., and Tabors, R. (1982), "Electric Generation Expansion Analysis System, Volume 1: Solution Techniques, Computing Methods, and Results," Výzkumný ústav elektroenergetický, EPRI-EA-2561.
- Cavanagh, R.C. (1988), "Responsible Power Marketing in an Increasingly Competitive Era," Yale Journal on Regulation, v. 1, pp. 331-366.
- Cavanagh, R.C. (1986), "Least Cost Planning Imperatives for Electric Utilities and Their Regulators," The Harvard Environmental Law Review, v. 10, no. 2, pp. 99-344.
- Cavanagh, R.C. (1988), "Testimony on Demand-Side Bidding before the Subcommittee on Energy and Power," Výbor sněmovny pro energetiku a obchod, U.S Congress, May 16, 1988.
- Cavanagh, R.C. (1983), "Electrical Energy Futures, Environmental Law v. 14, p. 133.
- Ciccetti, C. and Hogan, W. (1988), "Including Unbundled Demand-Side Options in Electric Utility Bidding Programs," Harvard University, Středisko pro elektroenergetickou politiku a politiku životního prostředí, Škola Johna F. Kennedyho, zpráva č.E-88-07, August.
- Central Maine Power Co. (1987), "Energy Partners Program: Energy Management Request for Proposals," December 4.
- Comnes, A.G., Kahn, E., Pignone, C., and Warren, M. (1988), "An Integrated Economic Analysis of Commercial Thermal Energy Storage," IEEE Transactions on Power Systems, v. 3, no. 4, pp. 1717-1722.
- Corum, K.R. and O'Neal D.L. (1982), "Investment in Energy Efficient Houses: An Estimate of Discount Rates Implicit in New Home Construction Practices," Energy, v. 7, no. 4 p. 389.
- Costello, K. (1986), "Should Utilities Promote Energy Conservation? ", Electric

Pot  
Dec  
ústa  
Ele  
Vol  
ele  
Ele  
Pre  
Ele  
Effi  
Enc  
PR  
Env  
Sim  
Etc  
De:  
139  
Etc  
Co:  
Te  
Fai  
An  
ele  
Fel  
Fo  
Str  
Mc  
8,  
Ge  
Co  
Ge  
Mi  
Co  
El  
C.

Potential, Vol. 86, Nr. 2, pp. 3-13, March-April.

Decision Focus, Inc. (1982), "Load Management Strategies Testing Model," Výzkumný ústav elektroenergetický, EPRI-EA-2396.

Electric Power Research Institute (1987), "TAG Technical Assessment Guide," Volume 4, Fundamentals and Methods, End Use," Výzkumný ústav elektroenergetický, EPRI P-4463-SR.

Electric Power Research Institute (1987a), "Market Research on DSM Programs: Preferences Among Commercial Customers," Report Nr. EM 5252, June.

Electric Power Research Institute (1987c), "A Compendium of Utility-Sponsored Efficiency Rebate Programs", EPRI-EM-5579.

Energy Management Associates, Inc. (1986), "California Public Utilities Commission, PROMOD III ORIENTATION," Mimeo.

Environmental Defense Fund, Inc. (1986), "ELFIN Overview and Summary of Simulation Methods," Oakland, CA.

Eto, J., Koomey, J., McMahon, J. and Kahn, E., (1988), "Integrated Analysis of Demand-side Programs," IEEE Transactions on Power Systems, v. 3, no. 4, pp. 1397-1403.

Eto, J., Koomey, J., McMahon, J. and Chan, P., (1986), "The Nevada Power Company: Financial Impacts on Utilities of Load Shape Changes Project, Stage IV Technical Report," Lawrence Berkeley Laboratory, LBL-21597.

Farber, M., Brusger, E., and Gerber, M. (1988), "Multiobjective Integrated Decision Analysis System (MIDAS), Volume 1, Model Overview," Výzkumný ústav elektroenergetický, Palo Alto, CA, EPRI P-5402.

Fels, M. (1986), "PRISM: An Introduction," Energy and Buildings, v. 9, nos. 1/2.

Ford, A., and Geinzer, J. (1986), "Figures of Merit for Evaluating Conservation Strategies: Findings from Recent Studies with BPA's Conservation Policy Analysis Models," Proceedings of the 1986 Summer Study on Energy Efficiency in Buildings, v. 8, pp. 46-56, Americká rada pro energeticky efektivní ekonomiku, Washington, DC.

Geller, H., Ledbetter, M., Miller, E., and Miller, P. (1987), "Acid Rain and Electricity Conservation," Americká rada pro energeticky efektivní ekonomiku, Washington, DC.

Geller, H., de Almeida, A., Barkovich, B., Blumstein, C., Goldstein, D., Meier, A., Miller, P., de la Moriniere, O., Rosenfeld, A., and Shuck, L. (1986) "Residential Conservation Power Plant (Project Merlin)" zpráva pro společnost Pacific Gas and Electric Co., od Americké rady pro energeticky efektivní ekonomiku, Washington D. C. a Berkeley.

Geller, H. (1989) "Implementing Electricity Conservation Programs: Progress Towards Least-Cost Energy Services Among U.S. Utilities," Electricity: Efficient End-Use and New Generation Technologies, and Their Planning Implications, T. Johansson, B. Bodlund, R. Williams, eds., Lund University Press, Lund Sweden.

Georgia Institute of Technology, (1985), "An Implementation Guide for the EPRI Commercial Sector End-Use Energy Demand Forecasting Model: COMMEND, Volume 1: Model Structure and Data Development," Výzkumný ústav elektroenergetický, EPRI-EA-4049-CCM.

Hirst, E. (1989), "Reaching For 100% Participation in a Utility Conservation Program: The Hood River Conservation Project", Energy Policy, chystaná publikace.

Hirst, E., and Carney, J. (1978), "The ORNL Engineering-Economic Model of Residential Energy Use," Oak Ridge National Laboratory, ORNL/CON-24.

Hohmeyer, O. (1988), "Social Costs of Energy Consumption: External Effects of Electricity Generation in the Federal Republic of Germany." Springer-Verlag, Berlin.

Hunn, B., Baughman, M., Silver, S., Rosenfeld, A.H., and Akbari, H. (1986), "Technical Potential for Electrical Energy Conservation and Peak Demand Reduction in Texas Buildings". University of Texas, Austin.

ICF, Inc. (1985), "The Hourly Electric Load Model (HELM), Volume 1: Design, Development, Demonstration," Výzkumný ústav elektroenergetický, EPRI-EA-3698.

Jackson, J., Cohn, S., Cope, J., and Johnson, W. (1978), "The Commercial Demand for Energy: A Disaggregated Approach," Oak Ridge National Laboratory, ORNL/CON-15.

Jessup, P. (1988), "Strategies for Reducing the Cost of Acid Rain Controls: Electricity Demand-Side Management and Clean Coal Technologies," Institut pro studium životního prostředí a elektroenergie, Washington DC.

Joskow, P.L. (1988), "Testimony Before the Subcommittee on Energy and Power", Výbor sněmovny pro energetiku a obchod, U.S. Congress.

Kahn, E.P. (1988), Crossroads in Electric Utility Planning and Regulation, Americká rada pro ekonomicky efektivní ekonomiku, Washington, DC.

Kahn, E.P., Pignone, C., Comnes, A., and Warren, M. (1987a), "Least-Cost Planning for Pacific Gas and Electric Company, Stage 1: LMSTM Calibration," Lawrence Berkeley Laboratory, LBL-22702.

Kahn, E.P. (1987b), "Comparison of Production Simulation Implementations," EPRI Monographs on Simulation of Electric Power Production, Book 3: Application of Load Duration and Monte Carlo Techniques, Výzkumný ústav elektroenergetický.

Kahn, E.P., Pignone, C., Comnes, A., and Warren, M. (1987c), "Least-Cost Planning

for  
Lat  
Kal  
Pla  
Ke  
Ind  
Wa  
Kra  
K.,  
De  
Lal  
Kra  
Pro  
Lal  
Ca  
"Re  
De  
EP  
Lo  
Alt  
Lo  
Ma  
Lo  
Co  
Ma  
Ch  
Co  
De  
Ma  
En  
Ma  
Im  
Ma  
Ur  
Ma  
Gr

for Pacific Gas and Electric Company, Stage 2: Case Studies," Lawrence Berkeley Laboratory, LBL-23780.

Kahn, E.P. (1986), "Proxy Plant Valuation Methods for Demand-side Utility Planning," Lawrence Berkeley Laboratory, LBL-21525.

Kempton, W. and Neiman M., eds. (1987), Energy Efficiency: Perspectives on Individual Behavior, Americká rada pro energeticky efektivní ekonomiku, Washington DC.

Krause, F., Rosenfeld, A.H., Levine, M., Brown, J., Connell, D., DuPont, P., Greely, K., Meal, M., Meier, A., Mills, E., Nordman, B. (1987), "Analysis of Michigan's Demand-Side Electricity Resources in the Residential Sector," Lawrence Berkeley Laboratory, LBL-23025.

Krause, F. et al. (1989), "Experience with Residential and Commercial Lighting Programs." Lawrence Berkeley Laboratory, forthcoming.

Landsberg, H., editor (1979), Energy: The Next Twenty Years, p. 146. Ballinger, Cambridge, MA. sp. 5. XP Laurits R. Christensen Associates, Inc. (1984), "Residential Response to Time-of-Use Rates, Volume 1: Development and Demonstration of a Transferability Model," Výzkumný ústav elektroenergetický, EPRI-EA-3560.

Lotus Consulting Group (1986), "UPLAN Reference Manual," USAM Center, Los Altos, CA.

Lovins, A.B. (1985), "Saving Gigabucks with Negawatts," Public Utility Fortnightly, March 21, p. 24.

Lovins, A. and Gilliam, L.O. (1986), "Should Utilities Promote Energy Conservation?", Electric Potential, v. 86, no. 2 pp. 3-13.

Manhire, B. and Jenkins, R. (1982), "BENCHMARK: A Monte Carlo Hourly Chronological Simulation Model which Includes Effects of Ramp-Rates and Reservoir Constraints," in, Proceedings: Conference on Generation Planning: Modeling and Decision Making, University of Tennessee, Chattanooga.

Manitoba Conservation and Renewable Energy Office (1984), "Status Report on Energy Supply Developments and Energy Programs in Manitoba", pp. 17-18.

McMahon, J.E. (1986), "The LBL Residential Energy Demand Forecasting Model: An Improved Policy Analysis Tool," Lawrence Berkeley Laboratory, LBL-18622.

Meier, A.K. (1982), "Supply Curves of Conserved Energy," Ph.D. dissertation, University of California, Berkeley, Lawrence Berkeley Laboratory, LBL-14686.

Meier, A.K., Wright, J. and Rosenfeld, A.H. (1983), Supplying Energy Through Greater Efficiency, University of California Press, 1983.



Morgan Systems Corporation (1985), "TRAKLOAD, Reference Manual," Morgan Systems Corporation.

Moskovitz, D. (1988), "Will Least-Cost Planning Work Without Significant Regulatory Reform?", Předneseno na konferenci o plánování s nejnižšími náklady, Aspen, CO, duben 1988, (přepracováno červen 1988).

Nadel, S. (1988), "Utility Commercial/Industrial Lighting Incentives Programs: A Comparative Evaluation of Three Different Approaches Used by the New England Electric System," in: Proceedings of the 1988 ACEEE Summer Study on Energy Efficiency in Buildings, Vol. 6, pp. 153-166.

National Association of Regulatory Utility Commissioners (1988), "Least Cost Plan Should Be Utility's Most Profitable Plan," Prohlášení stanoviska výboru NARUC pro energetické úspory, July, San Diego.

National Economic Regulatory Associates, (1977), "How to Quantify Marginal Costs," Výzkumný ústav elektroenergetický, EPRI-EURDS-23

New England Power Service Company (1987), "Request for Proposals in New England Electric's Performance Contracting Proposal," October 1.

Northwest Power Planning Council (1988), "The Role for Conservation in Least-Cost Planning," Materiál vydán pro zaměstnance, 88-17, Portland, Oregon.

Northwest Power Planning Council (1987), "A Review of Conservation Costs and Benefits: Five Years of Experience Under the Northwest Power Act 2."

Orange and Rockland Utilities, Inc. (1988) "Proposed Integrated Supply-Side and Demand-Side Bidding Program."

Oster, S.M. and Quigley J.M. (1978), "Regulatory Barriers to the Diffusion of Conservation: Some Evidence From Building Codes," Bell Journal of Economic Management v. 8, pp. 361-377.

Pacific Gas and Electric Co. (1987), "Demand-Side Management Issues," ve smyslu zákona CFM7 pro Kalifornský energetický výbor. Pacifická společnost plynárenská a elektroenergetická, San Francisco, CA, pp. 3.7.1-15.

Pacific Gas and Electric Co. (1984), "Refrigerator Rebate Study," Pacifická společnost plynárenská a elektroenergetická, San Francisco, CA, MR-84-0906.

Plunkett, J.J. (1988a), "Testimony to Massachusetts Department of Public Utilities, Docket # 86-36.," Energetická asociace Komanoff.

Plunkett, J. J. (1988b) "Surrebuttal Testimony before the Maryland PSC, Application of PEPCo for a Certificate of Public Convenience and Necessity for Station H, Case No. 8063, Phase II," Energetická asociace Komanoff.

Plun  
Den  
Leas  
elek  
Publ  
Cost  
Rod  
Thir  
Strat  
Rose  
Cool  
LBL  
Roth  
PUR  
Labo  
Rud  
Resi  
Berk  
Rud  
Mod  
Ruff  
Derr  
Schu  
Res  
Rep  
Sola  
Ene  
Ster  
Con  
Ster  
Free  
Stob  
Hou  
Stor  
Plan  
Syn

Plunkett, J.J. (1987), "Saying No to the No-Losers Test: Correctly Assessing Demand-Side Resources to Achieve Least-Cost Utility Strategies, Session 3B: Electric Least-Cost Planning", Národní asociace právních zástupců spotřebitelů státních elektroenergetických organizací, pololetní zasedání.

Public Service Commission of Wisconsin (1985), "Utility Sulfur Dioxide Clean-up -- Cost and Capabilities," Madison, Wisconsin.

Roddy, M. and Bloom, J. (1987) "GPU Strategic Market Planning," Proceedings: Third National Conference on Utility Demand-Side Management Programs, Strategies in Transition, Výzkumný ústav elektroenergetický, EPRI EM-5452.

Rosenfeld, A.H. and de la Moriniere, O. (1987), "The High Cost-Effectiveness of Cool Storage in New Commercial Buildings," Lawrence Berkeley Laboratory, LBL-19448.

Rothkopf, M., Kahn, E., Teisberg, T., Eto, J., and Nataf, J-M. (1985), "Designing PURPA Power Purchase Auctions: Theory and Practice," Lawrence Berkeley Laboratory, LBL-23906.

Ruderman, H. (1984), "The Behavior of the Market for Energy Efficiency in Residential Appliances Including Heating and Cooling Equipment," Lawrence Berkeley Laboratory, LBL-15304.

Ruderman, H. and Levine, M.D. (1984), "The Residential Hourly and Peak Demand Model: Description and Validation," Lawrence Berkeley Laboratory, LBL-18698.

Ruff, L.E. (1987), "The Basic Economics of Utility Least-Cost Planning and Demand-Side Management," CL&P Docket No. 87-07-01, vystavení 16.

Schultz, D. (1986) "Treatment of Conservation and Load Management as Supply Resources: Recommended and Conditional RETO Approach, Staff Report, Electricity Report 6," Kalifornská energetická komise.

Solar Energy Research Institute (1981). New Prosperity: Building a Sustainable Energy Future, Brickhouse Publishing, Andover, MA.

Stern, P.C. et al. (1986), "The Effectiveness of Incentives for Residential Energy Conservation," Evaluation Review, v. 10, no. 2, pp. 147-176.

Stern, P.C. and E. Aronson, eds. (1984), Energy Use: The Human Dimension, W.H. Freeman and Co., New York, NY. Chapters 3 & 4.

Stobaugh, R. and D. Yergin, eds. (1981), Energy Future, pp. 195-96, 1981. Random House, New York.

Stone and Webster Management Consultants, Inc. (1988), "Review of Least Cost Planning Models," předneseno na zasedání NARUC, San Francisco, CA.

Synergic Resources Corporation (1985), "Demand-Side Planning: Sierra Pacific Power

Case Study," Výzkumný ústav elektroenergetický, EPRI EA-4314.

Temple, Barker & Sloane, Inc. (1986), "Department of Energy Least Cost Planning Research Agenda," Zpráva pro ministerstvo energetiky USA, May 1986.

TEAM-UP Office (1981), "POWERSYM User's Guide," Battelle Columbus Laboratories.

TERA (1982), "TELPLAN: Utility Corporate Planning Model," Výzkumný ústav elektroenergetický, EPRI-EA-2581, sv. 1 and 2.

Train, K. (1985), "Discount Rates in Consumers' Energy-Related Decisions: A Review of the Literature," Energy, v. 10, no. 12, pp. 1243-1253.

U.S. Energy Information Agency (1987), "Electric Power Annual," DOE/EIA-0348(87).

U.S. Energy Information Agency (1986), "Financial Analysis of Investor-Owned Electric Utilities", DOE/EIA-0499.

Usibelli, A., Greenberg, S., Meal, M., Mitchell, A., Johnson, R., Sweitzer, G., Rubinstein, F., and Arasteh, D. (1985), "Commercial Sector Conservation Technologies," Zpráva pro Pacifickou společnost plynárenskou a elektroenergetickou a Jihokaliifornskou Edison spol., Lawrence Berkeley Laboratory, LBL-18543.

Vine, E., Barnes, B., Ritschard, R. (1987), "Implementation of Home Energy Rating Systems," Lawrence Berkeley Laboratory, LBL-22872.

Wellinghoff, J.B. (1988), Personal Communication, 710 South 4th Street, Las Vegas, Nevada 89101.

Wellinghoff, J.B. (1987), "Cost Recovery in Least-Cost Utility Planning: The Forgotten Factor," Proceedings: First National Conference on Utility Demand-Side Management Programs, Výzkumný ústav elektroenergetický.

White, K. (1981), "The Economics of Conservation," IEEE Transactions, Power Apparatus Systems, Volume PAS-100. pp 4546-4552.

Whittaker, C. (1988), "Conservation and Unregulated Utility Profits: Redefining the Conservation Market," Public Utilities Fortnightly, July 7.

Wiel, S. (1988), "Increasing the Profitability of Demand-Side Investments for Utilities," in Krause et al. (1988), "Least Cost Planning in the Utility Sector: Progress and Challenges," koncept LBL zprávy, 2. prosinec, chystaná publikace.

Wisconsin Public Service Commission (1985), "Alternative Electric Power Supply Study - 1985 Update."

Woychik, E.C. (1987), "Economic Tests and Reliability Valuation for Least-Cost Supply-Demand Integration," Proceedings: Third National Conference on Utility

Demand-Side Management Programs, Strategies in Transition, Electric Power  
Research Institute, EPRI EM-5452.

## S E V E n

Středisko SEVEN bylo založeno v září 1990 v Praze. *Hlavním posláním SEVEN je ochrana životního prostředí a ekonomický rozvoj zvyšováním efektivity užití energie. Středisko SEVEN je nezávislou nadací, jejíž činnost není motivována vytvářením zisku.* Počáteční finanční podporu poskytla SEVEN U.S. Environmental Protection Agency a nadace Conservation Foundation/World Wildlife Fund. Nyní je Středisko financováno z kontraktů, které uzavřelo a uzavírá se zahraničními a tuzemskými organizacemi. V současné době jsou hlavními partnery SEVEN například USEPA, USAID, USDOE, Greenpeace International a MŽP ČR. SEVEN při realizaci projektů spolupracuje s mnoha dalšími čs. organizací.

Koncepce SEVEN vznikla ve Spojených státech v Battelle Memorial Institute. Battelle poskytl SEVEN nezbytné technické zabezpečení, pomohl zajistit finanční prostředky na zahájení činnosti a pomáhá řídit činnost Střediska. V době, kdy středisko SEVEN dosáhne úplné soběstačnosti, Battelle Memorial Institute omezí svoji pomoc a přímý vliv na SEVEN.

Hlavní činností SEVEN je vytváření podmínek pro realizaci politiky energetických úspor. Smyslem této práce není vytváření abstraktních materiálů, ale skutečná podpora ziskovému podnikání na energetických úsporách. SEVEN usiluje, aby tento obor podnikání byl ziskový pro co největší počet podnikatelů, kteří se rozhodnou v tomto novém a perspektivním oboru podnikat. Makroekonomická logika vztahů mezi vysokou úrovní spotřeby, která není úměrná ani našemu objemu produkce ani životnímu standardu, a budoucími cenami energie (není nejmenší důvod, aby v ČSFR byly ceny energie nižší než v západní Evropě, spíše naopak) poskytuje značný prostor pro podnikání na energetických úsporách.

Mimo tuto hlavní aktivitu se SEVEN zabývá následujícími činnostmi:

- *zpracováním odborných analýz a jejich zpřístupněním profesionální i laické veřejnosti*
- *osvětovou činností, shromažďováním a rozšiřováním informací o energetických úsporách, podporou demonstračních projektů a rozšiřováním takto získaných zkušeností*
- *vyhledáváním finančních zdrojů a schůdných způsobů financování energetických úspor v ČSFR*
- *podporou rozvoje energetických služeb, orientovanou především na vznikající soukromý sektor*
- *zavedením energetických standardů a informačních energetických štítků pro energeticky náročné spotřebiče, šířením informací o legislativních nástrojích, které se v hospodaření s energií osvědčily v zahraničí a iniciací naší energetické legislativy v návaznosti na zákony o ochraně životního prostředí*
- *transferem zkušeností a informací o špičkových technologiích a know-how a podporou prodeje licencí a zakládání společných podniků (joint-venture)*