



***KONKURENCE – CESTA K EFEKTIVNÍ  
VÝROBĚ A SPOTŘEBĚ ELEKTRICKÉ  
ENERGIE***

*Návrh Liberálního institutu na deregulaci české energetiky*

LIBOR DUŠEK

LIBERÁLNÍ INSTITUT  
ČERVEN 1998



# ***KONKURENCE – CESTA K EFEKTIVNÍ VÝROBĚ A SPOTŘEBĚ ELEKTRICKÉ ENERGIE***

*Návrh Liberálního institutu na deregulaci české energetiky*

LIBOR DUŠEK  
EKONOM, LIBERÁLNÍ INSTITUT

*Chtěl bych poděkovat zejména Ondřeji Schneiderovi za velmi přínosnou spolupráci při přípravě studie. Za cenné komentáře, náměty a diskuse jsem dále vděčný Antonínu Českému, Janě Fürstové, Janu Jíchovi, Bohumilu Lebruškovi, Petrovi Kacvinskému, Miroslavu Marvanovi, Michalu Mejtříkovi, Petru Neoralovi, Marku Robinsonovi, Jiřímu Schwarzovi, Oldřichu Starému, Josefu Šímovi, Janu Vacíkovi, Miroslavu Vackovi, Jaromíru Vastlovi, Jiřímu Vašíčkovi, Bedřichu Willmannovi a Jiřímu Zemanovi.*

LIBERÁLNÍ INSTITUT  
ČERVEN 1998

**Libor Dušek**

# **KONKURENCE - CESTA K EFEKTIVNÍ VÝROBĚ A SPOTŘEBĚ ELEKTRICKÉ ENERGIE**

*Návrh Liberálního institutu na deregulaci české energetiky*

Vydal Liberální institut a Centrum liberálních studií

Liberální institut,  
Spálená 51, 110 00 Praha 1

Centrum liberálních studií  
Spálená 51, 110 00 Praha 1

Počet výtisků 350

Copyright © 1998, Liberální institut, Centrum liberálních studií

ISBN: 80-902270-9-0

Praha 1998

**Konkurence - cesta k efektivní výrobě a spotřebě elektrické energie** je hlavním výstupem stejnojmenného projektu Liberálního institutu, jehož cílem bylo rozšířit myšlenku konkurenčního trhu s elektřinou do širšího povědomí české společnosti a předložit konkrétní plán na deregulaci české energetiky a její otevření konkurenci.

Autor projektu: Libor Dušek, ekonom, Liberální institut

Poradci: Ondřej Schneider, poradce ministra, Ministerstvo průmyslu a obchodu  
Michael K. Block, profesor ekonomie a práva, University of Arizona  
Luis Gutierrez, hlavní ekonom sekce pro energetiku, World Bank  
Petr Šíma, konzultant a společník, NS Group

Další publikace Liberálního institutu k deregulaci energetiky:

**Deregulation of Electricity Markets: An American Perspective**, srpen 1997  
(záznam z diskusního fóra)

**Zaostřeno na ... Temelín**, říjen 1997 (analýza dopadu regulace cen na dostavbu Temelína)

**Jak deregulovat českou energetiku**, plánované vydání červen 1998 (záznam z diskusního fóra z 11.5.1998)

**Deregulace energetiky: Shrnutí mezinárodních zkušeností**, plánované vydání září 1998

-----

Liberální institut je nezisková organizace pro rozvoj a aplikaci liberálních idejí a programů založených na principech klasického liberalismu - uznání nezcizitelných práv jednotlivce, nedotknutelnosti soukromého vlastnictví, dobrovolné smlouvy, vlády zákona, svobodného obchodu a samoregulujícího se trhu. Jeho činnost je financována z vlastních zdrojů pocházejících z výsledků vlastní činnosti a z darů jednotlivců a soukromých organizací.

*Poradci se na projektu podílí pouze poskytováním konzultací a nenesou odpovědnost za konkrétní obsah této publikace. Názory obsažené v textu reprezentují oficiální stanovisko Liberálního institutu. Citace jsou povoleny pouze s uvedením zdroje.*

*Pro další informace o tomto projektu a ostatních aktivitách Liberálního institutu kontaktujte:*

*Liberální institut, Spálená 51, Praha 1, 11000*

*Telefon: 02-29 60 60*

*Fax: 02-29 17 10*

*E-mail: Liberal.institut@ecn.cz*

*Internet: <http://www.ecn.cz/private/liberal>*

# Obsah

<b>Předmluva</b> .....	<b>i</b>
<b>Hlavní myšlenky a závěry</b> .....	<b>iii</b>
<b>První oddíl: Regulace energetiky v teorii a praxi</b> .....	<b>1</b>
1. Teoretické minimum .....	1
2. Česká republika – monopolní ostrov? .....	8
3. Současný stav elektroenergetického sektoru v České republice .....	19
<b>Druhý oddíl: Návrh reformy</b> .....	<b>25</b>
4. Očekávané přínosy konkurence v České republice .....	25
5. Ideální cílový stav .....	31
6. Regulační orgán .....	45
7. Krátkodobé reformní kroky .....	49
8. Dlouhodobé reformní kroky .....	60
9. Ekologické a sociální aspekty .....	65
<b>Dodatky</b> .....	<b>68</b>
A. Jak elektroenergetika funguje (technické minimum) .....	68
B. Mechanismus obchodování na trhu s elektřinou .....	71

## Předmluva

ONDŘEJ SCHNEIDER  
PORADCE MINISTRA PRŮMYSLU A OBCHODU

Předkládané výsledky projektu Liberálního institutu „*Konkurence – cesta k efektivní výrobě a spotřebě elektrické energie*“ představují bezpochyby jeden z nejučenějších a nejvyhraněnějších názorů na dnešní situaci v české elektroenergetice a na možnosti jejího budoucího vývoje. Autor se ve své práci soustředil na základní koncepční problémy, stojící před českou energetikou, tedy na liberalizaci dnešní struktury odvětví, podporu konkurenčního prostředí, deregulaci cen, privatizaci a funkci regulace v oblasti elektroenergetiky. Je přitom potřeba ocenit, že názory na tyto klíčové otázky jsou prezentovány neobyčejně jasně a kompaktně. Autor klade důraz spíše na střednědobé a dlouhodobé aspekty řešení a nezahlučuje čtenáře technickými detaily spojenými s implementací předkládaných návrhů. Poskytuje tak všem čtenářům příležitost zamyslet se nad koncepčními problémy, nad tím, jakým způsobem se elektroenergetika vyvíjí v České republice a kam mezitím dospěla ve světě, a nezatěžovat tyto úvahy okamžitými problémy, které je nutné vyřešit co nejdříve. Řešení těchto problémů je sice nezbytné, nesmí nám ale zabránit ve strategickém myšlení.

Potřeba dlouhodobého, nebo-li strategického, myšlení je v české elektroenergetice více než patrná. Téměř devět let po začátku zásadních společenských a ekonomických změn se totiž nalézá ve zvláštní situaci. Na jedné straně stojí nesporné technologické úspěchy (především zapojení české elektrizační sítě do západoevropského systému UCTPE a mimořádně rychlé a úspěšné odsíření elektrárenských zdrojů), na druhé straně stojí nevyřešené základní problémy budoucího vývoje (především jde o rychlost liberalizace elektroenergetiky, systém její regulace a nedokončená privatizace).

Pravděpodobně nejvýraznější charakteristikou dnešního stavu je ale pro každého alespoň trochu nezaujatého diváka zcela evidentní a snad i zbytečná „suboptimalita“. Energetika (nebo spíše energetici sami) jako by se snažila veškeré problémy co nejvíce problematizovat, všechna rizika maximalizovat a veškeré pozitivní rysy minimalizovat. Čím to je? Svoji roli jistě hraje státní vlastnictví, které v elektroenergetice zůstává dominantní. Stejně jako například v bankovníctví, i v energetice se ukazuje, že stát nemůže při sebelepší vůli vykonávat úspěšně roli vlastníka v odvětví, ve kterém dochází k rychlým změnám. Nezanedbatelným způsobem se však, podle mého názoru, na dnešním nejasném stavu podepsali ostatní hráči, tj. především představitelé jednotlivých energetických firem. Jejich aktivita jakoby se vyčerpávala poukazováním na nedostatky regulace, na ústrky od konkurentů a především na nízké ceny. Vlastní příspěvky k řešení situace jsou mnohem vzácnější. Přitom se ale zdá, že všechny části skládačky jsou dnes již na stole. Teď „stačí“ uvědomit si všechny souvislosti a skládačku správně sestavit. Jsem přesvědčen, že většina, ne-li všechny, z dnešních neřešitelných problémů by rázem přestala existovat, nebo by byla snadno vyřešitelná.

Klíčovou otázkou pro všechny zúčastněné v elektroenergetice je, alespoň podle mého názoru, další směřování celého sektoru. Má se ubírat „klasickou“ energetickou cestou, která klade důraz především na technologické aspekty energetiky, i když tato cesta znamená minimální prostor pro zapojení tržních principů do energetiky, nízkou nebo žádnou kontrolu efektivnosti a nutnost významného posílení regulačních procesů? Nebo se máme vydat po doposud ne zcela vyzkoušené cestě liberalizace elektroenergetiky, spojené s otevřením sektoru novým firmám, novým způsobům výroby i obchodu a postupným uvolňováním zákazníků ze zajištění monopolů, i když takový proces bude spojen s řadou rizik i dnes nepředvídatelných problémů?

Studie Liberálního institutu přináší celou řadu argumentů pro volbu druhé strategie a nabízí jednu z možností, jak onu „energetickou skládačku“ sestavit. Je možné, nebo spíše pravděpodobné, že řada návrhů bude kritizována a zpochybňována. Pokud ale jejich jasné nastolení povede k otevřené a zevrubné diskusi o základních principech vývoje elektroenergetiky do budoucnosti, pak studie Liberálního institutu splní svoji roli. Jsem pevně přesvědčen, že po přečtení následujících osmdesáti stran diskuse začne a že by mohla vést k zajímavým závěrům.



## Hlavní myšlenky a závěry

Vývoj ve světové energetice posledních let lze popsat dvěma slovy: privatizace a liberalizace. V řadě zemí si již vlády uvědomily, že státem vlastněné a státem regulované monopoly jsou velmi neefektivním způsobem organizace výroby, přenosu a prodeje elektřiny. I přes neustále zdůrazňovaný význam „přirozeného monopolu“ v energetice se Velká Británie, skandinávské země, USA, Polsko, Maďarsko a řada dalších zemí rozhodly otevřít energetiku konkurenci. Spotřebitelé získali možnost vybrat si firmu, od které budou kupovat elektřinu, a státní regulace cen, tradičně zohledňující spíše politická než ekonomická kritéria, mohla být značně omezena. Ruku v ruce s liberalizací trhu šla i privatizace. „Mezinárodního uznání“ dosáhl liberalizační proces na konci roku 1996 přijetím směrnice Evropské unie, která členskými zeměmi EU nařizuje, aby vytvořily konkurenční trh s elektřinou alespoň pro největší spotřebitele.

V České republice zůstala privatizace na půli cesty, a proces liberalizace zatím přešlapuje ve dvou směrech. Pozornost politiků se až příliš jednostranně orientuje na problém nápravy cen, navíc označovaný zcela zavádějící nálepkou „deregulace“. Vládní hlasování o tom, zda zvýšit ceny pro domácnosti o 20 nebo 30 procent má se skutečnou deregulací pramálo společného. Zástupný argument o sociálních ohledech odvádí pozornost od hlubších a zásadnějších problémů elektroenergetiky, jimiž jsou zejména velmi špatná pravidla hry, určená energetickým zákonem č. 222/1994 Sb. Kvůli němu si spotřebitelé nemohou svobodně vybrat, od koho si elektřinu koupí a za jakou cenu, ale musí ji kupovat od monopolních regionálních distributorů elektřiny (REAS). Ti na tom nejsou o mnoho lépe, neboť jsou odkázáni na monopol ČEZu v přenosu elektřiny. Monopolní struktura odvětví vládě dovoluje regulovat ceny dnešním iracionálním způsobem.

Nedokončená privatizace problémy dále prohlubuje. Stát díky ní v sobě kombinuje role cenového regulátora a klíčového akcionáře rozhodujících energetických firem. (FNM drží 67% akcií ČEZu a okolo 48% v jednotlivých distribučních společnostech.) Zatímco v roli vlastníka deklaruje snahu o rozvoj energetických společností, v roli regulátora jejich rozvoj brzdí politikou levné energie pro domácnosti. Schizofrenie státu a nepředvídatelnost jeho rozhodnutí odrazuje zájemce o investování do české energetiky.

Otázkou v liberalizaci energetiky už naštěstí není „zda“, ale „kam“, „jak“ a „kdy“. Nejen že dnešní stav je dlouhodobě neudržitelný sám o sobě, ale hlavně směrnice Evropské unie o liberalizaci trhu s elektřinou rozhodla o tom, že přinejmenším do doby našeho vstupu do EU budeme muset provést zásadní reformu celého odvětví. Současný stav nevyhovuje snad nikomu, nicméně diskuse o reformní strategii zatím až příliš „skáče“ od jednoho dílčího problému k druhému. O to více se nedostává syntetických návrhů, které by stanovily jak cílovou podobu právního a regulačního rámce, tak i zcela konkrétní reformní kroky, kterými k ní dospějeme. Záměrem předkládané studie Liberálního institutu je pomoci tento nedostatek odstranit a ukázat jasnou cestu, kterou by se vládní politika v oblasti energetiky měla v nejbližších letech ubírat.

### Přirozený monopol, konkurence a regulace

Vycházíme především z toho, že představa o energetice jakožto učebnicovém příkladu „přirozeného monopolu“ je praxí překonaná. Ačkoli nemá smysl, aby k jednomu domu vedlo více drátů elektrického vedení, konkurence mezi výrobci a obchodníky s elektřinou může fungovat obdobně jako na trhu s uhlím. Tam si spotřebitel může vybrat mezi více důlními společnostmi, ale jistě ho nenapadne, že k tomu potřebuje několik železničních tratí, aby každá přepravovala uhlí pro každou důlní společnost zvlášť. Stačí mu jedna trať, neboť ví, že může nakoupit uhlí od koho chce, a železnice mu ho dopraví. Na trhu s uhlím je konkurence, byť železnice má monopol na jeho dopravu.

Kupujeme-li elektřinu, kupujeme *de facto* dvě různé věci: Samotnou elektřinu, vyrobenou v elektrárnách, a její „dopravu“ po drátech, tedy přenos a distribuci. Přenos a distribuce zřejmě zůstávají přirozeným monopolem, výroba elektřiny však nikoli. Pokud spotřebitelé dostanou možnost zvolit si dodavatele elektřiny, znamená to, že mohou s kterýmkoli výrobcem podepsat smlouvu na dodání dohodnutého množství elektřiny za dohodnutou cenu. Výrobce tak prodá energii přímo spotřebiteli. Fyzickou dopravu elektřiny od výrobce ke spotřebiteli obstarají (samozřejmě za poplatek) firmy vlastníci přenosovou a distribuční síť. Vůbec přitom nemusí vlastnit elektřinu, která protéká jejich sítěmi, stejně jako železnice nevlastní uhlí, které přepravuje. Technická specifika elektřiny (neskladovatelnost) kladou zvláštní požadavky na způsoby obchodování a zajištění technické stability systému, nicméně zahraniční zkušenosti ukázaly, že tato technická specifika nejsou konkurenci nijak na překážku.

Druhé východisko se týká regulace. V České republice dnes zaznívají hlasy, které namísto skutečné liberalizace navrhují zavedení „klasické“ regulace monopolů, která by oproti dnešní zpolitizované regulaci počítala ceny na základě ekonomických kalkulací, aby energetickým podnikům pokryly „oprávněné náklady“ a „přiměřený zisk“. *Zkušenost západního světa, který regulaci právě opouští, je dostatečným varováním pro to, abychom ji vůbec nezaváděli.* Regulace nedokáže ochránit spotřebitele, neboť pro energetické monopoly není velký problém přesvědčit regulační úředníky, aby jim dali takovou cenu, jakou potřebují. Regulace dále podporuje plýtvání v energetických monopolech – jelikož jim garantuje stabilní zisky, nemusí se manažeři příliš snažit o minimalizaci nákladů.

Pouze v konkurenci spatřujeme cestu, jak dosáhnout nejnižších možných, avšak ekonomicky zdůvodněných cen elektrické energie, jak motivovat energetické podniky k její efektivní výrobě, a jak minimalizovat negativní dopady energetiky na životní prostředí.

### **Ideální cílový stav**

1. Suverenita spotřebitelů. V cílovém stavu by měl být zcela konkurenční sektor výroby a obchodu s energií. *Všichni spotřebitelé, včetně domácností, by měli mít možnost volby dodavatele elektrické energie.* (Řečeno žargonem Evropské unie, všichni spotřebitelé by měli být oprávněnými zákazníky.) Výhody konkurenčního trhu by neměly být omezeny pouze na velké průmyslové odběratele.

2. Vstup do odvětví. Vstup do odvětví výroby by měl být zcela volný, a povolení ke stavbě elektrárny by mělo být vázáno pouze na splnění obecných bezpečnostních a ekologických předpisů. Konkurenci by však měla být alespoň částečně otevřena i distribuce – při zapojování nových spotřebitelů (například při výstavbě nových residenčních a průmyslových zón) nevidíme důvod, proč by měl mít na elektrické síť monopol stávající REAS. Při budování nových vedení žádný přirozený monopol neexistuje, a o připojení nových spotřebitelů by proto měly soutěžit i REASy z jiných krajů a případní nezávislí distributoři. Praktický přínos tohoto kroku očekáváme spíše v plynárenství, kde by měl urychlit plynofikaci obcí.

3. Postavení sítí. Zcela zásadní význam pro fungování konkurenčního trhu s elektřinou bude mít postavení přenosové soustavy a dispečinku. Řízení přenosové soustavy musí být vlastnický odděleno od výroby a obchodu; v opačném případě by provozovatel přenosové soustavy měl snahu přednostně zapojovat do provozu elektrárny svého „spřízněného“ výrobce. Pro dispečink a přenosovou soustavu by měla vzniknout samostatná akciová společnost (pracovně ji označme ČMES – Českomoravská elektrická soustava), která by v cílovém stavu měla být zcela standardní akciovou společností obchodovanou na burze. Zákon by omezil výši podílu, který smí v ČMES držet výrobci a obchodníci s elektřinou.

ČMES i REASy by měly mít povinnost připojit ke svým sítím výrobce a ostatní distributory, aby nemohla být z jejich strany blokována konkurence ve výrobě a v budování nových elektrických přípojek.

**4. Uvolnění cen.** Ceny za energii mohou být zcela deregulovány pro spotřebitele, kteří budou mít možnost volby dodavatele (tj. v cílovém stavu pro všechny spotřebitele). *Konkurence mezi výrobci a obchodníky dokáže udržet ceny na uzdě mnohem účinněji než státní regulátoři.* Právní rámec energetiky by měl chránit trh s energií před pokusem politiků zpětně zavádět cenové regulace. Přenos a distribuce zůstávají přirozeným monopolem, a proto poplatky za transport energie zřejmě zůstanou regulovány. Nicméně díky technologickému vývoji čelí tradiční elektrická síť stále silnější konkurenci ze strany malých kogenerací, a je více méně otázkou času, kdy i poplatky za přenos budou moci být ponechány působení konkurenčních sil. Díky konkurenci v budování nových přípojek však mohou být deregulovány i poplatky za distribuci u nových přípojek.

**5. Liberalizace zahraničního obchodu.** Trh s elektřinou získává stále více nadnárodní charakter. Proto by měl být zcela liberalizován dovoz a vývoz energie. *Možnost dovozu energie velmi účinně omezí dominantní postavení ČEZu na českém trhu.* Rozvoj mezinárodního obchodu může narážet na omezené kapacity propojení naší soustavy se zahraničím – spotřebitelé, obchodníci či kdokoli jiný by proto měli mít možnost na vlastní náklady provádět posílení kapacity, a ČMES nesmí mít pravomoc odmítnout žádosti o posílení kapacity.

**6. Přístup k sítím a investice.** Směrnice Evropské unie nám dává možnost zvolit si jednu ze dvou alternativ organizace přístupu k sítím – tzv. jediný kupující nebo přístup třetích stran (TPA) – a jednu ze dvou alternativ zajištění nových investic – tzv. nabídkový nebo autorizační postup. Jednoznačně upřednostňujeme model TPA, kdy výrobci uzavírají kontrakty na dodávku energie přímo se spotřebiteli, před modelem jediného kupujícího, kde jeden státem určený subjekt vykupuje elektřinu od všech výrobců, aby ji dále prodal spotřebitelům. Stejně tak dáváme přednost autorizačnímu postupu zajištění investic, kde elektrárny staví výrobci pouze na základě svého podnikatelského rozhodnutí a nesou veškerá finanční rizika případného neúspěchu, oproti nabídkovému přístupu, kde stát se staví do role centrálního plánovače a organizuje výběrová řízení na stavbu nových elektráren.

## Regulační orgán

I na konkurenčním trhu s elektřinou zůstane jistý, byť poměrně omezený prostor pro státní regulaci. Budoucí regulační orgán by měl zejména určovat poplatky za přenos a distribuci. Jako vhodný způsob regulace považujeme tzv. metodu „cenových čepiček“ poprvé použitou ve Velké Británii. Regulační orgán stanoví na několik let dopředu formuli, podle které smějí ČMES a REASy zvyšovat poplatky za použití sítí v závislosti na inflaci. Tempo růstu poplatků by mělo obecně být nižší než míra inflace, aby zohledňovalo technický pokrok a motivovalo síťové společnosti k úsporám nákladů. Dále by měl regulační orgán dohlížet na standardy kvality v přenosu a distribuci a na dodržování rovného přístupu k přenosové soustavě.

*Regulační úřad by měl mít v ruce zbraň proti zneužití dominantního postavení ČEZu ve výrobě energie, a tím je možnost nařídit odprodej elektráren v případě, že ke zneužití dominantního postavení dojde. Tento nástroj, skutečně použitý britským regulátorem v roce 1994, je rozhodně účinnější než například snaha znovu zavádět regulaci cen. Samotná hrozba použití nuceného odprodeje „zkrotí“ dominantní firmu.*

Pro efektivní fungování regulátora je důležité, aby byl dobře zakotven v právním řádu. Po špatných zkušenostech s dosavadní zpolitizovanou regulací cen doporučujeme, aby regulační orgán byl maximálně izolován od politického procesu. Měl by vzniknout zcela mimo dnešní struktury ministerstev financí a průmyslu a obchodu a jeho rozhodnutí by měla být přezkoumatelná pouze

soudy, nikoli vládou. K nezávislosti na politických výkyvech by jistě pomohlo i jeho umístění mimo Prahu.

### Reformní kroky

*Obecnou zásadou reformy energetiky by mělo být: Nepřipravujeme žádné dočasné modely!* Na začátku se musíme rozhodnout, k jakému cíli chceme dospět, a pak podnikat pouze kroky, které povedou přímo k tomuto cíli. Nelze provést dílčí reformu a následně ji opět reformovat. Společenské instituce mají mimořádnou setrvačnost, a každému „dočasnému“ či „přechodnému“ systému bude hrozit jeho degenerace v trvalý.

Zásadním a nejdůležitějším krokem je příprava nového energetického zákona, který by nahradil dnešní nevyhovující zákon 222/1994. Po jeho přijetí mohou vzniknout potřebné instituce konkurenčního trhu – regulační úřad a burza s elektřinou (pool) i se všemi technickými pravidly. Zároveň příprava těchto dlouhodobých kroků zabere několik let, řada opatření směřujících k cílovému stavu může být provedena v podstatě okamžitě.

1. Privatizace REASů. Nejdříve ze všeho by měly být privatizovány distribuční společnosti. Jejich privatizace rozhodně nemusí čekat až na dotvoření právního a regulačního rámce, naopak, vyjmutí těchto společností z kontroly státu proces tvorby regulačního rámce urychlí. Rychlá privatizace je také nutná k ukončení eroze tržní hodnoty státních podílů, ke které poslední dobou dochází s tím, jak zahraniční investoři skupují od měst a obcí balíky akcií.

2. Narovnání cen a tarifní struktury. Proces nápravy cen pro domácnosti je třeba urychleně dokončit. Pokud nezávislý regulační úřad vznikne ještě před tím, než bude tento proces dokončen, měla by být pravomoc určovat ceny ihned převedena na něj. Do té doby se (bohužel) musíme spoléhat pouze na (ne)ochotu politiků tento nešvar české ekonomiky konečně odstranit. Nicméně problémem není pouze absolutní výše cen, ale také nevyhovující tarifní struktura. Nepředpokládáme, že státní úředníci dokáží správně propočítat tarify. REASy a ČEZ by proto měly mít volnost zvolit si vlastní tarifní strukturu (REASy pro koncové spotřebitele, ČEZ pro dodávky REASům), a stát by pouze reguloval průměrnou cenu, kterou mohou ze svých tarifů u jednotlivých skupin spotřebitelů dosáhnout.

3. Vyčlenění dispečinku a přenosové soustavy. *Stát by měl využít majoritního podílu v ČEZu k tomu, aby provedl nezbytnou organizační restrukturalizaci odvětví.* Svým rozhodnutím by představenstvo ČEZu založilo dceřinnou společnost ČMES a převedlo na ni dispečink a aktiva přenosové soustavy i s personálem. Následně může ČEZ přenosovou soustavu prodat, a to buďto státu (bude-li přáním státu mít nad přenosovou soustavou vlastnickou kontrolu, což může být užitečné pro zajištění důvěryhodnosti vznikajícího trhu), nebo přímo na burze soukromým investorům.

4. Temelín. Jaderná elektrárna Temelín je problémem, který svou velikostí ovlivňuje téměř všechno, co se v české energetice děje. Liberalizace energetiky je neproveditelná, dokud se „něco“ s Temelínem neudělá. *Ideálním řešením problému je vyčlenění Temelína z ČEZu do samostatné státní společnosti.* Temelín už nebude finanční zátěží pro ČEZ, odpadnou spekulace o tom, nakolik Temelín platíme z cen elektřiny, a stát bude mít přímou odpovědnost za dokončení elektrárny. Nicméně uskutečnění tohoto ideálního řešení naráží na obrovské praktické problémy, zejména na dohadování o ceně, ze kterou by stát od ČEZu Temelín převzal. Nebude-li možné jít touto cestou, musíme se spokojit alespoň s několika dílčími opatřeními: privatizace Škody Praha, zprůhlednění nákladových toků (ministerstvo financí by mělo v cenovém věstníku publikovat předací ceny elektřiny „s Temelínem“ a „bez Temelína“), a zejména důslednější tlak na rychlé dokončení stavby.

5. Privatizace ČEZu. Vyčleněním dispečinku a přenosové soustavy a dořešením problému Temelín končí „historická úloha“ státu jakožto majoritního vlastníka ČEZu a může se přistoupit k dokončení privatizace. Předkládáme dvě rozumné metody privatizace, přičemž každá reprezentuje jed-

nu z rozdílných cest, jimiž se naše energetika může ubírat: nazvěme je „českou“ a „evropskou“ cestou. V „české“ cestě by byl zachován ČEZ jakožto „vlajková loď“ české ekonomiky, a byl by zprivatizován jako celek prodejem na kapitálovém trhu, ať už na pražské burze nebo v cizině. Každopádně je nutno počítat s tím, že „vlajková loď“ tak jako tak skončí v rukou zahraničních institucionálních investorů. „Česká“ cesta je administrativně velmi jednoduchá, nicméně je potenciálně nebezpečná pro spotřebitele, neboť zanechává na domácím trhu výrazně dominantní firmu.

„Evropská“ cesta si klade za cíl vytvoření struktury, kde uvnitř českého trhu bude soutěžit o přízeň spotřebitelů několik kapitálově silných nadnárodních společností. Počítá s rozdělením elektráren ČEZu do čtyř nebo pěti dceřinných společností, jejich odprodejem vybraným zájemcům, rozdělením výnosů z prodeje mezi akcionáře ČEZu a jeho následnou likvidací jako právnické osoby. Tímto způsobem se naše energetika začlení do „evropských“ struktur a přitom bude mimořádně konkurenční. Dceřinné společnosti nebudou příliš malé, jak odpůrci dělení ČEZu rádi argumentují, ale naopak budou součástí energetických gigantů s mimořádně velkou tržní i kapitálovou pozicí na evropském trhu. Nevýhodou této cesty je „pouze“ velká administrativní a časová náročnost.

**6. Otevírání trhu.** Po vyčlenění dispečinku a přenosové soustavy, schválení nového energetického zákona a vzniku základních institucí konkurenčního trhu (burza s elektřinou, regulační orgán) se může přistoupit ke kroku, k němuž všechny předchozí reformní kroky směřovaly: K otevírání trhu pro spotřebitele. Nevidíme důvod, proč otevírání trhu odkládat a brzdit. Jako první by měl být trh otevřen pro REASy a velké průmyslové spotřebitele připojené do sítí 110 kV. Následně by měla být možnost volby dodavatele rozšiřována i na nižší napěťové hladiny, aby po čtyřech letech od zahájení liberalizačního procesu si svého dodavatele energie mohly vybrat i domácnosti.

### **Očekávané přínosy**

**„Správné“ ceny.** Zachování dnešního systému regulace by nevyhnutelně následovalo západní zkušenost: Pomalý, ale trvalý růst cen. Vytvoření konkurenčního trhu nás od tohoto nebezpečí uchrání. V krátkém období se nemůžeme vyhnout razantnímu skoku v cenách pro domácnosti, způsobenému odstraněním křížových dotací. Vzhledem k potřebám investic do sítí dojde k růstu cen i u některých skupin průmyslových spotřebitelů. Nicméně míra přerozdělování od podnikatelů a energetických firem směrem k domácnostem je dnes taková, že mnoha podnikatelským odběratelům ze sítí vysokého a nízkého napětí ceny nepochybně klesnou. Důležitým stropem pro budoucí úroveň cen elektřiny v ČR bude její mezinárodní cena, která se na velkoobchodním trhu již dnes minimálně liší od předací ceny mezi ČEZem a REASy.

Hlavní výhody konkurence je třeba hledat v dlouhém období. Nevidíme důvod, proč by se neměla opakovat britská zkušenost – po počátečním cenovém skoku trvalý a pomalý *pokles* reálných cen. Tento pokles však nebude přerozdělováním peněz od energetiků ke spotřebitelům, ale bude vyvolán tlakem konkurence na růst efektivnosti energetických firem. Stejně jako jejich britské protějšky před několika lety, i naše energetické podniky jistě najdou řadu cest ke snížení nákladů, a reálný pokles cen může jít ruku v ruce s růstem zisků. *V dlouhém období na liberalizaci vydělají jak spotřebitelé, tak energetické firmy.*

**Ekologické přínosy.** *Liberalizace energetiky je opatřením, v němž ekonomika a ekologie jdou ruku v ruce.* Narovnání cen bude domácnosti motivovat k úspornému užívání energie, a ukončí éru masové instalace přímotopů. Konkurenční prostředí otevře prostor pro investice do nových elektráren, které jsou nejen ekologičtější, ale i ekonomičtější. Budou proto vytlačovat starší, ekologicky podřadné zdroje. V neposlední řadě konkurenční trh s elektřinou pohrbí všechny úvahy o výstavbě nových jaderných elektráren jako zcela neekonomické.

Odpolitizování odvětví. Na elektřinu je dnes nahlíženo jako na zcela mimořádné zboží se zvláštními „sociálními“ a „strategickými“ aspekty, a o cenách rozhodují spíše politické než ekonomické kalkulace. Konkurenční trh z ní udělá více méně standardní komoditu určenou k nákupu a prodeji. Odpadnou každoroční neplodné debaty, zda zvýšit ceny o 27 nebo jenom o 15 procent. Energetickým firmám odpadne politická nejistota, která znemožňuje předvídat cenu, za jakou budou moci elektřinu prodávat. Otevře se tak prostor pro nové investice. Samotným politikům odpadnou starosti s každoročním vysvětlováním, proč musí zvyšovat ceny.

### **Uspořádání studie**

Pro čtenáře ne-techniky, kteří chtějí nejprve proniknout do technických specifik elektrické energie, doporučujeme začít dodatkem A, který populární formou seznamuje se základními energetickými pojmy. Kapitola 1 předkládá teoretická východiska, na kterých je tato studie postavena – zejména obsahuje přehled u nás dosud málo rozšířené teorie regulačních selhání. Kapitola 2 stručně shrnuje mezinárodní zkušenosti s konkurencí v energetice, a kapitola 3 popisuje a kritizuje dnešní stav regulačního rámce v České republice. Obě jsou zaměřeny zejména na ty čtenáře, kteří problémy české energetiky nežívají dnes a denně.

Jádrem studie jsou kapitoly 5-9 obsahující konkrétní návrh na deregulaci českého trhu s elektřinou. Kapitola 4 rozebírá výhody, jaké vytvoření konkurenčního trhu přinese. Kapitola 5 popisuje cílový stav, kterého bychom měli dosáhnout, a kapitola 6 rozebírá obzvláště důležitou instituci cílového stavu, totiž regulační úřad. Kapitoly 7 a 8 předkládají konkrétní krátkodobé a dlouhodobé reformní kroky, kterými k cílovému stavu dospějeme. Na závěr se nad ekologickými a sociálními aspekty konkurenčního trhu zamýšlí kapitola 9.

Dodatek B diskutuje ony technicko-ekonomické aspekty trhu s elektřinou, které politici „nemají rádi“ – řazení elektráren na poolu, bilaterální kontrakty, zajištění rezervního výkonu, přenos po přetížených linkách atd. Naší ambicí nebylo navrhnout detailní dispečerský řád, ale srozumitelnou formou vysvětlit, o co v těchto technicko-ekonomických otázkách jde, a navrhnout ekonomické principy, na kterých by měla být budoucí úprava trhu s elektřinou a systémových služeb postavena. Doufáme proto, že bude přínosem pro laiky i energetiky.

## PRVNÍ ODDÍL

### REGULACE ENERGETIKY V TEORII A PRAXI

#### 1. Teoretické minimum

Po dlouhá desetiletí byla energetika<sup>1</sup> považována za ukázkový případ takzvaného „přirozeného monopolu.“ Téměř všude na světě se lidé z teorie i praxe se shodovali v tom, že v daném území může elektřinu vyrábět a rozvádět pouze jedna firma. Konkurence mezi větším počtem firem byla považována za nemožnou nebo alespoň za společensky nežádoucí, neboť bránila využití technických výhod plynoucích z velkých elektráren a jednotné sítě. Téměř ve všech zemích se národní či místní vlády samy ujaly role monopolního dodavatele energie, případně garantovaly monopolní postavení soukromým společnostem. Státní kontrola cen a dalších aspektů podnikání měla chránit spotřebitele před zneužitím monopolního postavení.

V posledním desetiletí se tento systém začal hroutit. Díky novým elektrárenským technologiím pozbyl platnosti slogan „čím větší, tím lepší“. Zatímco v minulosti vedla cesta k levné energii přes výstavbu stále větších elektráren (a dosáhla vrcholu v jaderných elektrárnách o výkonu přes 1000 MW), nové vynálezy nabídly menší, praktičtější a cenově výhodnější alternativu (50-100 MW, ale i pouhých 30 kW). Tento obrat umožnil, aby se na pokrytí poptávky podílelo větší množství výrobců. Rozmach informačních a telekomunikačních technologií odstranil další překážku konkurenci – totiž problém, jak zkoordinovat velké množství výrobců, aniž by byl ohrožen spolehlivý chod tak citlivého mechanismu, jakým je elektrická soustava.

***Tradiční systém státního monopolu v energetice selhal***

Jeden faktor však byl ještě důležitější než technologie. Starý systém státního monopolu prostě selhal. Nebyl schopen poskytovat spotřebitelům kvalitní a levné služby, vedl k plýtvání, neefektivním investicím, a stal se nástrojem uspokojování politicky vlivných skupin na úkor ostatních. Nedomáhal reagovat na potřeby těch, kvůli kterým měl existovat – spotřebitelů. Bez ohledu na teoretickou elegantnost argumentů o přirozeném monopolu se země jako Velká Británie, Norsko, Švédsko, Chile, Nový Zéland či USA rozhodly dát prostor konkurenčním silám, aby rozhodovaly o tom, kolik energie se vyrobí a za jakou cenu. Jejich pokusy se neobešly bez chyb, nicméně výsledky ukazují, že energetika není výjimkou z velmi starého pravidla: Konkurence je lepší než monopol. Je načase, aby se toto pravidlo uplatnilo i v České republice.

#### 1.1. Co je a co není přirozený monopol

S pojmem přirozený monopol se setkáme snad v každé diskusi o regulaci energetiky. Slouží jako argument pro zachování monopolní struktury odvětví a pro ospravedlnění státní regulace. Jakkoli má racionální jádro, bývá často zneužíván k ochraně monopolních firem před konkurencí, či bývá aplikován i na odvětví, která přirozeným monopolem nejsou.

K pochopení pojmu poslouží definice klasika: „Přirozený monopol je firma nebo odvětví, jejichž průměrné náklady na jednotku produkce klesají v celém rozsahu výstupu, jako například v místním rozvodu elektřiny. V takové situaci jediná firma, monopol, může nabízet produkt daného odvětví efektivněji, než kdyby o to usilovalo několik firem.“<sup>2</sup> Logika přirozeného monopolu je jednoduchá: Čím více vyrábíte, tím nižší jsou náklady na jednotku produkce. Pokud by na trhu byly dvě firmy, jedna z nich by vždy byla schopna převzít té druhé zákazníka tím, že vyrobí více při

<sup>1</sup> Celá studie se zabývá trhem s elektřinou, nicméně pro zjednodušení budeme pracovat s termínem „energetika“ namísto přesného „elektroenergetika“. Ostatně i regionální distribuční společnosti používají ve svém názvu toto zjednodušení.

<sup>2</sup> Samuelson, Paul. A., a William D. Nordhaus: *Ekonomie*, Nakladatelství Svoboda 1991, 1. vydání, str. 978.

nižších průměrných nákladech, a tedy bude moci nabídnout nižší cenu. Konkurenční boj nakonec jednu z nich vytlačí z trhu a celý trh ovládne monopolista.<sup>3</sup>

Která odvětví jsou přirozeným monopolem? Tradičně za něj byla považována síťová odvětví: elektřina, plyn, dálkové vytápění, voda, telefon, pošta. Nutno ale dodat, že v dlouhém období není přirozeným monopolem žádné odvětví, neboť spotřebitelé mohou uspokojit své potřeby jiným způsobem (například vytápět elektřinou namísto plynem), nebo technologický pokrok najde alternativu k produktu stávajícího monopolisty (například síť kabelové televize může být využita k přenosu telefonních hovorů). Přirozený monopol také bývá odbourán růstem poptávky. V počátcích letectví bylo pasažérů tak málo, že veškerou poptávku pokrylo jedno letadlo za den. Dnes je poptávka natolik vysoká, že většinu linek obsluhuje několik leteckých společností.

Z existence přirozeného monopolu ve výše uvedených odvětvích byl v praxi velmi často vyvozen mylný závěr, že přirozený monopol je nutno chránit před vstupem konkurence, aby nedocházelo k výstavbě neefektivních duplikací. Téměř ve všech zemích dostávaly distributoři elektřiny a plynu exkluzivní licence na zásobování určitého území. Přitom je-li něco jednoznačného v teorii přirozeného monopolu, potom je to skutečnost, že monopoly jsou „přirozené“. Jejich ochrana administrativním omezením vstupu konkurence je z definice nadbytečná.

Exkluzivní licence jsou nejen nadbytečné, ale způsobuje také nemalé ekonomické škody. Za prvé, odstraňují hrozbu vstupu konkurence. Bez exkluzivních licencí je i přirozený monopol vystaven hrozbě, že přiláká konkurenci, bude-li si účtovat příliš vysokou cenu. Tato potenciální konkurence má velmi pozitivní dopad. Nutí monopolistu udržovat nízkou cenu a také ho nutí k tomu, aby svou službu poskytoval při minimálních nákladech.<sup>4</sup>

Exkluzivní licence také brání šíření technických inovací. Nějaké odvětví mohlo být v minulosti přirozeně monopolní, ale díky novým technologiím jím přestalo být (například telekomunikace). Pokud však je stávající monopol chráněn exkluzivní licencí, nemůžou nové firmy – nositelé nové technologie – na trh vstoupit a spotřebitelé jsou ochuzeni možnost volby.

***Ochrana přirozených monopolů brání šíření technologických inovací***

Samotný koncept „neefektivních duplikací“ je sporný. Duplikace najdeme téměř ve všech odvětvích, i v těch, která se vyznačují klesajícími průměrnými náklady (a jsou kandidáty přirozeného monopolu). Úspory z přirozeného monopolu mohou být bohatě převáženy výhodami, které poskytuje možnost volby a pestřejší škála služeb. Nejmarkantnějším případem z České republiky jsou mobilní telefony. Mobilní síť je podle všech měřítek přirozeným monopolem. Přesto v naší zemi fungují dvě zcela paralelní sítě, a spotřebitelé velice profitovali ve chvíli, když Paegas nabídl (dle teorie přirozeného monopolu zcela neefektivní) alternativu k Eurotelu.

Lze zjistit, zda je dané odvětví přirozeným monopolem? Existuje jediný objektivní způsob, a tím je test konkurenčních sil na trhu. Buď v daném odvětví zůstane jedna firma (a potom odvětví je přirozeným monopolem), nebo v něm soutěží firem víc (a potom se o přirozený monopol nejedná). Jelikož v průběhu času se mění technologie i poptávka zákazníků, musí tento test působit neustále – nelze nějaké odvětví prohlásit za přirozený monopol jednou provždy.

---

<sup>3</sup> Stojí za zmínku, že kromě přirozeného monopolu, jehož příčinou jsou mimořádné technologické úspory z masové výroby, existují i další typy monopolů: Monopol způsobený tím, že pouze jedna firma má ve vlastnictví určitý přírodní zdroj (např. veškerá naleziště zlata), a dále monopol mající exkluzivní patent na výrobu určitého výrobku. Nejčastěji se ve světě setkáváme s tzv. administrativním monopolem, kdy vlády garantují firmám výlučné postavení na trhu a zakazují konkurenčním firmám vstup na trh.

<sup>4</sup> Role potenciální konkurence byla rozpracovaná v tzv. teorii napadnutelných trhů. Viz Baumol, William J., John C. Panzar and Robert D. Willig: *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure*, Harcourt Brace Jovanovich 1982.



Přenos a distribuce elektrické energie zřejmě přirozeným monopolem jsou. Nicméně existují lokální výjimky, například při budování nových přípojek, posilování kapacity stávajících vedení, či v místech, kde stýkají sítě dvou distributorů. Navíc lze jen velmi těžko „od zeleného stolu“ určit optimální velikost distribuční společnosti (ta může být v každém regionu jiná.) Rovnováhu opět dokáže najít pouze působení konkurenčních sil. Zatím snad všude ve světě tento problém řešil politický proces – tedy exkluzivní licence. Proto se můžeme setkat s obrovskými celonárodními sítěmi (Francie), regionálními sítěmi (ČR, Velká Británie) i lokálními sítěmi, kdy každé město provozuje svoji vlastní distribuční společnost (Norsko, některé zemědělské oblasti USA).

Při aplikaci myšlenky přirozeného monopolu do života byla učiněna ještě jedna chyba. Kvůli existenci přirozeného monopolu v části energetiky (přenos a distribuce) bylo zmonopolizováno odvětví celé – tedy i výroba a prodej, v nichž vždy existoval prostor pro konkurenci. Monopolní sítě vytvořily jakési „úzké hrdlo“, přes které se spotřebitel nemohl dostat k jinému prodejci, a naopak výrobce mohl prodávat pouze majiteli té sítě, do které byl připojen. Velmi často byla výroba, přenos, distribuce i prodej přímo vertikálně integrovaná do jedné firmy (zejména v USA a ve Francii). U nás je integrace dvoustupňová – distribuce je integrovaná s prodejem na úrovni regionálních distributorů (REAS), zatímco přenos je integrován s většinou výrobních zdrojů na úrovni ČEZ. Nicméně konkurence mezi výrobcí a prodejci energie může velmi dobře fungovat i při existenci monopolní sítě, a v řadě míst na světě již funguje. Tato myšlenka zní jako novum v energetice, v jiných odvětvích je však dlouho samozřejmým jevem – například v letecké dopravě (jediné letiště ve městě obsluhuje více aerolinií) či nákladní dopravě (po jednotné státní silniční síti jezdí mnoho přepravců). Převedení této myšlenky do praxe české energetiky je hlavním tématem této studie.

***Konkurence mezi výrobci a prodejci energie může fungovat i při existenci monopolní sítě***

## 1.2. Regulace a její selhání

Vznikne-li na trhu monopol (ať už přirozenou cestou nebo díky státní exkluzivní licenci), vzniká problém: Jak zabránit tomu, aby si monopol účtoval nepřiměřeně vysokou cenou a nepoškozoval zákazníky? Použitá řešení lze shrnout do dvou základních skupin, přičemž volba mezi nimi byla všude spíše výsledkem politických okolností a tradic než ekonomické kalkulace:

- Soukromé, ale vládou regulované monopoly (USA, Japonsko). Soukromé společnosti dostaly vládou garantovaný monopol, ale na oplátku si vláda vyhradila právo regulovat ceny, stejně jako standardy kvality i investiční rozhodnutí. Provádění regulace měly na starosti přímo vládní orgány (Ministerstvo průmyslu a mezinárodního obchodu v Japonsku), nebo na vládě formálně nezávislé komise (tzv. Public Utilities Commissions v USA). Jelikož finanční stabilita soukromých společností je přímo závislá na rozhodnutích regulátora, musí existovat přesná formální pravidla, aby regulátor nemohl svévolně regulované společnosti poškozovat. V odvětvovém žargonu se hovoří o požadavku na transparentní a důvěryhodnou regulaci.
- Veřejné monopoly vlastněné státní či místní vládou (Francie, Norsko, části Německa). Tyto vlády vlastně spojily roli regulátora a regulované firmy do jednoho subjektu, a bylo jejich problémem, nakolik jim jsou bližší zisky z prodeje elektřiny, či zájem spotřebitelů.<sup>5</sup>

<sup>5</sup> Nutno doplnit, že téměř nikde nevznikl „čistý model“ státního monopolu nebo soukromého monopolu. Například v USA najdeme vedle převažujících soukromých monopolů také energetické firmy provozované municipalitami, vládami jednotlivých států i federální vládou, stejně jako družstevní firmy, kde síť provozuje pro svůj užitek skupina spotřebitelů.

### **Regulace**

*Vládní zákony či pravidla vytvořená proto, aby se dosáhlo změny chování firem. Hlavními druhy jsou ekonomická regulace (která ovlivňuje ceny, vstup do odvětví či služby jednotlivých odvětví, jako např. aerolinií), a sociální regulace (která se pokouší korigovat externality, jež existují v mnoha odvětvích; příkladem je znečišťování vzduchu nebo vody).*

*Paul Samuelson a William Nordhaus: Ekonomie.*

V České republice dnes zaznívají hlasy, které namísto konkurence navrhují zavedení „klasického“ systému regulace soukromých monopolů, která by oproti dnešnímu zpolitizovanému systému byla založena na ekonomických kalkulacích. Domníváme se, že tato cesta je špatná, neboť regulace vesměs selhává. Další text se věnuje popisu regulace a jejích selhání. Nutno dodat, že ačkoli bude řeč o regulaci soukromých monopolů, systém veřejných monopolů přináší téměř shodné (a škodlivé) výsledky.

Základem regulace je způsob, podle kterého regulační komise určují ceny. Každá země používá jiný vzorec, ale všechny spojuje jeden princip: tzv. regulace podle výše nákladů a přiměřeného zisku.<sup>6</sup> Cílem této metody je najít cenu na takové úrovni, aby energetický podnik pokryl všechny své náklady a přitom dosahoval „rozumného“ (tedy ani příliš nízkého ani „nepřiměřeně vysokého“) výnosu z investovaného kapitálu. Princip je jednoduchý:<sup>7</sup> nejprve se spočítají celkové provozní náklady na výrobu elektřiny: náklady na palivo, mzdy, údržbu, odpisy. K nim se přičte požadovaný výnos z kapitálu: určený jako hodnota provozních aktiv krát požadovaná rentabilita. Výsledné číslo udává, kolik tržeb energetická společnost „potřebuje“ realizovat, aby dosáhla „přiměřeného“ zisku. Vydělíme-li toto číslo očekávaným množstvím prodané energie, získáme cenu za jednu kWh.<sup>8</sup>

Jakkoli se tento princip jednoduchý, jeho uplatnění v praxi vždy naráží na značné problémy:

- Jak vysoká má být rentabilita aktiv? V ekonomice najdeme nepřeberné množství úrokových sazeb, které odrážejí různou míru rizika či dobu návratnosti investic, a neexistuje žádné objektivní kritérium pro volbu jedné z nich. Vnějšímu pozorovateli může spor o to, zda rentabilita má být 10.5% nebo 11%, připadat poněkud malicherný, pro regulovanou společnost však tato změna může ovlivnit zisky v řádu desítek milionů.
- Jak určit výši provozních aktiv? Jedná se o účetní problém: Má se hodnota aktiv účtovat jako historická hodnota (tj. cena, za kterou bylo aktivum v minulosti pořízeno, minus odpisy), nebo jako reprodukční hodnota (tj. cena, za kterou lze aktivum pořídit dnes)? Historická hodnota je téměř vždy nižší než reprodukční. Z důvodů větší objektivity se spíše používají historické hodnoty, ty však mohou být problémem pro firmy, které potřebují investovat do rekonstrukce aktiv.<sup>9</sup> Další otázkou je, zda do výpočtu zahrnout pouze ta aktiva, která se skutečně používají

<sup>6</sup> V angličtině bývá nazývána cost-of-service regulation, rate-of-return regulation, nebo cost-plus regulation. Poslední termín asi nejlépe vystihuje podstatu regulace.

<sup>7</sup> Ne každý čtenář má rád vzorce, v tomto případě je však matematické vyjádření výstižnější než slovní výklad. Cena se spočítá dle vzorce

$$P = (OC + r \times A) / Q,$$

kde  $OC$  jsou provozní náklady,  $A$  jsou provozní aktiva,  $r$  je rentabilita aktiv a  $Q$  je množství prodané energie.

<sup>8</sup> V praxi není cena nikdy stanovena pouze jako cena za jednu kWh. Namísto toho se vytvářejí strukturované tarify, které se skládají z měsíčního paušálu, ceny za kWh, slevy za noční proud, penále za překročení smluvně dohodnutého odběru atd. Strukturou tarifů se budeme zabývat v dalším textu, v této chvíli je podstatné pouze určení *průměrné* ceny.

<sup>9</sup> Ekonomové s oblibou nacházejí cestu ven z tohoto dilematu použitím tržní hodnoty firmy – tedy hodnoty akcií na burze. Pro účely regulace však toto měřítko nelze použít. Hodnota firmy na burze závisí na ceně, kterou jí regulátor předepíše. Cena však závisí na odhadnuté hodnotě aktiv, takže se dostáváme do neřešitelné cyklické závislosti.

k výrobě a rozvodu elektřiny, nebo i rozestavená aktiva<sup>10</sup> (Jak zmíníme v dalším textu, zahrnutí rozestavených aktiv může mít negativní dopady.)

- Pokud firma vyrábí více výrobků (například elektřinu a teplo), jakým způsobem rozpočítat náklady mezi jednotlivé činnosti? Ilustrativní otázkou je, jak rozdělit plat generálního ředitele. Manažerské účetnictví nabízí řadu metod, obecně ale žádné „objektivní“ kritérium neexistuje a konečné rozhodnutí je nevyhnutelně arbitrární

Arbitrární rozhodnutí v těchto otázkách jsou relativně malou vadou regulace. Mnohem závažnější vadou jsou takzvaná regulační selhání, která pramení přímo ze samotné podstaty regulace. Regulační mechanismus automaticky vede regulátory nebo manažery regulovaných podniků k tomu, aby přijímali ekonomicky špatná rozhodnutí. Idea regulačních selhání se dá vysvětlit na analogii s dobře známým jevem v socialistické ekonomice, na odměňování průměrnosti. Potřeba plnit plán vedla nevyhnutelně k tomu, že bylo optimální nepracovat ani příliš málo, ani příliš mnoho – dobrý výkon vyslal signál ke zvýšení plánu na příští rok, takže přílišnou pracovitostí na sebe socialistické podniky upletly bič. Podobně působí cenová regulace – neodměňuje nadprůměrnost, netrestá podprůměrnost, a vede i k dalším deformacím. V konečném důsledku vede k plýtvání na straně podniků, k vysokým cenám, a ke zvýhodňování politicky vlivných skupin na úkor jiných. Zde je výčet hlavních regulačních selhání:

***Představa skutečně nezávislého regulátora je v praxi mírně řečeno naivní***

- Regulační zpoždění znamená, že regulátor není schopen včas reagovat na změny v nákladech a poptávce. Pokud náklady rostou, energetická firma zaznamenává ztráty, dokud regulátor na nezareaguje zvýšením ceny (velmi akutní byl tento problém v době ropných šoků, které značně zdražily palivo).
- Závislost regulátora. Teoreticky by regulace měla být prováděna nestranně s cílem najít společensky optimální řešení. V praxi je ovšem představa „nezávislého“ regulátora mírně řečeno naivní. Regulátoři (ať už jsou formálně nezávislí nebo jsou součástí vlády) nežijí ve vakuu a mají své vlastní zájmy – například zájem zůstat dlouho ve funkci či přejít na politickou kariéru. V důsledku toho se často rozhodují s ohledem na zájmy regulovaných společností, politicky vlivných spotřebitelů či ekologických aktivistů. Jejich nezávislost je dále permanentně ohrožena tím, že jsou většinou zcela odkázáni na informace a expertizu od regulovaných firem. Ty mají samozřejmě motiv upravit data tak, aby dostaly co nejvyšší cenu.
- Otupení motivace k minimalizaci nákladů. Pokud je cena určena jako přírážka k nákladům, dochází k předvídatelnému efektu: Má-li monopol nízké náklady, vydělá. Má-li náklady vysoké, vydělá také. V důsledku toho manažeři ztrácí zájem o hledání úspor v nákladech, a mají zajištěný klidný život. K němu přispívá i mlčky vyslovený příslib regulátora, že regulovaná firma by neměla zbankrotovat.<sup>11</sup>
- Tendence k nadměrnému investování. Díky odvození ceny od rentability aktiv vzniká další perverzní dopad: Čím více monopol proinvestuje, tím více vydělá. Má proto tendenci provádět investičně náročné projekty (např. jaderné elektrárny), které by jinak byly zamítnuty jako neekonomické.<sup>12</sup> Regulace dále zaručuje návratnost všech investic, a monopol tak mají tendenci

<sup>10</sup> Zcela extrémní polohu tohoto problému představuje několik jaderných elektráren v USA (Shoreham na Long Islandu, Seabrook v New Hampshire), které sice byly dokončeny, ale z bezpečnostních důvodů nikdy nebyly uvedeny do provozu. Jelikož při jejich výstavbě energetické monopoly utopily miliardy dolarů, byla pro ně otázka zahrnutí elektráren do regulované ceny otázkou finančního přežití; pro spotřebitele naopak byla otázkou zdražení elektřiny v řádu desítek procent.

<sup>11</sup> Pro jev, kdy firmy díky otupené motivaci nevyrábějí při minimálních nákladech, vymysleli ekonomové termín X-neeefektivnost.

<sup>12</sup> Tento jev se nazývá Averch-Johnsonův efekt podle autorů, kteří jej poprvé popsali: Averch, Harvey and Leland Johnson: *Behavior of the Firm under Regulatory Constraint*, American Economic Review 1962, Vol. 52, 1052-69.

provádět i takové investice, které by jinak byly zamítnuty jako příliš riskantní. Do třetice regulace snižuje riziko pro věřitele, kteří jsou ochotni půjčovat za nižší úrok, a poskytuje tím nepřímou investiční dotaci. Kombinace všech tří efektů může někdy vést až k „investičnímu šílenství“, jehož důsledkem jsou nadbytečné kapacity a utopení velkého množství kapitálu v obřích, neflexibilních elektrárnách, které by na volném trhu sotva měly šanci na úspěch.

- Ztráta cenové informace. Cena v ekonomice hraje nesmírně důležitou funkci. Spotřebitelům dává signál o relativní vzácnosti jednotlivých statků, a tím je povzbuzuje ke spotřebě těch méně vzácných a odrazuje od spotřeby těch vzácnějších. Producentům dává signál, aby investovali do výroby relativně vzácnějších statků. Regulovaná cena žádný signál nedává. Pouze odráží náklady na investice do elektráren a výrobu energie v minulosti. Na rozdíl od „normálních“ trhů, kde cena determinuje objem investic, zde investice determinují cenu. Regulovaná cena tak zcela obrací logiku cenové tvorby.

**Regulace demotivuje manažery od minimalizace nákladů a podporuje neefektivní investice**

Předešlý výčet by měl být varováním pro všechny, kteří v regulaci dle „oprávněných nákladů a přiměřeného zisku“ vidí cestu, jak zabránit ČEZu a REASům, aby po dokončení nápravy cen nezneužili svého monopolního postavení. Jakkoli se regulace se tváří rozumně a objektivně, v horizontu několika let vede k pomalému, ale o to trvalejšímu růstu cen, a způsobuje obrovské škody tím, že motivuje k neefektivním investicím. Jedná se o systém, který mnohé země po dlouhou dobu využívaly, ale který tytéž země dnes opouštějí. Jeho zavedení v České republice bychom se rozhodně měli vyvarovat.

### 1.3. Konkurence v monopolní síti – jak to může fungovat

Jak zařídit, aby mezi dodavateli energie existoval konkurenční boj, když je od spotřebitelů odděluje monopolní síť? Mít možnost vybírat si mezi dodavateli elektřiny neznamená, že k domu nebo továrně povede několik drátů elektrického vedení. Analogie s uhlím je namístě: Pokud si chce někdo při nákupu uhlí vybírat mezi důlními společnostmi, jistě ho nenapadne, že k tomu potřebuje několik železničních tratí, aby každá přepravovala uhlí pro každou důlní společnost zvlášť. Stačí mu jedna trať, neboť ví, že může nakoupit uhlí od koho chce, a železnice mu ho dopraví. Na trhu s uhlím je konkurence, byť železnice může mít monopol na jeho dopravu.

S elektřinou se může obchodovat podobně. Kupujeme-li elektřinu, kupujeme *de facto* dvě různé věci: Samotnou elektřinu, vyrobenou v elektrárnách, a její „dopravu“ po drátech, tedy přenos a distribuci. Jak již bylo řečeno, přenos a distribuce zřejmě zůstávají přirozeným monopolem, výroba elektřiny však nikoli. Pokud spotřebitelé dostanou možnost zvolit si dodavatele elektřiny, znamená to, že mohou s kterýmkoli výrobcem podepsat smlouvu na dodání dohodnutého množství elektřiny za dohodnutou cenu. Výrobce tak prodá energii přímo spotřebiteli. Fyzickou dopravu elektřiny od výrobce ke spotřebiteli obstarají (samozřejmě za poplatek) firmy vlastnící přenosovou a distribuční síť. Vůbec přitom nemusí vlastnit elektřinu, která protéká jejich sítěmi, stejně jako železnice nevlastní uhlí, které přepravuje.

Specifika elektřiny, zmiňovaná v dodatku A, činí obchodování s elektřinou podstatně složitější než obchodování s uhlím. Kvůli udržení stability systému nemůže žádná elektrárna vyrábět, kolik se jí zlíbí, byť by měla na dané množství uzavřené kontrakty se zákazníky. V reálném čase spotřebitelé většinou odebírají jiné množství energie, než kolik mají nakontraktováno (například kvůli výkyvům počasí), a ne každý výrobce může vyrábět tolik, kolik v kontraktu slíbil (například kvůli neočekávané opravě). Vznikají krátkodobé nerovnováhy mezi nabídkou a poptávkou, které dispečink musí plynule vyrovnávat. To ale nevylučuje konkurenci. Naopak, může (dokonce musí) existovat i krátkodobý trh, na kterém se nerovnováhy čistí – výrobci nabízejí momentálně volné kapacity těm spotřebitelům, kteří potřebují více elektřiny. I systémové služby, jako jsou rezervní

výkon pro případ nenadálých výpadků zdrojů, kontrola frekvence či kompenzování ztrát v sítích, mohou být poskytovány na soutěžní bázi. Velké množství transakcí klade zvláštní nároky na systém měření a následného vyúčtování výroby a spotřeby, stejně jako na telekomunikační infrastrukturu. Při řešení těchto netriviálních technicko-ekonomických otázek se naštěstí můžeme poučit z průkopnických modelů v zahraničí.

Účet za elektřinu má dvě položky: Platbu za energii tomu výrobcí, se kterým má spotřebitel dohodnuté dodávky, a poplatek vlastníkům sítí za připojení k síti a přenos elektřiny. Stát nemusí regulovat výrobní ceny, neboť ty drží na uzdě konkurence mezi výrobci. Reguluje však poplatky za přenos a distribuci, neboť tyto činnosti (naštěstí mnohem méně nákladné než výroba) zůstávají monopolizovány.

***Technická specifika  
elektřiny nejsou  
překážkou pro  
konkurenci***

Na závěr je třeba se zmínit i o mezičlánku, který představují obchodníci s elektřinou. Na ně bývá často nahlíženo jako na „parazity,“ kteří pouze chtějí odčerpat zisky pro sebe. Jenže na všech trzích obchodníci plní velmi prospěšnou funkci. Díky nim nemusíme za nákupem oblečení jezdit až do textilní továrny, ale pouze do obchodu za rohem, kde si také vybereme ze sortimentu mnoha výrobců. Také pro továrnu je levnější prodat svou produkci několika obchodníkům namísto toho, aby musela vyjednávat s tisíci zákazníky. I na trhu s energiemi mohou mít různé subjekty konkurenční výhodu v obstarání levné energie, kontaktování zákazníků, rozesílání účtů či poskytování speciálních služeb, a spotřebitelé z této konkurenční výhody jen profitují.

## 2. Česká republika – monopolní ostrov?

Cestou demonopolizace energetiky vydalo již velké množství zemí. Bez velké nadsázky lze říci, že Česká republika se pomalu stává ostrovem energetického monopolu uprostřed konkurenčních trhů. Zaostávání za světem sice způsobuje nemalé ekonomické ztráty, ale má také jednu výhodu: Při vytváření konkurenčního trhu s elektřinou se můžeme inspirovat zkušenostmi těch zemí, které již deregulací prošly, a můžeme se vyvarovat jejich chyb. Tato kapitola přináší stručné shrnutí mezinárodních zkušeností<sup>1</sup> a obšírněji rozebírá směrnici Evropské unie o jednotném vnitřní trhu s elektřinou, kterou při vstupu do EU budeme povinni akceptovat. Nicméně není důvod, proč tento krok oddalovat až do okamžiku vstupu do EU. Naopak, čím dříve přijmeme evropská pravidla hry, tím lépe budou i naše energetické podniky připraveny na budoucí ostrou soutěž na celoevropském trhu.

### 2.1. Velká Británie

Velká Británie (přesněji Anglie a Wales) byla průkopníkem konkurence v energetice. Radikální reforma z počátku devadesátých let byla velmi odvážným experimentem, který mj. vyvrátil i obavy, zda konkurence nepovede k technickému kolapsu systému. Po této stránce experiment předčil všechna očekávání – světla nejenže nezhasla, ale počet výpadků se dokonce snížil.<sup>2</sup> Británie se dopustila několika chyb díky kterým na deregulaci (alespoň z počátku) vydělali více akcionáři a manažeři energetických firem než spotřebitelé. I přes dětské nemoci však britský trh časem přinesl to, co přinést měl: zvýšení produktivity energetických firem, lepší služby, a zejména – reálný pokles cen.

***Česká republika může načerpat inspiraci ze zemí, které mají deregulaci energetiky již za sebou***

Do roku 1991 byla energetika v Anglii a Walesu pod střešou státního monopolu Central Electricity Generating Board (CEGB), zahrnujícího výrobu a přenos, a 12 státních distribučních monopolů, tzv. Area Boards. Ze dne na den (31. března 1990) byla tato struktura rozbita: CEGB byla rozdělena na tři výrobní společnosti (National Power, PowerGen a Nuclear Electric) a jednu přenosovou společnost (National Grid). Všechny byly následně zprivatizovány (s výjimkou Nuclear

Electric zahrnující všechny jaderné elektrárny, kterou nechtěl nikdo koupit<sup>3</sup>). Distribuční Area Boards byly transformovány na akciové společnosti označované jako Regional Electricity Companies (RECs) a následně zprivatizovány. Byly zrušeny tradiční znaky státního systému: povinnost dodávat elektřinu i centrální odpovědnost za výstavbu nových kapacit.

S elektřinou se obchoduje na centrální „burze“, tzv. poolu, jemuž všichni výrobci každý den nabízejí, kolik elektřiny a za jakou cenu jsou ochotni dodávat do sítě každou půlhodinu následujícího dne. Pool seřadí jejich nabídky od nejnižší k nejvyšší a podle odhadu spotřeby v další den stanoví cenu za kWh pro každou půlhodinu následujícího dne. Za tuto cenu nakupují distributoři a další obchodníci, kteří prodávají elektřinu spotřebitelům.<sup>4</sup> Okamžitá cena v průběhu dne i ro-

---

<sup>1</sup> Detailnímu popisu deregulace v jednotlivých zemích bude věnována samostatná publikace Liberálního institutu Libor Dušek a Brian Law: *Deregulace energetiky: Shrnutí mezinárodních zkušeností*. (Očekávané vydání září 1998.)

<sup>2</sup> Steve Littlechild: *Competition, Monopoly and Regulation in the Electricity Industry*, otištěno v Michael A. Einhorn: *From Regulation to Competition: New Frontiers in Electricity Markets*, Kluwer 1995.

<sup>3</sup> K privatizaci Nuclear Electric došlo až v roce 1997, po vyjasnění odpovědnosti za likvidaci odpadu.

<sup>4</sup> Skutečný proces stanovení ceny na poolu je podstatně složitější. Viz například Larry E. Ruff: *Competitive Electricity Markets: The Theory and Its Application*, publikováno v Michael A. Einhorn: *From Regulation to Competition: New Frontiers in Electricity Markets*, Kluwer Academic Publishers 1995.

ku samozřejmě kolísá, proti čemuž se výrobci a obchodníci jistí tzv. vyrovnávacími kontrakty (contracts for differences), ve kterých si stanoví pevnou referenční cenu a vzájemně si vyměňují odchylky od ceny na poolu. Mezi kontrakty a poolem však existuje zpětná vazba – pokud je například cena v kontraktu systematicky nižší než cena na poolu, výrobce bude mít snahu se z kontraktu vyvázat a prodávat přímo na poolu.

Spotřebitelé dostávali možnost volby dodavatele energie postupně. Od počátku ji měli spotřebitelé s maximálním ročním příkonem nad 1 MW, ostatní museli i nadále nakupovat elektřinu od „svého“ distributora. V roce 1994 byl limit snížen na 100 kW a od dubna 1998 mají možnost volby všichni spotřebitelé, tedy i domácnosti. RECs ztratily poměrně hodně tradičních zákazníků, i když většina z nich přešla k RECs působícím v jiných regionech. Segment prodeje je zcela otevřen konkurenci a škála výběru je velmi pestrá.

Síťové společnosti zůstávají regulovány. Regulační úřad (Office of Electricity Regulation – OFFER) stanovuje poplatky za používání sítí společnosti National Grid a jednotlivých RECs. Nová regulační metoda (tzv. cenové čepičky – price caps) se od té doby stala standardem regulace síťových odvětví (zejména telekomunikací) v mnoha zemích. Na rozdíl od tradiční regulace dle oprávněných nákladů a přiměřeného zisku nepočítá regulátor přímo poplatky za připojení. Namísto toho stanoví na pět let dopředu koeficient, v žargonu označovaný RPI – X, který udává, o kolik procent smí poplatky růst. Skládá se z míry inflace (RPI), upravené o předpokládané zvýšení efektivnosti (X). Pokud regulátor stanoví X na úrovni 1% a míra inflace je v daném roce 3%, smí RECs zvýšit poplatky pouze o 2% (reálná cena tedy klesá). Smyslem tohoto mechanismu bylo překonat známý problém tradiční regulace – otupení motivace ke snižování nákladů. Snížili-li RECs své náklady, mohou si zisk nechat. Časem se však ukázalo, že RPI – X není všelékem: je-li koeficient X stanoven příliš přísně, regulovaná společnost ztrácí po pět let peníze a regulátoru nezbude nic jiného, než pro dalších pět let jí zisk vrátit nízkým X. Naopak, je-li X příliš mírné, společnost dosáhne značných zisků, které regulátor může sotva obhájit a je nucen (z politických důvodů) stanovit přísné X pro dalších pět let. Kdesi v pozadí cenových čepiček tak lze najít zřejmě nevyhnutelnou regulaci dle oprávněných nákladů a přiměřeného zisku, působící s dlouhým regulačním zpožděním. Cenové čepičky tak lze označit jako „nejméně špatnou“ regulaci.

**Největší chybou britské deregulace bylo rozdělení státního monopolu pouze na dvě výrobní společnosti**

O výši účtů za elektřinu se rozhoduje zejména v segmentu výroby. Zde také došlo k největší chybě britské deregulace, když z CEGB vznikly pouze dvě společnosti provozující uhelné a plynové elektrárny – National Power a PowerGen.<sup>5</sup> V roce 1990 měly tržní podíly 48 a 30 procent. Situace se dvěma dominantními výrobci dala jednoznačnou příležitost k manipulaci cen na poolu. Tento důvod (spolu se štedrou regulací RECs v prvních letech) stojí za počátečním růstem cen pro domácnosti (Tabulka 2.1.). I britský trh s elektřinou se však začal chovat tak, jak se o trhu předpokládá: Vysoké ceny na poolu přilákaly další výrobce, aby začali budovat nové zdroje (výlučně paroplynové turbíny). Celkem bylo za posledních osm let přidáno do soustavy 20 000 MW nového výkonu. A to i přes to, že investoři nemají žádné vládní záruky ziskovosti projektu. Tržní podíly National Power a PowerGen tak postupně klesly na 32 a 23 procent (Tabulka 2.2.). Zároveň začaly klesat i reálné ceny elektřiny.

<sup>5</sup> Další chybou byla pravidla výpočtu tzv. upliftu, což je přírůstek k ceně na poolu, která odráží náklady služeb přenosové soustavy. Jejich přílišné komplikovanosti mohli chytrí výrobci snadno zneužít k „obehrání“ systému ve svůj prospěch.

TABULKA 2.1.  
VÝVOJ CEN ELEKTŘINY VE VELKÉ BRITÁNII (GBP/MWH)<sup>6</sup>

Rok	Průměrné ceny pro průmysl	Průměrné ceny pro domácnosti*
1990	39.8	66.7
1991	41.1	72.8
1992	43.2	75.3
1993	45.5	75.4
1994	43.8	74.2
1995	43.4	72.9
1996	41.9	74.4
1997	38.8**	71.8**
	** Průměr za 3 čtvrtletí 1997	* Bez daně z přidané hodnoty, která byla na elektřinu uvalena v roce 1994

TABULKA 2.2.  
TRŽNÍ PODÍLY VÝROBCŮ V ANGLII A WALESU (%)<sup>7</sup>

Výrobce	1990	1996
National Power	48	31.5
PowerGen	30	23.0
Nuclear Electric	16	22.5
Propojení se zahraničím	6	10.5
Noví výrobci	0	12.5

Na ceny měla vliv i některá rozhodnutí regulátora. Jako reakci na tržní sílu National Power a PowerGen nařídil v roce 1994 oběma firmám nucený pronájem vybraných elektráren třetím firmám. V roce 1995 navíc zasáhl přímo do cenové tvorby na poolu, kde zavedl strop na průměrnou cenu. Strop byl zrušen až v roce 1997 a jeho dopad do fungování systému lze sotva hodnotit pozitivně. Naopak v prvních letech byly National Power a PowerGen z politických důvodů nuceny nakupovat britské uhlí za cenu převyšující cenu na světovém trhu, což se nepříznivě projevilo v nákladech na palivo.

Britský trh vykazuje některé jednoznačně pozitivní trendy. Tím hlavním je změna chování energetických firem. Byly nuceny převzít firemní kulturu známou z konkurenčních odvětví a projít radikální odtučňovací kúrou. Výsledky se dostavily: Produktivita práce v National Power vzrostla během pěti let o 74%. Spotřebitelům prospělo také to, že investoři nesou rizika špatných investic. Ne všechny nové investice byly úspěšné, firmy však nemají žádnou šanci získat špatně investované peníze zpět zvýšením cen na poolu. Nakonec je nutno upozornit, že ačkoli krátce po deregulaci ceny vzrostly, bez ní by spotřebitelé skončili z mnohem vyšším účtem. CEGB měla ambiciózní plány na výstavbu nových uhelných a jaderných (!) elektráren, které konkurenční trh smetl ze stolu jako neekonomické.

## 2.2. Skandinávské země

Skandinávské země jsou dobrou ukázkou toho, že deregulace energetiky není ideologické, ale ryze praktické téma. Zatímco britský experiment by mohl někdo označovat za výsledek privatizačního entusiasmů premiérky Thatcherové, v Norsku a Švédsku to byly levicové strany, které deregulaci (v mnohem radikálnější než ve Velké Británii) uskutečnily.

Výchozí podmínky byly odlišné od britských – zejména v Norsku jsou distribuce i výroba roztržštěny do desítek lokálních firem vlastněných většinou místními samosprávami. (z této struktury

<sup>6</sup> Zdroj: Energy Prices and Taxes, 4Q 1997, International Energy Agency, OECD

<sup>7</sup> Steve Littlechild: Competition and Regulation in the British Electricity Supply Industry, přednáška pro David Hume Society, Edinburgh, 20.3.1997



ry vyčnívá Vattenfall s 50% tržním podílem na švédském trhu.). Sítě jsou však propojené do jednotné soustavy tvořící společný trh pro Švédsko, Norsko, Finsko a Dánsko. Nicméně radikální deregulace proběhla zatím jen v Norsku a Švédsku.

Podmínky pro trh s elektřinou byly v Norsku dány zákonem z roku 1991, ve Švédsku z roku 1995. Co je nejdůležitější – v obou zemích byl trh otevřen ze dne na den. Všichni spotřebitelé, malí i velcí, průmysl i domácnosti, dostali okamžitě možnost přejít k jinému dodavateli energie, pokud se „svou“ lokální distribuční společností nebudou spokojeni. Pro volbu dodavatele existují jistá pravidla – například v Norsku musí mít zákazníci nad 500 MWh roční spotřeby instalovaný hodinový elektroměr, a změna dodavatele je možná maximálně jednou za tři měsíce. Domácnostem byly vytvořeny podmínky pro to, aby je od výhod konkurenčního trhu neodradily vysoké nároky na měření. Namísto hodinového měření odběru se k vyúčtování spotřeby používá tzv. load profile, tj. typický průběh odběru ve všech domácnostech. Domácnosti tak mají možnost volby, aniž by musely platit prohibitivně vysoké náklady na digitální elektroměry.<sup>8</sup>

**Produktivita práce  
v british National Power  
vzrostla během pěti let  
o 74 procent**

Tvorba cen na trhu a řízení systému odráží specifika severské energetiky, kde 99% elektřiny v Norsku a cca 50% ve Švédsku se vyrábí ve vodních elektrárnách. S elektřinou se obchoduje na centrálním trhu, Nordpoolu, který je v mnohém analogií britského, ale algoritmus výpočtu cen je mnohem transparentnější. (Zakládá tak menší prostor k manipulaci.) Cena nereflktuje přímé náklady na palivo, jako je tomu v systémech založených na fosilních elektrárnách, ale alternativní náklady skladování vody (tj. možnost nevyrábět elektřinu nyní, ale držet vodu v nádrži a elektřinu vyrobit a prodat později, potenciálně za vyšší cenu). Cena tak přirozeně kolísá s množstvím vody v nádržích – zatímco v mimořádně suchém roce 1996 se ceny na Nordpoolu pohybovaly v pásmu 250-300 NRK/MWh, v „normálním“ roce 1997 kolísaly okolo 100 NRK/MWh. Obchodování na poolu je na rozdíl od Británie dobrovolné, a většina transakcí se nadále odehrává v tradičních bilaterálních kontraktech mezi výrobcí, distributory a spotřebiteli. Severskou inovací je trh s rezervním výkonem (Real Time Market), který vnáší obchodní principy do systémových služeb, tedy do oblasti tradičně považované za ryze technickou záležitost (viz Dodatek B).

Regulaci odvětví mají na starosti Regulační úřad při ministerstvu pro energii a vodní zdroje (NVE) v Norsku a tzv. NUTEK (National Board for Economic and Technical Development) ve Švédsku. Obdobně jako britský regulátor určují poplatky za přenos a distribuci, standardy kvality, dohlíží na nediskriminační přístup k sítím a chrání zájmy drobných spotřebitelů.

Skandinávská deregulace nebyla provázána privatizací. Obě hlavní síťové společnosti (švédská Svenska Kraftnat a norská Statnett) jsou 100% vlastněny příslušnými vládami. Obdobná je situace v sektoru výroby a distribuce. Nicméně v poslední době probíhá vlna fúzování malých městských podniků, často spojená s privatizací. Ačkoli privatizace nebyla záměrem deregulace, konkurenční trh si ji nakonec sám vynutil.

Na skandinávském trhu je smutné to, že o výhody konkurenčního trhu ochuzují spotřebitele zejména samotné vlády. Spotřební daně a DPH odčerpají ve Švédsku z ceny elektřiny plných 38 procent!

### 2.3. Spojené státy

Deregulace v USA je mimořádně zajímavá pro svou politickou dynamiku, a je do jisté míry protipólem britské cesty. Zatímco v Británii byl nový systém zaveden ze dne na den na základě pře-

<sup>8</sup> Švédský přístup k tomuto problému je mnohem méně „tržně konformní“. Domácnosti musí mít hodinové elektroměry, jejichž cena je však regulovaná a může dosáhnout maximálně 2 500 SEK.

dem připraveného scénáře, v USA se jedná o velmi postupný a v podstatě samovolný proces, probíhající již několik let.

Na rozdíl od Evropy nebyla v USA privatizace tématem dne – americká elektroenergetika se skládá zejména ze soukromých veřejně prospěšných společností (tzv. investor-owned utilities – IOU), které jsou vertikálně integrované a mají exkluzivní licence na zásobování vymezených území.<sup>9</sup> Ceny, investiční rozhodnutí a další aktivity regulovaly „nezávislé“ komise v jednotlivých státech USA. Regulační mechanismy jsou velmi staré – byly zavedeny na počátku 20. století – a během své existence byly rozpracovány do nejmenších detailů. Všechny komise používaly tradiční metodu regulace dle oprávněných nákladů a přiměřeného zisku a určovaly cenu pro každou IOU zvlášť. Jelikož některé firmy dokázaly vyrobit elektřinu levně a některé draho, výpočet cen na základě nákladů vedl k obrovským cenovým rozdílům mezi jednotlivými IOUs. Přitom IOUs jsou navzájem propojené, takže na volném trhu by ceny mezi jednotlivými oblastmi musely nevyhnutelně konvergovat.<sup>10</sup> Obrázek americké energetiky doplňují ještě municipální distribuční firmy (zásobují většinou malá města, ale také Los Angeles), družstevní firmy (které se postaraly o elektrifikaci některých zemědělských oblastí ve třicátých a čtyřicátých letech) a několik mamutích státních a federálních organizací, původně založených za účelem výstavby přehrad.

***V Norsku, Švédsku a Kalifornii dostali možnost volby dodavatele všichni spotřebitelé, včetně domácností***

Prvním průlomem do této struktury byl zákon z roku 1978, jehož cílem vůbec nebyla deregulace, nýbrž podpora obnovitelných zdrojů. Zákon nařizoval tradičním monopolům, aby vykupovaly elektřinu od nezávislých výrobců za ceny určené státními komisemi. Nečekaným důsledkem zákona byl vznik

celé řady nezávislých výrobců (využívajících nejen obnovitelné zdroje, ale zejména plynové turbíny), kteří vytvořili alternativu k IOUs. K jejich úsilí za zrušení regulací bránících v expanzi se přidaly i ty IOUs, které měly nízké náklady a konkurence pro ně znamenala spíše příležitost než noční můru.

Důležitou roli sehrálo propojení sítí jednotlivých elektrárenských společností. Zpočátku sloužilo pouze k výměnám energie mezi sousedícími IOUs. Později se jej začalo využívat k transakcím označovaným „wheeling“. Při nich například IOU v New Yorku koupí elektřinu od nezávislého výrobce v Chicagu, a zaplatí IOUs mezi New Yorkem a Chicagem za přenos. Podmínky těchto transakcí schvalovala federální komise, tzv. FERC (Federal Energy Regulatory Commission). Po dlouhou dobu byl wheeling zcela dobrovolnou záležitostí majitelů sítí – pokud se některá IOU rozhodla odmítnout přístup do sítě, byla to její věc. Ačkoli velkoobchodní trh, na němž participují IOUs i nezávislí výrobci, byl již poměrně rozvinutý, k definitivnímu průlomu došlo v roce 1996, kdy FERC vydal nařízení (Order 888), že všichni majitelé sítí musí umožnit wheeling. Ceny na velkoobchodním trhu se pohybují hluboko pod regulovanými cenami, za které IOUs dodávají koncovým spotřebitelům.<sup>11</sup>

Nařízení FERC otevřelo konkurenci pouze pro velkoobchodní transakce – pravomoc nařídít wheeling i pro koncové spotřebitele je vyhrazena jednotlivým státům. Spotřebitelé však začali konkurenci požadovat velmi agresivně, zvláště když viděli rozdíly mezi velkoobchodními a konečnými cenami. Není divu, že jako první se dočkali ve státech s nejdražší elektřinou. V prosinci 1995 přijala regulační komise státu Kalifornie rozhodnutí, které všem spotřebitelům umožňuje od ro-

---

<sup>9</sup> V roce 1996 se v USA nacházelo celkem 140 takových společností.

<sup>10</sup> Extrémním případem cenových rozdílů je rozhraní exkluzivních teritorií společností Pacific Gas and Electric a PacificCorp v severní Kalifornii. Zatímco Pacific Gas and Electric účtuje v průměru 12 centů za kWh, lidé bydlící o několik mil dále na sever platí pouhých 5 centů za kWh.

<sup>11</sup> To je zčásti zásluha konkurence, a zčásti také skutečnosti, že americká elektroenergetika se momentálně vyznačuje přebytky kapacity.

ku 1998 zvolit si dodavatele energie. V roce 1996 následovala podobná opatření ve státech New Hampshire, New York, Massachusetts a Pennsylvánie. Až na výjimky připravují deregulaci všechny zbývající státy.

Přijaté modely se liší stát od státu. Hlavní rozdíl spočívá v rychlosti – zatímco Kalifornie otevírá trh pro všechny spotřebitele od roku 1998, sousední Arizona otevírá trh pro 20% spotřebitelů v roce 1999, dalších 20% v roce 2001 atd. Dále se liší v řešení obav z toho, že vertikálně integrované IOU budou zneužívat svého postavení a bránit konkurentům v přístupu do sítě: Kalifornie ponechává současnou vertikálně integrovanou strukturu a spoléhá se více na regulaci jako na nástroj zajištění nediskriminačního přístupu k sítím; New York a Massachusetts přímo nařídily jednotlivým IOUs, aby se rozdělily na samostatné distribuční, přenosové a výrobní dceřinné společnosti. Všechny státy však přijaly koncept nezávislého operátora systému (independent system operator – ISO), tj. subjektu, který má na starosti provoz přenosových soustav v daném státě, a který by neměl mít žádnou finanční vazbu na účastníky trhu. IOUs nebo jejich dceřinné přenosové společnosti tak ztrácejí de facto kontrolu nad provozem sítí, které vlastní.

Nejdůležitějším tématem americké deregulace jsou však tzv. „stranded costs“ – doslova náklady uvízlé na mělčině. „Stranded costs“ jsou špatné investice, které IOUs nebudou schopny splácet po přechodu ke konkurenčnímu trhu. Problém stranded costs se nejlépe vysvětlí na hypotetickém příkladu. Předpokládejme, že monopolní firma postavila jadernou elektrárnu za 5 miliard USD, a potřebuje cenu 9 centů za kWh, aby pokryla variabilní i fixní náklady. Regulovaný systém jí tuto cenu bezpečně zajistil. Investice se však ukázala jako neefektivní, neboť nyní jsou jiní výrobci ochotni dodávat elektřinu za pouhých 5 centů za kWh. Tato cena už na pokrytí fixních nákladů elektrárny nestačí. Tržní hodnota elektrárny klesne na (řekněme) 1 miliardu. Záporný rozdíl mezi tržní a účetní hodnotou aktiv (minus 4 miliardy) jsou „stranded costs“. Jedná se o akutní problém zejména pro ty IOUs, které vlastní jaderné elektrárny. U některých z nich přesahují „stranded costs“ hodnotu jejich základního jmění, a konkurenční ceny pro ně znamenají hrozbu finančního zhroutění. I to je způsob, jakým trhy „odměňují“ neefektivnost.

***Očekávaný pád cen  
v USA dávají nejlépe  
najevo samotné  
energetické monopoly  
svým problémem  
„stranded costs“***

Na problému „stranded costs“ je nejvíce záležející jeho rozměr. Odhady o celkové výši „stranded costs“ se značně liší, pohybují se v rozsahu od 40 miliard do 200 miliard USD, přičemž „konsensus“ se zřejmě ustálil na 100 miliardách. Jelikož celková účetní hodnota aktiv IOUs dosahuje cca 500 miliard, plná pětina investic v energetice byla neefektivní! Nic nemůže být silnějším varováním před regulací než problém „stranded costs“ ve Spojených státech. Tento problém je přímým důsledkem regulačního mechanismu: nízké náklady kapitálu, nulová rizika a garantovaný výnos z investic podpořily investice do obřích elektráren, které však byly mnohem dražší a rizikovější než jiné zdroje. Cena, kterou za ně spotřebitelé platí, je značná: Průměrná cena elektřiny v USA je 6.9 centů za kWh, ale ve státech, kde jsou největší špatné investice, je až 10 centů. Na konkurenčním trhu se počítá s cenami okolo 5 centů za kWh.

Očekávaný pokles cen nejvíce dávají najevo samotné IOUs, pro které „stranded costs“ představují noční můru. Na lobování proti deregulaci utratily miliony dolarů. Když zjistily, že proces se již nedá zastavit, začaly bojovat alespoň za to, aby jim byly „stranded costs“ uhrazeny, argumentující přitom, že deregulace je zásahem do pravidel hry a že mají nárok na náhradu škody tímto způsobem. De facto požadují kompenzaci za ztrátu monopolních zisků. Jakkoli je tento argument absurdní, elektrárenské monopoly se ukázaly jako mimořádně silní hráči na politickém kolbišti a ve většině států dosáhly toho, že valná část „stranded costs“ jim bude uhrazena. Po několika letech budou spotřebitelé k ceně elektřiny (bez ohledu na to, od koho ji koupí) platit extra pří-

platek, který půjde do rukou IOUs. Na tolik očekávaný pokles účtů za elektřinu si proto budou muset několik let počkat.

### 2.4. Polsko a Maďarsko

Pohled do Polska a Maďarska je doslova ostudou pro Českou republiku. Ačkoli výchozí podmínky byly téměř identické s našimi, dokázaly Polsko a Maďarsko během osmi let provést reformy, které je brzy začlení do „evropského klubu“ zemí s liberalizovanou energetikou. Ačkoli jejich modely uspořádání energetiky nijak nevybočují ze standardu vytvořeného britským a skandinávským příkladem, jsou pro nás inspirativní především tím, že dokázaly překonat problém nízkých cen pro domácnosti. Proces nápravy cen si ce není zcela ukončen, nicméně už v roce 1997 byla průměrná cena elektřiny pro domácnosti v Maďarsku o 11% a v Polsku dokonce o 47% vyšší než cena pro průmysl.<sup>12</sup>

***Polsko i Maďarsko dokázaly překonat politický problém nízkých cen pro domácnosti***

byly téměř identické s našimi, dokázaly Polsko a Maďarsko během osmi let provést reformy, které je brzy začlení do „evropského klubu“ zemí s liberalizovanou energetikou. Ačkoli jejich modely uspořádání energetiky nijak nevybočují ze standardu vytvořeného britským a skandinávským příkladem, jsou pro nás inspirativní především tím, že dokázaly překonat problém nízkých cen pro domácnosti. Proces nápravy cen si ce není zcela ukončen, nicméně už v roce 1997 byla průměrná cena elektřiny pro domácnosti v Maďarsku o 11% a v Polsku dokonce o 47% vyšší než cena pro průmysl.<sup>12</sup>

Polsko je dobrou ukázkou toho, že hodně nastavená počáteční struktura odvětví se o liberalizaci postará sama. Na počátku ekonomických reforem byl státní energetický monopol rozdělen na 34 (!) výrobních společností, jednu přenosovou společnost (PES) a 33 distribučních společností. Drobení sektoru výroby do malých firem, z nichž některé vlastní pouze jednu elektrárnu, bylo silně kritizováno z pozic, že nové firmy budou kapitálově slabé a nebudou mít zdroje na investice, zejména ekologické. Jakkoli tyto argumenty mají racionální jádro, nedoceňují dynamiku tohoto uspořádání – monopolní systém nemohl dlouho vydržet situaci, kdy 34 nezávislých výrobců bylo připojeno k jedné síti. Velkoobchodní trh se rozvinul v roce 1995 a zahrnuje soutěž mezi výrobci o dodávky energie do sítě PES. Ta dnes v podstatě plní funkci jediného kupujícího (viz kapitola 2.5. o Evropské unii) a prodává elektřinu distribučním společnostem za jednotný a bohatě strukturovaný tarif. Distributoři dále prodávají koncovým spotřebitelům za tarif regulovaný ministerstvem financí.

Soutěž mezi výrobci však sestoupila i ke spotřebitelům. Nový energetický zákon z dubna 1997 vytváří „klasický“ model liberalizované energetiky: Předpokládá, že spotřebitelé budou moci kupovat elektřinu přímo od výrobců – nejprve spotřebitelé připojení do sítí 110 kV, a postupně i spotřebitelé na nižším napětí. Zároveň byl vytvořen Energetický regulační úřad, který je formálně součástí ministerstva hospodářství. Jeho pravomoci jsou udílení licencí na podnikání v energetice, regulace tarifů za přenos a distribuci a v přechodném stadiu také za výrobu, kontrola kvality a řešení sporů mezi energetickými firmami.

Polsko je teprve na počátku privatizace – distribuční společnosti i PES jsou vlastněné státem, a u PES se privatizace zatím ani nepředpokládá. Z výrobních společností byly zprivatizovány zatím jen dvě, nicméně privatizace dalších se postupně připravuje. Na polské zkušenosti je rozhodně zajímavé, že pouhé organizační rozčlenění sektoru, byť pod jedním státním deštníkem, dokázalo spustit důkladný deregulační proces. Dokonale s tím kontrastuje polské plynárenství, kde k podobnému rozčlenění nedošlo, a celý sektor od tranzitu až po místní distribuci je pod kontrolou státního monopolu.

Maďarská reforma naopak z privatizace vycházela. Z původního státního vertikálně integrovaného monopolu MVM se v roce 1992 oddělilo 8 elektrárenských a 6 regionálních distribučních společností, takže dnes pod značkou MVM funguje pouze přenosová soustava, dispečink a jaderná elektrárna Paks. Hlavní vlna privatizace proběhla v letech 1995 a 1996 – stát prodal 61% podíly ve čtyřech ne-jaderných elektrárnách a 48% podíly v distribučních společnostech. Kupci byly ve všech případech silné západoevropské energetické firmy. (Privatizace se zatím odkládá u tří uhelných elektráren, které spalují drahé domácí uhlí a slouží spíše jako nástroj sociální politiky.)

<sup>12</sup> Zdroj: Energy Prices and Taxes, 4Q 1997, International Energy Agency, OECD

Zahraniční investoři se při privatizaci „spálili“, neboť se spolehli na vládní sliby ohledně nápravy cen. K 1.10.1996 měla být připravena nová tarifní soustava, která měla důsledně vycházet z auditu nákladů a zaručit energetickým firmám 8% rentabilitu aktiv. Nejen že byla implementace odložena na 1.1.1997, ale nové tarify ani neodrážely náklady v té výši, jak byly původně slíbeny. Svoji roli zřejmě sehrálo i to, že Maďarský energetický úřad schvalující tarify je součástí vlády a do jeho snahy o nápravu cen se přimíchaly politické motivy.

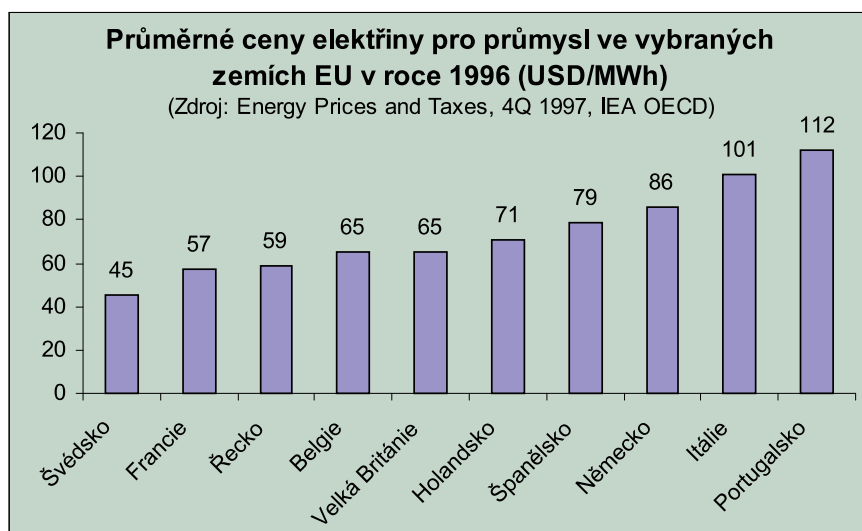
***Pouhé organizační rozčlenění energetiky v Polsku spustilo deregulační proces***

Právní rámec energetiky byl definován energetickým zákonem z roku 1994. Kromě postavení regulačního úřadu definuje i roli MVM jakožto jediného kupujícího. MVM je povinna zabezpečit dostatek elektřiny nákupy od výrobců nebo importem. Výrobci jsou povinni nabízet svoji kapacitu přednostně MVM. Zajištění nových investic je kombinací nabídkového a autorizačního postupu (viz kapitola 2.5). MVM vypisuje soutěže na výstavbu nových zdrojů. Schvalování výstavby elektráren o výkonu 200-600 MW je v pravomoci vlády a parlament rozhoduje o výstavbě zdrojů nad 600 MW a jaderných elektráren.

Maďarský model zatím nezavádí soutěž do prodeje elektřiny koncovým spotřebitelům a konkurence se odehrává pouze na straně výroby. V tomto směru je méně radikální než například model polský.

## 2.5. Evropská unie

Vítr deregulace nakonec dorazil i do Bruselu. V prosinci roku 1996 schválily Evropský parlament a Evropská rada směrnicí č. 96/92/ES o obecných pravidlech vnitřního trhu s elektřinou. Tato směrnice nařizuje členským státům, aby otevřely trh s elektřinou alespoň pro část zákazníků, a vytváří obecné zásady pro rovné podmínky na jednotném evropském trhu s elektřinou. Za úsilím o liberalizaci energetiky stály dva hlavní důvody. První je ideologický, spočívající v dlouholetém úsilí evropských orgánů o vytvoření skutečně jednotného trhu v EU bez bariér. V posledních letech se odstraňování překážek jednotnému trhu začalo týkat i tradičně zmonopolizovaných odvětví – telekomunikací, aerolinií, železnic, a nyní i elektroenergetiky a plynárenství.<sup>13</sup> Druhý důvod je ryze praktický a stojí za ním snaha velkých průmyslových spotřebitelů získat přístup k levnější ener-



<sup>13</sup> V květnu 1998 byla schválena i směrnice o jednotném trhu se zemním plynem.

<sup>14</sup> Závazek „veřejné služby“ lze zneužít opravdu snadno. Podle směrnice se může vztahovat na „bezpečnost, včetně bezpečnosti zásobování, pravidelnost, kvalitu a cenu dodávek a na ochranu životního prostředí. Ustanovení o ceně umožňuje vládám i nadále provádět cenovou diskriminaci ve prospěch privilegovaných spotřebitelů, pokud prohlásí, že taková diskriminace je v „obecném ekonomickém zájmu“. Ostatní důvody nejsou nijak specifické pro energetiku, neboť i v ostatních odvětvích existují bezpečnostní, kvalitativní a ekologické standardy, aniž by se jich používalo jako argument k vytvoření monopolní struktury odvětví.

gii. Mezi členskými zeměmi Unie jsou velké rozdíly v cenách elektřiny pro průmysl (viz Graf), což zejména zástupce německého průmyslu motivovalo k soustředěnému lobování v Bruselu. Jelikož elektřina je důležitou nákladovou položkou v řadě odvětví, nahlíží se na liberalizaci energetiky jako na nástroj posílení globální konkurenceschopnosti evropského průmyslu.

Směrnice rozhodně není ultraliberální dokument, který by ze dne na den rozbil monopoly a zrušil státní regulace. V požadované míře deregulace zůstává daleko za Velkou Británií a Švédskem, tedy těmi členy EU, kteří deregulaci provedli nezávisle na Bruselu. Vznikala dlouhou dobu a je výsledkem nevyhnutelných střetů zájmů jednotlivých zemí a lobbystických skupin a zemí. Zatímco Německo, Dánsko či Holandsko stály v čele úsilí o prosazení směrnice a akcentovaly zájmy spotřebitelů, stanovisko Francie bylo mnohem více zdrženlivé a odráželo nejen tradiční francouzský etatismus, ale i mimořádně silnou pozici Electricité de France, největšího elektrárenského monopolu v Evropě plně vlastněného státem. Výsledný kompromis odpovídá přísloví „vlk se nažral a koza zůstala celá“. Například směrnice vstupuje v platnost od roku 1999, ale Belgie a Irsko si vyjednaly odklad do roku 2000 a Řecko do roku 2001. Směrnice také obsahuje „únikovou klauzuli“, která umožňuje členským zemím téměř dokonale neutralizovat dopad směrnice: Členské země mohou, je-li to v „obecném ekonomickém zájmu“, uvalit na energetické podniky závazek „veřejné služby“. Následně mohou „veřejnou službu“ použít jako omluvu pro nepřijetí několika velmi důležitých bodů – například ustanovení o přístupu k sítím.<sup>15</sup>

Nicméně směrnice nebrání zemím, které opravdu chtějí liberalizovat trh s elektřinou, aby tak učinily, a bez výjimky nařizuje všem zemím, aby daly možnost volby dodavatele energie alespoň největším odběratelům. Základní ustanovení směrnice jsou následující:

Členské státy zejména musí alespoň části spotřebitelů dát možnost volby dodavatele energie, a to bez ohledu na zvolený model přístupu k sítím (viz níže). Spotřebitelé s možností volby dodavatele se v bruselském žargonu nazývají oprávnění zákazníci (eligible customers), zatímco ostatní, odkázaní na monopolního dodavatele, se nazývají zajatí zákazníci (captive customers). Kritéria určení oprávněných zákazníků jsou poměrně komplikovaná, v zásadě však možnost volby dostanou od roku 1999 průmysloví spotřebitelé s roční spotřebou nad 40 GWh. Tento limit bude dále snižován na 20 GWh v roce 2002 a na 9 GWh v roce 2005. Toto je pouze minimální požadavek – každá členská země se může rozhodnout otevírat trh rychleji, nebo ho otevřít pro všechny spotřebitele najednou.

***Země EU musí otevřít trh s elektřinou alespoň pro velké spotřebitele***

Členské státy si dále musí zvolit jeden ze dvou způsobů konkurenčního zajištění nových výrobních kapacit: nabídkový postup (tendering procedure) nebo autorizační postup (authorization procedure).

**Nabídkový postup:** Výstavbu nových elektráren organizuje stát nebo jím pověřený subjekt pomocí výběrových řízení. (Jinými slovy se jedná o centrální plánování.) Organizátor výběrového řízení zveřejňuje potřebu výstavby nových zdrojů a může specifikovat jejich parametry (požadavky na bezpečnost, ochranu životního prostředí, druh primárního paliva, finanční situace investora atd.). Také musí zveřejnit kritéria, podle kterých bude vybrána vítězná nabídka. Při výběru nesmí docházet k diskriminaci mezi výrobci z různých členských zemí. Důležitou roli hraje ustanovení,

---

<sup>15</sup> Samovýrobce (autoproducer) je směrnicí definován jako osoba, vyrábějící elektřinu primárně pro svou vlastní potřebu. Nezávislý výrobce je definován jako producent, který neprovozuje přenosovou nebo distribuční soustavu v zemi, kde byl zřízen, případně (v zemích kde nejsou vertikálně integrované společnosti) producent, který není výlučně podřízen ekonomickému řazení zdrojů v soustavě.

<sup>16</sup> Spotřebitelé v zemi s modelem SB tak směrnice negarantuje možnost nakoupit elektřinu od velkoobchodníka působícího uvnitř soustavy – může tak učinit jedině tím, že velkoobchodník si v jiné zemi EU založí dceřinnou společnost. Členské země mohou podobným absurditám zabránit tím, že umožní nákupy i od obchodníků uvnitř soustavy.

podle něhož se nabídkový postup (pokud se pro něj země rozhodne) nemusí týkat samovýrobců a nezávislých výrobců<sup>16</sup> – ti mohou stavět zdroje i na základě licence udělené v autorizačním postupu. Díky tomu existuje volný vstup do odvětví výroby, i když „centrální plánovač“ necítí potřebu nových zdrojů.

**Autorizační postup:** Namísto centrálního plánování zde o výstavbě nových elektráren rozhodují sami výrobci na základě vlastního odhadu, zda se investovat vyplatí či nikoli. Každý zájemce může požádat o licenci (autorizaci) na výstavbu nového zdroje, a ta mu musí být udělena. Stát si však může stanovit omezující kritéria pro nové zdroje (požadavky na bezpečnost, ochranu životního prostředí, druh primárního paliva, finanční situace investora atd.). Při případném odmítnutí autorizace musí být sděleny důvody, které k odmítnutí vedly, a musí existovat možnost odvolání.

Členské státy si také musí zvolit jeden ze dvou modelů nediskriminačního přístupu k sítím, který je nutný pro umožnění konkurence ve výrobě a prodeji energie: model jediného kupujícího (single buyer – SB) a model přístupu třetích stran (third party access – TPA).

**Jediný kupující** je státem pověřený subjekt, který vykupuje elektřinu od všech výrobců v přenosové soustavě a prodává ji dále distribučním společnostem nebo přímo spotřebitelům. Má de facto monopol na velkoobchod s elektřinou. Výroba je však plně konkurenční, neboť výrobci soutěží mezi sebou o zakázky na prodej energie jedinému kupujícímu. Pro zajištění přístupu všech výrobců musí SB zveřejnit nediskriminační tarif pro použití přenosové soustavy; může však také odmítnout přístup k soustavě, pokud nemá dostatečnou kapacitu. Ačkoli to směrnice přímo neuvádí, z logiky modelu SB vyplývá, že ceny pro koncové spotřebitele musí být i nadále regulovány, a to obvykle na úrovni cen, za které nakupuje jediný kupující, plus náklady na přenos a distribuci.

I přes monopol jediného kupujícího směrnice vyžaduje, aby oprávnění zákazníci měli možnost jediného kupujícího obejít a získávat elektřinu přímo od výrobců uvnitř i vně soustavy a od velkoobchodníků vně soustavy.<sup>17</sup> Díky této provizi bude model SB vcelku podobný modelu TPA a je otázkou, zda instituce jediného kupujícího se pak nestává poněkud nadbytečnou.

**Přístup třetích stran** umožňuje distribučním společnostem, velkoobchodníkům a oprávněným spotřebitelům uzavírat kontrakty přímo s výrobcem a mezi sebou navzájem. Přístup k síti musí mít výrobci a obchodníci vně i uvnitř soustavy. Provozovatelé přenosové soustavy musí zveřejnit nediskriminační tarif za její použití, a mají právo odmítnout přístup do soustavy, pokud v ní není dostatečná přenosová kapacita. Pro stanovení výše tarifu lze použít dva režimy: tzv. sjednaný TPA (negotiated TPA), kde provozovatel soustavy zveřejní pouze indikativní rozmezí sazeb za použití soustavy a konkrétní výše se stanoví dohodou s uživatelem soustavy, nebo tzv. otevřený TPA (open TPA),<sup>18</sup> kde provozovatel soustavy zveřejní pevné sazby. Celkově model TPA poskytuje všem subjektům větší volnost při uzavírání různých typů kontraktů.

***Směrnice EU klade důraz zejména na odstranění bariér v mezinárodním obchodu s elektřinou***

Členské země mohou zvolit libovolnou kombinaci mezi nabídkovým a autorizačním postupem při zajišťování nového výkonu na straně jedné a TPA a SB pro přístup k sítím na straně druhé. V praxi však lze očekávat, že země s modelem TPA zvolí autorizační postup a země s modelem SB zvolí nabídkový postup.

<sup>17</sup> Někdy bývá označován jako regulovaný TPA (regulated TPA).

<sup>18</sup> Směrnice nenařizuje rozdělení vertikálně integrovaných společností na samostatné přenosové, distribuční a výrobní podniky. Pouze vyžaduje, aby mezi řízením přenosové soustavy a řízením výroby existovala „čínská zeď“.

Kromě těchto zásadních otázek řeší směrnice i řadu dalších. Členské státy musí určit provozovatele přenosových soustav, kteří by měli být alespoň z hlediska řízení nezávislí na výrobě a distribuci.<sup>19</sup> Provozovatelé také nesmí diskriminovat mezi uživateli soustavy, zejména pokud by to mělo být ve prospěch přidružených podniků a akcionářů. Obdobný požadavek se týká i provozovatelů distribučních soustav. Těm také může být uložena povinnost zásobovat, což umožňuje konzervaci dnešních monopolních struktur (povinnost zásobovat je neslučitelná s konkurenčním trhem a v Británii, Norsku a Švédsku již byla zrušena). Integrované energetické podniky musí vést oddělené účetnictví pro výrobu, přenos a distribuci. Důvodem je potřeba transparentní regulace a zabránění přelévání nákladů mezi činnostmi regulovanými (přenos a distribuce) a konkurenčními (výroba a obchod).

Jedním z nejzajímavějších (a skutečně radikálních) opatření směrnice je klauzule, která výrobcům a oprávněným zákazníkům dovoluje vybudovat přímá vedení a tak zcela obejít stávající přenosovou nebo distribuční síť. Tím se narušuje se zavedená představa o „přirozeném monopolu“ elektrických sítí. Důsledkem této možnosti budovat alternativní vedení bude zejména disciplinující efekt na síťové monopolisty.

Řada opatření směrnice je zjevným výsledkem úspěšného tlaku zájmových skupin a má pramálo společného s ideou jednotného otevřeného trhu s elektřinou. Ekologové si vymohli ustanovení, že členské státy mohou po provozovateli soustavy požadovat, aby při dispečinku výrobních zařízení upřednostňoval obnovitelné zdroje energie. Uhelné lobby prosadily klauzuli, že členské státy mohou nařídit (z důvodů bezpečnosti zásobování), aby při dispečinku byly upřednostněna výrobní zařízení využívající domácích zdrojů. Dalším sporným bodem je tzv. „negativní reciprocita“, která odráží obavy z nerovnoměrného vývoje v různých státech. Může se stát, že sou-

***Řada opatření směrnice EU je výsledkem tlaků lobbystických skupin a s liberalizací trhu nemá mnoho společného***

stava státu A je velmi otevřena, zatímco soustava státu B méně. Výrobce ze státu B může soutěžit o zákazníky ve státě A, ale ne naopak. Negativní reciprocita dovoluje otevřenější zemi odepřít výrobcům z uzavřenější země přístup na svůj trh. Přestože zní „spravedlivě“, jde negativní reciprocita proti samotným principům vnitřního trhu; chrání zejména stávající monopoly v liberálnějších státech a může značně zpomalit otevírání trhu pro mezinárodní transakce. Zájmy monopolů chrání i provize o „přechodném režimu“, která řeší problém

„stranded costs“. Pokud například některý stát vydal záruky za investice do jaderných elektráren a tyto investice se po přechodu k jednotnému trhu stávají ztrátové, může požádat Evropskou komisi o dočasný odklad otevření trhu a chránit „svou“ monopolní společnost.

Jakkoli tyto výjimky mají za sebou ušlechtilé ekologické, strategické, či spravedlnostní motivy, budou vždy znamenat dražší elektřinu pro spotřebitele státu, který je využije.

Zatímco na deregulační procesy v Británii, USA, Švédsku či Norsku mohou odpůrci konkurenčního trhu s elektřinou nahlížet jako na něco, co se České republiky netýká, před směrnicí Evropské unie už nelze schovávat hlavu do písku. Chceme-li vstoupit do Evropské unie, její ustanovení budeme muset naplnit. Bude to znamenat velmi hlubokou reformu struktury energetického odvětví a jeho regulačního rámce, které, jak ukazuje následující kapitola, v podstatě přežívají z dob socialismu a způsobují značné ekonomické ztráty.



### 3. Současný stav elektroenergetického sektoru v České republice

Česká ekonomika byla již od samotného počátku industrializace charakterizována nadprůměrným zastoupením energeticky náročných odvětví, jako jsou například hutnictví či chemický průmysl. Během etapy tzv. socialistické industrializace se postavení energetiky ještě upevnilo a energetika se stala dominantním odvětvím české (československé) ekonomiky. Součástí ekonomické politiky tehdy vládnoucího komunistického režimu byla i politika levné energie „za každou cenu“. Energie nebyla považována za vzácnou komoditu a její spotřeba nebyla omezována realistickou cenou. Naopak, co nejvyšší spotřeba energie se stala chloubou „národohospodářů“ té doby.

Z tohoto historického pozadí vyplývá za prvé klíčová role energetiky i pro dnešní českou ekonomiku. Energetická náročnost české ekonomiky je stále nejméně dvojnásobná ve srovnání s ekonomikami zemí západní Evropy. Filosofie plýtvání energií je stále velmi silná i mezi obyvatelstvem, které se domnívá, že existuje něco jako „právo na levnou energii“. Druhým důsledkem historického vývoje je obrovská setrvačnost celé energetiky, která zůstala téměř nedotčena osmi lety ekonomické transformace. Energetický sektor je stále prakticky monopolní jak ve výrobě, tak především v přepravě energie. Neexistuje rovný přístup do odvětví, neexistuje ani možnost volby pro odběratele energií. Kromě změn uvnitř jednotlivých energetických společností (které rozhodně nelze podceňovat) nedošlo k zásadní změně v institucionálním rámci energetiky ani k vytvoření konkurenčního prostředí. Elektroenergetika v České republice v roce 1998 je charakterizována vysokou koncentrací v odvětví, silným (ale nesystematickým) zasahováním státu, silně deformovanými cenami, nedokončenou privatizací a neujasněnými pravidly pro podnikání v oboru.

**Čeští spotřebitelé  
nemají možnost zvolit  
si dodavatele energie**

V této kapitole nejprve stručně popíšeme dnešní strukturu elektroenergetiky, abychom pokračovali analýzou hlavních nedostatků dnešního uspořádání.

#### 3.1. Struktura odvětví

Elektroenergetika prošla v ČR od roku 1990 několika důležitými změnami. Formálně nejvýznamnější bylo rozčlenění monopolních Českých energetických závodů na jednu společnost zabývající se výrobou a přenosem elektrické energie po síti velmi vysokého napětí 400 kV a 220 kV (ČEZ, a.s.) a na osm regionálních distribučních společností, tzv. REASů.

ČEZ, a.s. byl založen v roce 1992, stal se jedním z největších „hitů“ kupónové privatizace a dnes je nejdůležitější společností obchodovanou na pražské Burze cenných papírů. 67% akcií společnosti stále vlastní stát prostřednictvím Fondu národního majetku, 1% je v držení Restitučního fondu, drobní akcionáři vlastní zhruba 4% a zbývajících 27% je v držení různých institucionálních investorů. Hlavním předmětem činnosti ČEZu je výroba, přenos, tranzit, dovoz a vývoz elektrické energie. Ve vlastnictví společnosti je jaderná elektrárna Dukovany (26% výroby elektřiny v rámci ČEZ), 10 uhelných elektráren (70% výroby), 15 vodních (4%), 4 větrné a 1 solární elektrárna. Hmotný a nehmotný majetek společnosti dosahuje sumy 143 miliard Kč, z nichž zhruba 8 miliard Kč připadá na přenosovou soustavu včetně dispečinku. ČEZ si zachovává dominantní postavení ve výrobě elektřiny v ČR: vyrábí dnes přibližně 75% veškeré elektrické energie a instalovaný výkon jeho zdrojů činí 10 999 MW.

Regionální distribuční společnosti byly založeny státem v roce 1994 jako akciové společnosti a jejich hlavním předmětem činnosti je nákup, distribuce a prodej elektrické energie. Jejich exkluzivní teritoria kopírují hranice bývalých krajů. Podle prodeje je největší z REASů Severomoravská energetika (SME), následovaná Jihomoravskou a Severočeskou. Nejmenší jsou naopak Západočeská a Jihočeská energetika s méně než polovičním prodejem oproti SME. Vlastnická

### 3. Současný stav elektroenergetického sektoru v České republice

struktura všech REASů je velmi podobná: 46-48% zůstává v držení státu, 34% akcií (s omezenou převoditelností) je ve vlastnictví obcí daného regionu, 3% vlastní Restituční fond, 1% Nadační fond, 1-2% jsou v držení zaměstnanců a 15% bylo rozděleno v druhé vlně kupónové privatizace. Od roku 1997 dochází k čilému „obchodování“ s akciemi v držení municipalit, kdy obce prodávají zprostředkovatelům předkupní právo na akcie v okamžiku, kdy je budou moci prodat. Je evidentní, že tento způsob „spontánní privatizace“ je nevýhodný jak pro stát (hodnota jehož podílu klesá s tím, jak jiné společnosti skupují kontrolní balíky akcií), tak i pro obce (které utrží podstatně nižší cenu).

TABULKA 3.1.

ZÁKLADNÍ INFORMACE O HLAVNÍCH ENERGETICKÝCH SPOLEČNOSTECH V ČR (1996)<sup>1</sup>

Firma	Vlastní jmění (mil. Kč)	Podíl FNM (%)	Prodej elektřiny (mil Kč)	Zisk po zdanění (mil Kč)	Rentabilita vlastního jmění (ROE)
ČEZ <sup>2</sup>	101 407	67.55	51 254	3 367	3.3%
JME	5 687	46.68	11 752	425	7.5%
SME	5 873	47.25	13 293	542	9.2%
JČE	3 070	48.05	4 700	98	3.2%
VČE	4 204	48.08	7 887	335	7.9%
ZČE	3 178	48.26	5 305	223	7.0%
SČE	4 654	47.97	8 843	247	5.3%
STE	5 021	59.11	8 308	218	4.3%
PRE	5 863	48.19	7 166	322	5.5%

Kromě ČEZ existuje v ČR několik tzv. nezávislých výrobců elektrické energie (IPP – z anglického independent power producer). Mezi nejvýznamnější IPP patří Elektrárny Opatovice, Sokolovská uhelná, ECK Generating, a dále teplárenské společnosti ve velkých městech, jejichž primárním posláním jsou dodávky tepla do sítě dálkového vytápění. Ve srovnání s evropskými zeměmi má u nás poměrně silnou tradici kogenerace ve velkých průmyslových podnicích, která se na celkové výrobě podílí cca 13%.<sup>3</sup>

#### 3.2. Privatizace

Privatizace energetických společností je stále předmětem debat. Po druhé vlně kupónové privatizace došlo k zastavení dalšího procesu privatizace se zdůvodněním, že nelze privatizovat nedokonale regulované monopoly. Zatímco v regulaci k určitému vývoji došlo (podrobnosti viz dále), privatizace zůstává otevřenou i v roce 1998. Vzhledem k tomu, že prospěšnost privatizace nikdo nezpochybňuje, že tržní hodnota akcií na burze dosahuje zhruba 20 miliard u REASů a 40 miliard u ČEZ a že již dnes probíhá shora naznačená „spontánní privatizace“, jde o nepochopitelnou laxnost státu.

Poslední usnesení vlády z dubna 1998 předběžně počítá s prodejem celého zbytkového podílu státu ve všech REASech vždy jednomu strategickému investorovi s právem zpětného odkupu pro FNM. Stát si tím chce zajistit kontrolu nad výběrem budoucího vlastníka distribučních sítí a chce také získat maximální obnos z držných akcií. Privatizace by se měly účastnit jen společnosti se zkušeností s podnikáním v energetice a přitom společnosti nevlastněné státem z více než jedné třetiny. Stát však nemá reálnou možnost předejít „spontánní privatizaci“ akcií v držení obcí, která směřuje k vytvoření silných vlastnických skupin uvnitř jednotlivých REASů a ke snížení hod-

<sup>1</sup> Zdroj: Internetové adresy jednotlivých firem.

<sup>2</sup> Údaje za rok 1997.

<sup>3</sup> Zdroj: ÚED ČR.

noty podílu v držení FNM. Z čistě ekonomického hlediska není na „spontánní privatizaci“ nic špatného, nicméně stát na ní rozhodně nevydělává. Vzhledem k tomu, že celý proces oficiální privatizace, bude trvat několik měsíců, lze pochybovat, bude-li úspěšně dokončen. Je otázkou, jak se k privatizaci distribučních společností postaví vláda vzešlá z voleb v červnu 1998.

Zatímco pro REASy existuje alespoň rámcový plán, privatizace ČEZu, případně jeho rozdělení na přenosovou soustavu a elektrárny, je zatím v oblasti předběžných úvah a nelze počítat s její brzkou realizací.

#### 3.3. Schizofrenní role státu

Stát v dnešní situaci vystupuje v trojí roli: je regulátorem, tvůrcem energetické politiky i rozhodujícím vlastníkem všech klíčových energetických společností. Výsledkem této situace je schizofrenní postoj státu vůči energetickým společnostem. Na jedné straně vystupuje jako cenový regulátor, jehož cílem je omezení předpokládaného monopolního zisku v odvětví a zejména udržování sociálního smíru prostřednictvím levné energie. K tomu používá poměrně složitý a neprůhledný regulační postup, s kompetencemi rozdělenými mezi dvě na sobě nezávislá ministerstva (financí a průmyslu – podrobnosti viz dále). Na druhé straně se ovšem stát snaží hrát i svoji roli majitele a budoucího prodejce energetických společností. K výkonu vlastnických práv byl vypracován obdobně neprůhledný mechanismus, kde se o výkon dělí dva státní orgány, a to ministerstvo průmyslu a obchodu a „nezávislý“ Fond národního majetku. Výsledek tohoto institucionálního rámce je poměrně snadno předvídatelný – stát nevykonává ani jednu ze svých rolí efektivně a mezi jednotlivými vládními „agenturami“ panuje vzájemná nedůvěřivost a často i řevnivost.

***Stát je ve schizofrenní roli regulátora a vlastníka, přičemž ani jednu roli nevykonává efektivně***

#### 3.4. Ceny

Úroveň cen energie a jejich další vývoj zásadním způsobem ovlivňují dokončení transformace energetického sektoru v České republice. Dnešní struktura cen neodráží relativní vzácnost energie ani náklady na její výrobu. Ceny pro domácnosti jsou hluboko pod náklady, na což doplácí někteří podnikatelé, kteří jsou nuceni platit zbytečně vysoké ceny, a energetické podniky, jimž průměrné ceny nestačí generovat zdroje pro nezbytnou rekonstrukci svých zdrojů a sítí. Tato struktura vede k plýtvání energií v domácnostech a neumožňuje energetickým firmám chovat se podle standardních tržních pravidel. Dnešní úroveň cen ztěžuje otevření energetického sektoru pro konkurenci, protože ta by se soustředila výhradně na velkoobchodní a současným energetickým firmám by zůstali jen proděleční maloobchodní. Úprava cen je proto naprosto nezbytná a podmiňuje jakékoliv další kroky v energetice. Přetrvávající deformace cen energie pro domácnosti má již dnes zřetelné dopady na rychle se zvyšující spotřebu energie v tomto sektoru. Vzhledem k tomu, že jde o odběry ztrátové pro energetické firmy, dochází k postupnému zhoršování jejich finanční situace. Navíc jde o odběry časově neodhadnutelné a neregulovatelné, jejichž pokrytí je finančně nejnáročnější a které vyvolávají silný tlak na výstavbu drahých záložních energetických zdrojů.

Z tabulky 3.2. je vidět, že po ceny pro domácnosti jsou pořád nižší než ceny pro průmysl, což je v naprostém rozporu s ekonomickou logikou, neboť náklady na dodání elektřiny domácnostem jsou vyšší. I ve světovém kontextu se jedná téměř o unikát (společně s ČR platí nižší ceny domácnosti ještě v Lotyšsku, Rusku a na Slovensku...)<sup>4</sup> Nicméně náprava cen stále zadržává na argumentu o „sociální únosnosti“. Tento argument je ovšem absurdní, neboť nejvíce na levné energii vydělávají nejbohatší domácnosti, které vytápějí velké domy a jsou mnohem více vybaveny elektrickými spotřebiči. Již v roce 1992 sice slíbila tehdy ještě federální vláda rychlou nápravu

### 3. Současný stav elektroenergetického sektoru v České republice

cen do roku 1995, ale ještě v roce 1998 se ceny pro domácnosti pohybují zhruba na jedné polovině cen, kryjících náklady výroby a dodávky energie.

TABULKA 3.2.  
VÝVOJ PRŮMĚRNÝCH CEN ELEKTRINY (BEZ DPH) V POSLEDNÍCH LETECH (KČ/KWH)<sup>5</sup>

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998*
Domácnosti	0.56	0.83	0.80	0.85	0.91	1.02	1.17	1.45
Podnikatelé	1.24	1.46	1.61	1.68	1.67	1.67	1.67	1.67
Poměr domácnosti/podnikatelé	45%	56%	52%	53%	54%	61%	70%	86%
Zvýšení cen pro domácnosti oproti předchozímu roku		48%	-4%	6%	7%	12%	15%	24%
Míra inflace		11.1	20.8	10.0	9.1	8.8	10.0	

\* Po započtení schváleného zvýšení cen elektřiny pro domácnosti o 24%.

Problémem není jenom výše cen, ale i nerozvinutá tarifní struktura, která rezignuje na regulaci spotřeby elektrické energie pomocí ekonomických nástrojů (například vyšší cena v zimě, či slevy za odběry mimo špičku). Ta se v posledních letech vůbec neměnila, neboť při každoroční úpravě cen se pouze indexují jednotlivé složky tarifů o schválené procento, aniž by se vážněji uvažovalo o úpravách jejich chybné struktury.

Téma cenových náprav se stalo předmětem politických jednání na nejvyšší úrovni. Ačkoli dle zákona o cenách (č. 526/1990 Sb.) je regulace cen elektřiny ryze odborný problém pro cenový odbor ministerstva financí, v rozporu s duchem zákona a praxí u ostatních regulovaných cen (např. léky, teplo) převzala tento problém na sebe vláda a dokonale jej zpolitizovala. Dala mu navíc zcela zavádějící nálepku „deregulace“, přestože prováděné administrativní zvyšování cen nemá se skutečnou deregulací, tj. uvolněním cen nic společného. Skupina politiků tak *hlasuje* o procentní výši cenových náprav pro ten který rok. „Deregulace“ cen v roce 1998 byla typickou ukázkou politického přetahování mezi 20% a 30%, naprosto odtrženého od ekonomických kalkulací. (Konečný kompromis byl 24%.) Aniž bychom chtěli pochybovat o dobré vůli či odborných kvalitách jednotlivých ministrů, lze říci, že tento systém neobvykle komplikuje proces narovnání regulovaných cen. Na závěr nutno dodat, že dnešní cenová politika je v rozporu s pravidly Evropské unie, která křížové dotace mezi skupinami spotřebitelů zakazuje.

#### 3.5. Právní a regulační rámec

Podnikání v elektroenergetice, plynárenství a teplárenství upravuje zákon č. 222/1994 (tzv. energetický zákon), který rozhodně nevyhovuje rychle se měnícím podmínkám na trzích s energiemi. Stručně řečeno, zákon dává státu pravomoc regulovat věci, které by regulovat neměl, zatímco regulaci činí bezzubou v těch oblastech, kde má smysl.

Zákon v první řadě omezuje volný vstup do odvětví komplikovaným procesem udílení autorizací, které jsou vázány na splnění celé řady zbytečných podmínek.<sup>6</sup> Zákon také váže udílení autorizací na „veřejný zájem“, což je pojem, který ani není v zákoně definován a který lze snadno zneužít k odmítnutí žádosti o udělení autorizace. Na distribuční společnosti uvaluje povinnost

<sup>4</sup> Ve světě platí domácnosti zhruba dvojnásobnou cenu oproti ostatním odběratelům.

<sup>5</sup> Zdroj: MPO.

<sup>6</sup> Nejproblematičtější podmínkou jsou „finanční předpoklady k zajištění výkonu autorizované činnosti“, neboť dělají z ministerstva „pečovatele“ o finanční zdraví energetických firem. Přitom starosti o ziskovost podnikání by měly být přenechány pouze podnikatelům.

zásobovat, která je neslučitelná s konkurenčním trhem. O regulaci hovoří nesmírně vágně<sup>7</sup> a neříká nic o tom, jaká konkrétní rozhodnutí je MPO jakožto regulátor oprávněno vydávat. Již tak komplikovanou strukturu orgánů rozhodujících v energetice dále komplikuje vytvořením samostatné Státní energetické inspekce (SEI, v žargonu „sejka“), která má v popisu práce kontrolovat dodržování převážně technických předpisů a ukládat pokuty.

Zákon je bezbranný vůči zásadnímu problému dnešního stavu, kdy vlastník přenosové soustavy (ČEZ) je zároveň dominantním producentem elektrické energie a vlastníci distribučních sítí, na něž jsou napojeni téměř všichni nezávislí výrobci elektrické energie, mají monopol na prodej energie ve „svých“ krajích. Takový systém je nedává prostor pro vznik konkurenčního prostředí, neboť mezi zákazníkem a výrobcem vždy stojí monopolní síť, která nechce konkurenčním výrobcům či prodejcům elektřiny předat své klienty. Světově vyzkoušeným řešením je přístup třetích stran; jeho nařízení ze strany MPO však dnešní zákon (údajně) neumožňuje. Je zjevné, že tento stav je rovněž v rozporu se směrnicí Evropské unie (viz kapitola 2.5).

Jasnou ilustrací nejasně specifikovaného institucionálního rámce elektroenergetiky jsou potíže Ústředního energetického dispečinku (ÚED). Ten byl založen v dubnu 1997 a dle zákona by měl zajišťovat jednotné řízení elektrizační soustavy ČR, udržovat rovnováhu mezi zdroji a spotřebou elektrické energie, řešit stavy mimořádného charakteru a spolupracovat se zahraničními elektrizačními soustavami. Do konce roku 1997 měl ÚED ve spolupráci s MPO rozhodnout o čase, kdy bude potřeba připojit do elektrizační sítě ČR nový zdroj a doporučit jeho základní parametry. Nakonec však musel ÚED od tohoto rozhodnutí odstoupit, protože nemá žádné pravomoci pro vypsání tendru ani nemá kompetence na uzavření smlouvy o budoucím odběru elektrické energie z případného nového zdroje. Platí tedy stále princip autorizace, podle kterého je sice v ČR možné postavit téměř libovolný zdroj elektrické energie, ten však nemá šanci získat přístup k sítím spravovaných REASy a ČEZem. Samotné složení ÚED, zahrnující zástupce ČEZu, REASů, nezávislých výrobců a MPO z něj dělá nefunkční orgán, zejména díky tomu, že téměř každý podstatný návrh vyžaduje jednomyslné schválení.

***Stát je dnes zcela bezbranný vůči stavu, kdy majitel přenosové soustavy brání v přístupu třetích stran do sítě***

MPO jakožto regulátor má minimální vliv na výši koncových cen – pouze ministerstvu financí předkládá návrhy na změny cen, nicméně konečné rozhodování je přenecháno politickému procesu. MPO spolu s MF však určují velmi důležitou cenu v energetice, a to tzv. předací cenu, za kterou ČEZ prodává elektřinu REASům.<sup>8</sup> V této regulaci se již uplatňují ekonomické propočty, byť musí být poněkud pokřivené, aby respektovaly realitu koncových cen stanovených politickým procesem. Regulační metoda bývá nazývána „dělením koláče“, neboť jejím hlavním smyslem je „spravedlivě“ rozdělit „koláč“ tržeb za elektřinu mezi ČEZ a REASy. Pro výpočet ceny regulátor vezme provozní náklady ČEZu a objem jeho provozních aktiv, provozní náklady REASů a objem jejich provozních aktiv, a hledá cenu, která by pokryla provozní náklady a oběma stranám zajistila stejnou rentabilitu aktiv. (Rentabilita tak z výpočtu vyjde jako reziduum.)

Z pohledu regulované společnosti však rentabilita není reziduem, ale regulátorem uznaným výnosem z aktiv, takže má motivaci zvětšovat objem aktiv, aby mohla „ukousnout“ co největší část koláče.<sup>9</sup> Firmám se rovněž příliš nevyplácí investovat do zefektivnění své vlastní činnosti (např.

<sup>7</sup> § 11 odst. 2: „Regulací se pro účely tohoto zákona rozumí ovlivňování výkonu autorizované činnosti, i s ohledem na nové investice do zdrojů a liniových zařízení podle tohoto zákona, s účelem nahrazení konkurenčního prostředí.“

<sup>8</sup> Do roku 1997 byla předací cena stanovena jako konstantní platba za 1 MWh. Od roku 1997 se přešlo ke strukturovaným tarifům, které lépe odrážejí náklady na výrobu a přenos. Pro účely této kapitoly je však podstatná průměrná výše předací ceny.

<sup>9</sup> I samotní energetici jev s velmi mírnou nadsázkou uznávají, že tato regulační metoda vede k chování dle zásady „kdo víc utratí, víc dostane“.

reengineering), neboť nákladové úspory jsou „rozpuštěny“ do ceny i pro ostatní firmy. Navíc do výpočtu jsou zahrnuta i rozestavená aktiva, takže energetické firmy dostávají výnos (větší díl „koláče“) i z investic, které ještě nevyrobily ani kilowatt-hodinu elektřiny. Mají proto velmi slabou motivaci dokončit své investice rychle a při minimálních nákladech. Zvlášť negativní dopady má tato regulační metoda na tempo výstavby Jaderné elektrárny Temelín.<sup>10</sup>

Samotné provádění regulace předacích cen dokonale ukazuje na iracionalitu dosavadního regulačního rámce. Až do roku 1997 byly předací ceny určovány *ex post* až ke konci daného roku! Po celý rok ČEZ prodával a REASy kupovaly energii, aniž by věděly za kolik (pouze si platily zálohy). Je jasné, že bez znalosti cen sotva mohly podniky racionálně plánovat svou činnost. Navíc ceny byly *ex post* stanoveny jako průměrné ceny za MWh (1035 Kč/MWh v roce 1996) bez zohlednění odběrů ve špičce či plateb za výkon, a byly tak od ekonomické logiky odtržené ještě více než tarify pro koncové spotřebitele.

**Regulace předacích cen mezi ČEZem a REASy motivuje energetiky pouze k tomu, aby se snažili ukousnout co největší díl „koláče“**

K dílčí institucionální reformě v regulaci došlo v lednu 1998, kdy oddělení regulace na MPO bylo vyjmuto z energetické divize a v rámci MPO bylo podřízeno přímo ministrovi pod názvem Energetická regulační správa (ERS). Tím byl omezen konflikt správce majetku a regulátora. Nicméně, regulátor zůstává součástí ministerstva a stále jen předkládá své návrhy

ministerstvu financí, které je jediné oprávněné vydávat cenové vyhlášky. Funkce ministerstva financí je v tomto procesu nadbytečná, neboť MF do regulace energetiky nutně zatahuje problémy s energetikou nesouvisející, jako je například deregulace nájemného.

#### 3.6. Změna je nezbytná

Současný stav elektroenergetického sektoru je neudržitelný. Vede k plýtvání na straně výroby i spotřeby, vysokým cenám elektřiny pro mnohé průmyslové spotřebitele a k politickému přerodění ve prospěch domácností. Omezuje podnikatelskou aktivitu a brzdí konkurenci, která nejlépe dokáže uspokojit spotřebitele nízkou cenou a vysokou kvalitou. Bylo by naivní se domnívat, že tyto problémy vyřeší dílčí změny dnešního regulačního mechanismu. Pro spotřebitele i pro výrobce bude dlouhodobě mnohem výhodnější, podstoupí-li česká energetika rozsáhlou reformu, směřující k vytvoření konkurenčního trhu s elektřinou, na kterém si spotřebitelé budou moci svobodně zvolit svého dodavatele energie. Jaké bude mít tato reforma důsledky a jak by

---

<sup>10</sup> Libor Dušek: *Zaostřeno na ... Temelín*, série Liberálního institutu Zaostřeno na..., říjen 1997.

## DRUHÝ ODDÍL

### NÁVRH REFORMY

#### 4. Očekávané přínosy konkurence v České republice

Návrh na vytvoření konkurenčního trhu s elektřinou, popsany v kapitolách 5-9, neprosazujeme ani z ideologických důvodů, ani proto, že chceme následovat příklad jiných zemí, a dokonce ani proto, že je třeba vyhovět požadavkům Evropské unie. Prosazujeme jej pro ekonomické výhody, které přinese.

Než přejdeme k výčtu těchto výhod, považujeme za správné, abychom nezastírali ani bolestivé stránky konkurenčního trhu.

- Ceny pro domácnosti budou vyšší než dnes. Stav, kdy domácnosti kupují velmi levnou elektřinu, dotovanou z vysokých cen pro průmysl, nebude na konkurenčním trhu udržitelný. Na volném trhu nikdo nebude prodávat za cenu nižší než jsou jeho náklady – dnešní cena 1.44 Kč/kWh a měsíční paušál 41Kč (bez DPH), kterou většina domácností platí, náklady zdaleka nepokrývá. Nutno však zdůraznit, že pokud dojde k narovnání cen podle dnešních vládních scénářů (24% v roce 1998 a obdobně i další rok), ceny vzrostou tak jako tak. Konkurence je z tohoto hlediska pouze jednou z cest k narovnání cen.
- Někteří producenti energie nemusí uspět. Na konkurenčních trzích k bankrotům občas dochází, energetika však od nich byla dlouho izolována. Konkurence bude pro mnohé energetické manažery nepříjemná. Drahé zdroje budou vytlačeny z provozu, a konkurenční tlak bude ztenčovat ziskové marže. Špatně řízené energetické firmy se mohou dostat do problémů, a musíme očekávat, že jejich představitelé se ostrému větru konkurence budou chtít bránit. V tomto bodě je ilustrativní americká zkušenost, popsaná v kapitole 2.3.

##### 4.1. Cenové dopady konkurenčního trhu

V konkurenci vidíme cestu, jak dosáhnout těch nejnižších možných, avšak ekonomicky odůvodněných cen elektrické energie. Také v ní vidíme cestu, jak odvrátit trend, který by při zachování (nebo dílčích úpravách) dnešního systému regulace nevyhnutelně nastal – totiž pomalý, ale vytrvalý růst cen, tak jak k němu docházelo ve všech zemích s regulovanými monopoly. Věcným důvodem pro toto tvrzení je již popsany problém regulace, tj. slabá motivace manažerů minimalizovat náklady. Bez ohledu na rétoriku ministerstva průmyslu a obchodu<sup>1</sup> by bylo naivní se domnívat, že regulační orgán dokáže kontrolovat efektivnost regulovaných firem. Člověk stojící mimo firmu nedokáže posoudit, zda určitý náklad je „oprávněný“ či nikoli. Konkurenční tlak to dokáže posoudit mnohem účinněji než administrativní kontrola. Pro energetické manažery by nebyl zásadnější problém přesvědčit regulátora, že ta či ona nákladová položka je „nezbytná“.

***Bez vytvoření konkurenčního trhu nás čeká pomalý, ale vytrvalý růst cen elektřiny***

Konkurenční trh také bud energetické manažery nutit k tomu, aby byli mnohem obezřetnější při rozhodování o investicích, a zejména zabránil tomu, aby peníze utopené v *neefektivních* investicích hradili spotřebitelé. V České republice bude tento aspekt aktuální v souvislosti s dopady Jaderne elektrárny Temelín do cen elektřiny.

<sup>1</sup> „...bude nutno, aby regulátor vyvinul tlak na zvýšení provozní efektivnosti a zpřísnil kontrolu nárůstu provozních aktiv tak, aby nárůst měrných nákladů na jednotlivé činnosti a růst průměrné ceny byl co nejnižší.“ *Analýza nákladů a ocenění autorizovaných činností regulovaných společností v elektroenergetice a plynárenství*, MPO 1997, str. 16.

Cesta k nejnižším možným cenám je ovšem během na dlouhou trať. Kvůli dnešním pokřiveným cenám bohužel nemůžeme očekávat okamžitý pokles, jaký spotřebitelé zažili například při deregulaci telekomunikačního trhu v EU. To, že pozitivní efekty deregulace se neprojeví okamžitě, by však nemělo zastínit dlouhodobé přínosy.

Při úvahách o budoucí úrovni cen musíme vycházet z toho, co bude na konkurenčním trhu určovat cenu pro koncového spotřebitele:

- velkoobchodní cena energie
- náklady na přenos a systémové služby
- náklady na distribuci, zahrnující ztráty v sítích a fixní náklady sítí
- náklady na obchod (měření, zasílání účtů), které jsou nejmenší složkou celkových nákladů

Velkoobchodní cena bude určena jednoznačně mezinárodním konkurenčním trhem, a nikoli právním výrobců „pokrýt náklady a dosáhnout rozumné míry rentability.“ Dnešní ceny v mezinárodních transakcích se pohybují okolo 1000-1200 Kč/MWh,<sup>2</sup> což je zhruba v relaci k předací ceně mezi ČEZem a REASy (1066 Kč pro rok 1998). Nemůžeme proto očekávat zásadnější změnu velkoobchodních cen. Evropa se momentálně těší nadbytku kapacit, díky kterému jsou pro cenu určující marginální, a nikoli průměrné náklady. Nic nenasvědčuje tomu, že tento stav by měl brzy skončit. Po otevření trhu se cena v ČR může od mezinárodní ceny odchýlit díky omezené kapacitě propojení naší soustavy se zahraničím a možnému zneužití dominantního postavení ze strany ČEZu, nicméně toto jsou problémy dočasného charakteru, které lze řešit (viz kapitoly 5.7. a 6.4.).

***V krátkém období je zvýšení cen pro domácnosti nevyhnutelné***

U přenosu a distribuce zatím bohužel obdobná možnost tržního odhadu cen neexistuje. Aniž bychom chtěli detailně rozebírat již existující analýzy nákladů v energetice,<sup>3</sup> vyplývá z nich vcelku jednoznačně, že regulované ceny v tomto segmentu budou muset vzrůst, mají-li pokrýt náklady na obnovu sítí. (Například dnes přidává distribuce k ceně elektřinu v průměru 291 Kč/MWh. Dle zdrojů REAS by zrealnění účetní hodnoty jejich aktiv vstupujících do cenové kalkulace mělo toto číslo změnit na zhruba 470 Kč/MWh.<sup>4</sup>)

Cenové dopady budou velmi rozdílné v krátkém a dlouhém období:

Cenové dopady budou velmi rozdílné v krátkém a dlouhém období:

- **Krátké období.** V krátkém období (tj. ihned po otevření trhu ve výrobě a prodeji energie a po nastavení poplatků za přenos a distribuci na reálnou úroveň) se ceny nastaví na úrovni, která pokryje *dnešní* náklady energetických firem. Z předchozí diskuse vyplývá, že průměrná hladina cen se zvýší. Nicméně cenové změny budou značně nerovnoměrné mezi jednotlivými skupinami odběratelů. Ceny pro domácnosti nepochybně výrazně stoupnou zejména díky odbouření křížových dotací. U podnikatelů budou cenové dopady smíšené – celkový růst hladiny cen elektřiny se u části z nich projeví v mírně vyšších cenách. Na druhé straně je dnešní míra přerozdělování směrem k domácnostem natolik výrazná, že po narovnání cen by části průmyslových odběratelů měly ceny klesnout (týká se to zejména odběratelů ze sítí vn). Uprostřed těchto průměrů dojde k výrazným změnám v tarifní struktuře – všeobecným trendem síťových odvětví poslední doby (zejména telekomunikací) je růst fixních poplatků za připojení do sítě a pokles cen za spotřebované jednotky. Současná tarifní soustava (například sazby 3120

---

<sup>2</sup> V závislosti na momentální situaci a na zajištění systémových služeb.

<sup>3</sup> *Určení cen a tarifů elektrické energie*, EGÚ Brno 1996, *Finanční analýza odvětví distribuce elektrické energie*, AMI Finance 1998, *Analýza nákladů a ocenění autorizovaných činností regulovaných společností v elektroenergetice a plynárenství*, MPO 1997.

<sup>4</sup> Zdroj: ČSRES.



a 2150 Kč za MWh, které se vztahují na většinu podnikatelského malooběru) otevírá značný prostor pro pohyb tímto směrem.

Pro ilustraci v jakých číslech se v krátkém období pohybujeme, přetiskujeme výsledky analýz EGÚ Brno a MPO, které vycházejí z nákladů na výrobu, přenos a distribuci elektřiny. Můžeme je považovat za horní hranici, přes kterou by po otevření trhu konkurencí a zavedení „rozumné“ regulační metodiky ceny jít neměly (nyní odhlížíme od inflace). Například scénář MPO počítá s přeceněním aktiv REASů a ČEZu koeficienty 3.5 a 2, a s rentabilitou aktiv 10% pro REASy i pro ČEZ.<sup>5</sup> Zejména na straně ČEZu považujeme diskusi o rentabilitě aktiv a přecenění aktiv za poněkud akademickou, neboť, jak již bylo řešeno výše, u velkoobchodní ceny elektřiny se díky mezinárodnímu trhu nedá očekávat výraznější zvýšení.

TABULKA 4.1.  
ODHADY PRŮMĚRNÝCH CEN ELEKTRINY POKRÝVAJÍCH NÁKLADY

	Průměrná cena 1996 (Kč/MWh)	Odhad EGÚ Brno	Změna oproti 1996	Odhad MPO	Změna oproti 1996
REAS	1 047	1 150	+10%	-	-
Velkooběr - VVN	1 203	1 350	+12%	1 330	+11%
Velkooběr - VN	1 760	1 630	-7%	1 539	-13%
Podnikatelé - NN	2 014	2 500	+24%	2 253	+12%
Domácnosti - NN	915	2 500	+173%	2 253	+145%

- **Dlouhé období.** Hlavní výhody konkurence je třeba hledat v dlouhém období. Nevidíme důvod, proč by se neměla opakovat britská zkušenost – po počátečním cenovém narovnání trvalý a dlouhodobý *pokles* reálných cen. Tento pokles však nebude přerozdělováním peněz od energetiků ke spotřebitelům, ale bude vyvolán tlakem konkurence na růst efektivnosti energetických firem. Stejně jako jejich britské protějšky před několika lety, i naše energetické podniky jistě najdou řadu cest ke snížení nákladů, a reálný pokles cen může jít ruku v ruce s růstem zisků. V dlouhém období na liberalizaci vydělají jak spotřebitelé, tak energetické firmy. To, že elektřina nebude stát více, než je nezbytně nutné, bude mít význam zejména pro průmyslové podniky – pro ně je elektřina jedním z důležitých nákladových vstupů a její cena výrazně ovlivňuje jejich konkurenceschopnost na mezinárodních trzích.

***V dlouhém období na deregulaci energetiky vydělají jak spotřebitelé, tak energetické firmy***

#### 4.2. Ekologické výhody

Zavedení konkurenčního trhu je opatřením, kde ekonomika a ekologie jdou ruku v ruce, a deregulace jednoznačně přispěje ke zkvalitnění životního prostředí. Důvodů je poměrně mnoho:

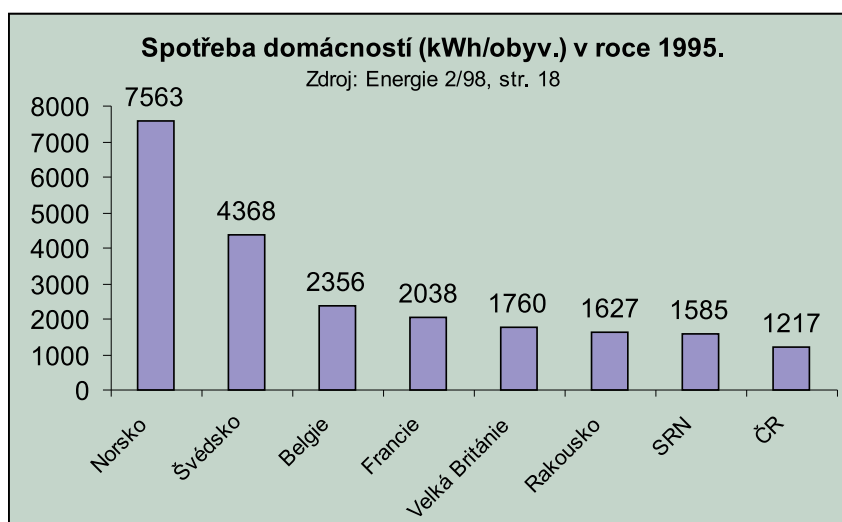
- **Úspory energie.** Narovnání cen bude domácnosti motivovat k šetrnému využívání energie. Ne dělejme si iluze, že dojde k poklesu spotřeby – s rostoucím bohatstvím budou domácnosti instalovat více elektrospotřebičů, obdobně jako v zemích západní Evropy, kde je spotřeba domácností také mnohem větší. (viz Graf). Nicméně budou odstraněny případy, kdy nízké ceny doslova vybízí domácnosti k neefektivní spotřebě – zejména skončí éra masové instalace přímotopů a domácnosti budou více využívat plynové či dálkové vytápění. V delším období bu-

<sup>5</sup> Přecenění aktiv znamená navýšení hodnoty aktiv vstupujících do cenového vzorce (v tomto případě 3.5 krát a 2 krát). Z účetního hlediska se jedná o zrealnění hodnoty aktiv v bilanci energetických společností a je vyvoláno potřebou dospět k ceně, která by byla schopna pokrýt investiční náklady modernizace sítí.

***Deregulace energetiky je opatřením, kde ekonomika a ekologie jdou ruku v ruce***

dou reálné ceny motivovat domácnosti k tomu, aby při nákupu nových spotřebičů brali více v potaz také náklady na spotřebovanou elektřinu. I přes případný pokles cen u některých průmyslových odběratelů se domníváme, dosavadní trend poklesu spotřeby v průmyslu bude i nadále pokračovat. Průmyslové podniky v současnosti obnovují svá zařízení, a nová se obvykle vyznačují nižší spotřebou energie. Náklady na elektřinu přitom nejsou hlavní hnací silou modernizace.

- **Kolísání spotřeby.** Ekologickým problémem není pouze celková spotřeba elektřiny, ale také její kolísání v čase. Obrovské rozdíly mezi spotřebou v létě a v zimě, typické pro současnost, vyžadují budování velkých špičkových kapacit, které jsou nedostatečně využity. Je to dáno zejména plochou strukturou tarifů, které činí minimálních rozdílů mezi cenou ve dne a v noci, respektive mezi cenou v zimě a v létě. Na konkurenčním trhu budou ceny kolísání spotřeby zohledňovat – ve špičce budou vysoké a mimo špičku nízké.<sup>6</sup> Zvláště velcí průmysloví odběratelé zareagují přesunem části své spotřeby do období s nižší cenou, a průběh spotřeby dostane mnohem vyrovnanější tvar. Celkovou poptávku se podaří pokrýt s menším počtem elektráren než dnes, navíc při nižších provozních nákladech (časté kolísání spotřeby vyvolává nutnost neustále elektrárny spouštět a vypínat, což zvyšuje náklady na palivo i údržbu).
- **Čisté zdroje.** Nejdůležitější ekologický přínos konkurence se nachází na straně investic: Definování jasných pravidel trhu umožní výstavbu nových elektráren, jejichž tepelná účinnost je mnohem vyšší než u stávajících. Například moderní uhelné bloky dosahují účinnosti až 40%, zatímco staré cca 34%. Účinnost paroplynových turbín přesahuje 50%. Díky nízké spotřebě paliva jsou nové elektrárny nejen ekologičtější, ale i ekonomičtější. Jsou proto častěji zařazovány do provozu a vytlačují starší, ekologicky podřadné zdroje. V dnešním prostředí investoři s výstavbou nových elektráren váhají a v provozu zůstávají ty starší.
- **Jaderná energie.** Poslední ekologický dopad konkurenčního trhu potěší odpůrce jaderné energie. Pouhé úvahy o výstavbě dalších jaderných elektráren budou okamžitě odsunuty jako neekonomické.<sup>7</sup> Ukázalo se, že jaderná energie není tak levná, jak se v padesátých letech optimisticky předpokládalo. Díky obrovské investiční náročnosti a bezpečnostním a politickým rizikům je projekt jaderné elektrárny neekonomický, pokud jeho ziskovost není garantována monopolními výsadami, regulací cen a vládními zárukami za úvěry. Všechny tři druhy státní podpory na konkurenčním trhu zmizí.



<sup>6</sup> Podobně jako jsou rekreace u moře drahé v červenci a srpnu a levnější mimo sezónu.

<sup>7</sup> V našem případě se navíc nejedná o „pouhé“ úvahy, jak ukazuje výrok náměstka ministra průmyslu a obchodu Miroslava Tvrzníka v MF DNES ze dne 11.6.1997: „... bude nutné kvůli stoupající spotřebě elektřiny nahradit dosluhující elektrárnu (Dukovany, pozn. aut.) novým zdrojem. Nejlepší variantou je právě jaderná elektrárna.“

### 4.3. Kvalitnější služby pro spotřebitele

Spotřebitele nezajímá jenom cena, ale i kvalita výrobku. Týká se to i natolik standardizovaného výrobku, jakým je elektřina. Zatímco po technické stránce (kolísání frekvence a napětí, výpadky) je kvalita elektřiny v ČR na evropské úrovni, po obchodní stránce je to již horší. O spotřebiteli se nehovoří jako o zákazníkovi, ale jako o „odběrateli“. REASy nemají nejlepší pověst pokud jde o vyřizování stížností ohledně účtů, žádostí o posílení kapacity přípojek či o připojení nových spotřebitelů. Proč by také usilovaly o jejich přízeň, když zákazník nakonec musí kupovat elektřinu od nich? Slušné jednání se zákazníkem bude na energetickém trhu důležitou podmínkou úspěchu.

- **Jednání se zákazníky.** Spotřebitelé mohou od očekávat větší flexibilitu při odečítání elektroměrů (konec oznámením „buďte doma v pondělí od 9 do 14 hodin“), lepší spolupráci při budování přípojky k novému domu či továrně, a doplňkové služby – poradenství v oblasti vytápění či úspor energie. Nabídky obchodníků s energiemi budou obsahovat mnohem širší škálu tarifů, lépe vyhovující rozmanitým potřebám jednotlivých zákazníků. V reklamách budou energetické firmy méně deklarovat svou snahu pomáhat životnímu prostředí, a o to více se budou předhánět v cenových nabídkách.
- **Volba kvality.** Zejména větší spotřebitelé mohou očekávat nejen lepší zacházení, ale také zcela nové služby a způsoby obchodování. Doslova mohou dostat „energetický balíček“ šitý na míru. Například si budou moci zvolit stupeň kvality elektřiny. Stoprocentní kvalita (tj. slib dodavatele, že v každém okamžiku může zákazník odebírat libovolné množství energie o přesné frekvenci i napětí) je sice příjemná věc, ale drahá. Ne každý potřebuje naprosto spolehlivou dodávku. Na svobodném energetickém trhu budou dodavatelé energie nabízet slevy, pokud bude spotřebitel souhlasit, že za předem dohodnutých podmínek mu mohou být odpojeny některé spotřebiče. Například může souhlasit, že maximálně pětkrát do měsíce mu může být odpojen přímotop po dobu půl hodiny, a dostane slevu pět procent. Vypnutí topení na půl hodiny se v pokojové teplotě projeví jen minimálně, a spotřebitel rád ušetří. Pro dodavatele se rovněž jedná o výhodný obchod, neboť ve špičce by musel elektřinu nakupovat za velmi vysokou cenu a na transakci by prodělával.
- **Jednotné vyúčtování.** Konkurence také nabídne možnost jednotného vyúčtování, což ocení zejména firmy, které mají provozovny rozseté po celé republice (řetězce obchodních domů, banky). Ty dnes dostávají účet pro každou provozovnu zvlášť, neboť v každém kraji musí nakupovat od jiné společnosti. Přitom pro lepší řízení firmy by jim vyhovoval jeden společný účet, navíc odečtený ve všech provozovnách k poslednímu dni každého měsíce pro jednotnou uzavěrku účetnictví. Budoucí trh nebude znát geografických hranic, a najít dodavatele poskytujícího jednotné služby po celém území nebude problém. Na druhé straně nikdo netvrdí, že spotřebitel musí nakupovat elektřinu pouze od jednoho dodavatele. Je možné, že továrna uzavře kontrakt s jednou elektrárnou na dodávku základního zatížení a s druhou na krytí špičky.
- **Měření.** Způsob obchodování s elektřinou na centrálním trhu (viz Dodatek B) poskytne nové možnosti v oblasti měření a vyúčtování. Velcí spotřebitelé s flexibilní technologií budou moci uzavírat kontrakty s rozdílnými cenami pro různá časová pásma, anebo dokonce budou nakupovat elektřinu přímo na poolu. Moderní elektroměry dokáží měřit spotřebu v reálném čase a telefonní linkou tuto informaci předávat nejen dodavateli k vyúčtování, ale také výrobnímu manažerovi, který s použitím inteligentního softwaru může plánovat výrobu v závislosti na očekávaném vývoji cen elektřiny tak, aby celkové výrobní náklady byly minimální. Na první pohled se kolísání cen může jevit jako zbytečná komplikace,

**Z „odběratelů elektřiny“  
se stanou vážení  
zákazníci**

vtip je však v tom, že podnik, který platí ve špičkách vysokou a v sedle nízkou cenu a dokáže vhodně načasovat výrobu, zaplatí za elektřinu podstatně méně než podnik, který nakupuje za pevnou, zprůměrovanou cenu. Jelikož ceny ve špičce mohou být i třikrát vyšší než mimo špičku, dají se při nákupu elektřiny za aktuální ceny (real-time pricing) a vhodném přesouvání spotřeby ušetřit značné sumy.

### 4.4. Investiční příležitosti

- Kogenerace a kombinovaná výroba tepla a elektřiny. Často se hovoří o podpoře kombinované výroby tepla a elektřiny či kogenerací pro jejich nesporné ekologické výhody. Tyto technologie však ke své existenci nepotřebují přímou státní podporu, ale zejména trh, na kterém by mohly svou produkci realizovat. Současný energetický zákon sice rozvodným společností nařizuje vykupovat elektřinu z těchto zdrojů, nicméně kogenerátoři a městské teplárny jsou při jednání o ceně odkázáni na vstřícnost (někdo by řekl libovůli) REASu, ke kterému jsou připojeni. Plochá struktura cen neumožňuje kogeneracím prodávat za vysokou cenu ve špičkách, kdy je jejich využití k výrobě elektřiny nejvhodnější. Konkurenční trh s elektřinou jim umožní prodat svoji elektřinu komukoli v České republice i za jejími hranicemi. Díky tomu by měly dosáhnout i vyšší (přinejhorším stejné) výkupní ceny. Mechanismus řazení elektráren do provozu na poolu (viz dodatek B) vytváří teplárnám s kombinovanou výrobou přímo ideální podmínky pro to, aby mohly být maximálně využity k výrobě elektřiny – s pozitivními ekologickými dopady. K podpoře výstavby nových kogeneračních zdrojů více přispěje odstranění nejistot spojených s dnešním podnikatelským prostředím než přímé dotace.
- Přísun zahraničních investic a know-how. Zahraniční investoři se již stali důležitým hráčem na českém energetickém trhu. Nicméně jejich dosavadní působení se až na výjimky (ECK Kladno, Elektrárna Opatovice) dá označit jako „průzkum terénu“ a nikoli jako „zaujetí strategických pozic“. Absence jasných a stabilních pravidel pro podnikání a nepředvídatelná politická rozhodnutí o cenách energií odrazují investory od výraznějších akvizic podniků, o přímých investicích ani nemluvě. Přitom zahraniční investoři nepochybně přinášejí velmi pozitivní efekty: Kapitálově posiluje naše energetické firmy a usnadňuje jim financování investic. Zapojení našich firem do nadnárodních energetických gigantů může být pro mnohé jedinou cestou, jak se uchytit na budoucím jednotném evropském trhu. S kapitálem přichází i know-how v oblasti řízení a technologií, které je nezbytné pro zvýšení efektivnosti a modernizaci energetického sektoru. Vstup zahraničního kapitálu může změnit i politickou dynamiku deregulace (viz kapitola 7.1.). Koneckonců, investice mohou jít i opačným směrem – přinejmenším ČEZ je dostatečně velkou společností na to, aby se mohl stát významným hráčem na středoevropském trhu. Jeho potenciál pro akvizice elektráren v zahraničí je však svázán domácími regulacemi a zpolitizovaným prostředím, které by případnou mezinárodní expanzi populisticky označilo jako důkaz toho, že ČEZ „nepotřebuje peníze“. Mezinárodní aktivity National Power a PowerGen jsou v tomto ohledu inspirativní analogií.

### 4.5 Odpolitizování odvětví

V dnešní době rozhodují o cenách elektřiny a výstavbě elektráren politické kalkulace namísto kalkulací ekonomických a ekologických. Na elektřinu je nahlíženo jako na zcela mimořádné zboží se zvláštními „sociálními“ a „strategickými“ aspekty. Deregulovaný trh z ní udělá více méně standardní komoditu určenou k nákupu a prodeji. Odpadnou každoroční tahanice, zda zvýšit ceny o 27 nebo jenom o 15 procent. Energetickým firmám odpadne politická nejistota, která znemožňuje předvídat cenu, za jakou budou moci elektřinu prodávat. Otevře se tak prostor pro nové investice. Samotným politikům odpadnou starosti s každoročním vysvětlováním, proč musí zvyšovat ceny.

## 5. Ideální cílový stav

Chceme-li provést zásadní reformu elektroenergetiky, musíme nejprve stanovit cíl, ke kterému chceme dojít, a až potom plánovat jednotlivé reformní kroky. V této kapitole předkládáme naši vizi ideálního cílového stavu, která (jak doufáme) splňuje následující požadavky na ekonomicky i politicky i vyvážený návrh:

1. Musí být ekonomicky efektivní. Budoucí systém by neměl podporovat plýtvání na straně výroby ani spotřeby.
2. Musí vycházet ze současného stavu, neboť energetiku a její regulační rámec nebudujeme na zelené louce.
3. Musí mít šanci projít politickým procesem. Nemělo by smysl předkládat návrh, který je předem určen k zamítnutí.
4. Musí být v souladu se směrnicí Evropské unie.

Rozhodnutí o cílovém stavu je rozhodnutím o velkém počtu aspektů budoucí struktury české energetiky. Hlavními aspekty, které náš návrh cílového stavu řeší, jsou:

- suverenita spotřebitelů
- vlastnická struktura
- přístup k sítím: jediný kupující nebo přístup třetích stran?
- výstavba nových zdrojů: nabídkový nebo autorizační postup?
- podmínky pro vstup do odvětví
- postavení přenosové soustavy a dispečinku
- regulace cen
- obchodování s elektřinou
- regulační orgán a jeho pravomoci

### 5.1 Suverenita spotřebitelů

Pod suverenitou spotřebitelů rozumíme jejich právo zvolit si dodavatele elektřiny. Směrnice Evropské unie určuje pouze minimální podíl trhu, který členské státy musí otevřít (cca 25% spotřeby v roce 1998). Část spotřebitelů (tzv. tarifní nebo též zajatí zákazníci<sup>1</sup>) může být i nadále odkázána na nákup elektřiny od monopolní distribuční společnosti. Dle našeho názoru by v cílovém stavu *všichni* spotřebitelé měli mít právo zvolit si svého dodavatele. Výhody konkurenčního trhu by neměly být omezeny pouze na velké průmyslové odběratele, ale měly by být přístupné i drobným podnikatelům, školám, úřadům a zejména domácnostem. Konkurence v prodeji elektřiny má pozitivní vliv na cenu – stlačuje prodejní marže, které obchodníci s elektřinou přidávají k nákupní ceně. Pokud by trh zůstal rozdělen na oprávněné a zajaté zákazníky, u oprávněných by byly marže minimální, zatímco u zajatých by regulovaná cena zřejmě držela marže na vyšší úrovni.<sup>2</sup>

***Výhody konkurenčního trhu by neměly být omezeny pouze na velké spotřebitele***

<sup>1</sup> Angl. „captive customers“.

<sup>2</sup> Snižování prodejních marží je vždy první reakcí trhu na otevření monopolního prostředí konkurencí. Až v druhé řadě přichází tlak na snížení cen vyvolaný úsporami v nákladech. Dobře patrné je to zejména na čerstvě liberalizovaných telekomunikačních trzích v západní Evropě.

Dalším důvodem pro to, aby možnost volby měli všichni, je zabránění křížovým dotacím. Dnes v ČR (ale i jinde) směřují křížové dotace od průmyslových spotřebitelů k domácnostem, což vládní kontrola cen umožňuje. V západní Evropě i v USA se při deregulaci objevuje obava, že dojde k obrácení křížových dotací, tentokrát díky dvojímu režimu: Jelikož ceny pro zajaté zákazníky budou regulovány a pro oprávněné nikoli, budou mít dodavatelé energie snahu přenést ve svém účetnictví co nejvíce nákladů na zajaté zákazníky, aby jim mohly účtovat vyšší cenu. Ze ziskového „přebytku“ pak mohou poskytovat slevy oprávněným zákazníkům. Tato obava je zcela namístě, a jsou dva způsoby, jak ji řešit. Prvním je přísná regulace, snažící se přisoudit každou nákladovou položku konkrétní skupině zákazníků. Jak již bylo ukázáno v kapitole 1.2., objektivní přidělení nákladů konkrétním činnostem je obecně nemožné, a snaha jít touto cestou povede pouze k posilování regulační byrokracie. Proto navrhuje druhý přístup – dát všem spotřebitelům volbu. Nebude-li cena pro nikoho regulovaná, nebude mít nikdo možnost prodávat některým spotřebitelům za cenu nižší než náklady a zotavit se z této dotace na jiných. Navíc se ušetří na regulačním aparátu.

Do třetice argumentujeme za možnost volby pro všechny, neboť trh pro všechny spotřebitele má pozitivní dopad nejen na výši obchodních marží, ale i na efektivnost „reálného“ fungování energetických firem. Obstarání elektřiny pro zajaté zákazníky může probíhat dvěma způsoby: Prvním je existence dvojího trhu, kde distribuční společnosti nakupují na volném trhu pro své zákazníky z řad oprávněných, ale pro dodávky zajatým zákazníkům nakupují od výrobců (v případě ČR by se jednalo zřejmě pouze o ČEZ) na základě zvláštních kontraktů s regulovanou cenou.<sup>3</sup> Druhým řešením je jednotný trh, kde by distribuční společnosti kupovaly za jednu cenu pro všechny spotřebitele. První přístup může vést k mnohým neefektivnostem, neboť značná část trhu s elektřinou bude regulována od shora až dolů, omezuje tak konkurenci na straně výroby. Výrobcům dává jistotu, že vždy část své produkce prodají regulovanému segmentu, což otevírá prostor pro známá regulační selhání (viz kapitola 1.2.) V obou případech také distribuční společnosti automaticky přenášejí nákupní cenu elektřiny na zajaté zákazníky, a samy tak mají slabý motiv hledat na trhu nejlevnější nabídky.

Jsme si vědomi toho, že proti otevření trhu pro domácnosti existují i námitky, které mají racionální jádro (na rozdíl od snah monopolů mít alespoň část trhu pod svou kontrolou). První námitka tvrdí, že nákup elektřiny na konkurenčním trhu je příliš sofistikovaný problém na to, aby ho obyčejný člověk úspěšně zvládl. Bez inženýrského titulu z elektrotechnické fakulty údajně nelze pochopit takové věci, jako je separované vyúčtování výroby, přenosu a distribuce, stejně jako nelze učinit racionální volbu z nepřehledné palety nabídek. Jenže spotřebitelé stojí tvář v tvář nepřehledné paletě konkurenčních nabídek dnes a denně při nákupu všech statků, jogurty počínaje a automobily konče. Nezdá se, že by si nedokázali poradit. Ostatně, automobil nebo video mají rozhodně více technických parametrů než elektřina, u které bude pro drtivou většinu domácností rozhodující jediná vlastnost – cena. Rozmanitost přicházející s konkurencí je výhodou, nikoli nepříjemností. Ostatně, když si v samoobsluze vybíráme z několika desítek jogurtů, kdo z nás by se chtěl vrátit do doby před deseti lety, kdy byl k dispozici jeden bílý a jeden ovocný, a žádný z nich nevydržel déle než jeden den?

***Rozmanitost přicházející s konkurencí je výhodou, nikoli nepříjemností***

ka tvrdí, že nákup elektřiny na konkurenčním trhu je příliš sofistikovaný problém na to, aby ho obyčejný člověk úspěšně zvládl. Bez inženýrského titulu z elektrotechnické fakulty údajně nelze pochopit takové věci, jako je separované vyúčtování výroby, přenosu a distribuce, stejně jako nelze učinit racionální volbu z nepřehledné palety nabídek. Jenže spotřebitelé stojí tvář v tvář nepřehledné paletě konkurenčních nabídek dnes a denně při nákupu všech statků, jogurty počínaje a automobily konče. Nezdá se, že by si nedokázali poradit. Ostatně, automobil nebo video mají rozhodně více technických parametrů než elektřina, u které bude pro drtivou většinu domácností rozhodující jediná vlastnost – cena. Rozmanitost přicházející s konkurencí je výhodou, nikoli nepříjemností. Ostatně, když si v samoobsluze vybíráme z několika desítek jogurtů, kdo z nás by se chtěl vrátit do doby před deseti lety, kdy byl k dispozici jeden bílý a jeden ovocný, a žádný z nich nevydržel déle než jeden den?

ka tvrdí, že nákup elektřiny na konkurenčním trhu je příliš sofistikovaný problém na to, aby ho obyčejný člověk úspěšně zvládl. Bez inženýrského titulu z elektrotechnické fakulty údajně nelze pochopit takové věci, jako je separované vyúčtování výroby, přenosu a distribuce, stejně jako nelze učinit racionální volbu z nepřehledné palety nabídek. Jenže spotřebitelé stojí tvář v tvář nepřehledné paletě konkurenčních nabídek dnes a denně při nákupu všech statků, jogurty počínaje a automobily konče. Nezdá se, že by si nedokázali poradit. Ostatně, automobil nebo video mají rozhodně více technických parametrů než elektřina, u které bude pro drtivou většinu domácností rozhodující jediná vlastnost – cena. Rozmanitost přicházející s konkurencí je výhodou, nikoli nepříjemností. Ostatně, když si v samoobsluze vybíráme z několika desítek jogurtů, kdo z nás by se chtěl vrátit do doby před deseti lety, kdy byl k dispozici jeden bílý a jeden ovocný, a žádný z nich nevydržel déle než jeden den?

Vážnější námitka se týká nároků na měřicí vybavení. Centrální trh (pool), kde se cena mění každou hodinu, vyžaduje, aby každý spotřebitel měl elektroměr schopný odečítat spotřebu každou

<sup>3</sup> Obdobné řešení prezentuje ve své studii i konzultační firma NERA jakožto nástroj na překlenutí přechodného období, během kterého se postupně zvedají ceny pro domácnosti na reálnou úroveň. Viz [Report on Implications for the Czech Republic arising from the EU Electricity and Draft Gas Liberalization Directives](#), Working Paper 2, Assistance to the Czech Ministry of Industry and Trade, October 1997.

hodinu a předávat informaci o ní clearingovému centru k vyúčtování.<sup>4</sup> Toto platí i v případě, kdy spotřebitel kupuje elektřinu od obchodníka za pevnou cenu, neboť spotřeba je náhodná veličina a obchodník dostává odchylky od předpokládané spotřeby vyúčtovány za poolové ceny (viz dodek B). Velkým spotřebitelům tento systém přinese nemalé výhody, neboť náklady na měření jsou zanedbatelné ve srovnání s výdaji na elektřinu. Pro drobné spotřebitele však zůstávají vysoké, i přes neustále klesající ceny moderních měřicích a komunikačních technologií.

Konkurence však může uspokojivě fungovat, aniž by domácnosti musely měnit elektroměry Křižkovy éry s rotujícím kolečkem uprostřed. Obchodník může domácnostem prodávat elektřinu za fixní cenu a odečíst elektroměr jednou ročně – s tím, že ve špičkách bude na této transakci prodávát a ze ztrát se zotaví mimo špičku. Pro potřeby vyúčtování na poolu lze použít aproximace diagramů spotřeby domácností, tzv. load profile, úspěšně využívaný v Norsku nebo Velké Británii. Clearingové centrum bude předpokládat, že všechny domácnosti mají stejný profil spotřeby.<sup>5</sup> Diagramy lze získat buď na základě analýz spotřeby domácností v minulosti, anebo instalací digitálních elektroměrů ve výběrovém vzorku domácností. Pomocí několika set digitálních elektroměrů získá pool a obchodníci s elektřinou dostatek informací nutných pro obsluhu milionů domácností – podobně jako reklamní agentury instalují ve vzorku domácností peplemetry, aby zjistily sledovanost televizních pořadů. Díky zákonu velkých čísel (mluvíme o desítkách tisíc domácností pro každého dodavatele) můžeme vyloučit, že by jeden dodavatel systematicky doplácel na druhého. Aproximace se týká pouze vztahu dodavatele a clearingového centra – domácnosti dostanou svůj účet vypočítaný podle pevné ceny a celkové spotřeby. Domácnosti s vysokou spotřebou nebo netradičním průběhem diagramu zřejmě shledají instalaci digitálních elektroměrů výhodnou.

***Domácnosti si mohou vybrat dodavatele, aniž by musely instalovat drahé digitální elektroměry***

## 5.2. Jediný kupující nebo TPA?<sup>6</sup>

Mezi možnostmi nabízenými směrnicí Evropské unie zcela jednoznačně preferujeme model přístupu třetích stran k sítím (TPA).

Alternativní model jediného kupujícího (SB) považujeme za velmi problematický. Největší slabinou SB je jeho nezodpovědnost. Cenu, za kterou vykupuje elektřinu od výrobců, automaticky přesouvá na spotřebitele. Je mu proto úplně jedno, zda nakupuje za 1100 nebo 1200 Kč za MWh. Spotřebitelé na tuto nezodpovědnost mohou doplatit stejně, jako doplácí na regulovaný monopol. Nezodpovědnost v kombinaci s privilegovaným postavením dává příležitost ke korupci, protože výrobci mohou uplácat SB, aby s nimi uzavřel výhodnější kontrakt. V modelu TPA není ko-ho uplácat – spotřebitelé nakupují pro sebe a z vlastní kapsy.

Samostatným tématem je institucionální postavení jediného kupujícího. V teorii může být shoda, že musí být „nezávislý“, v praxi však lze sotva skutečnou nezávislost zaručit. Jelikož nad jediným kupujícím bude muset existovat státní dohled, jediný kupující se nevyhnutelně zredukuje na státní úřad pro výkup elektřiny. V diskusích zazněly i názory, že funkcí SB by měl být pověřen ČEZ – dopady modelu, kde dominantní výrobce sám od sebe kupuje elektřinu a účet si nechá proplatit od spotřebitelů, necháváme čtenáři ke zvážení.<sup>7</sup>

<sup>4</sup> Moderní elektroměry jsou již digitální. Díky tomu lze výsledek měření snadno převést do počítače a odeslat telefonem nebo přes Internet.

<sup>5</sup> Rozdílné diagramy by musely existovat pro domácnosti s akumulací kamny, přímotopy a bez elektrického vytápění, domácnosti s klimatizací a bez ní, stejně jako pro domácnosti žijící v extrémních klimatických podmínkách.

<sup>6</sup> Detailnější diskusi výhod a nevýhod obou modelů lze nalézt v Libor Dušek, Ekonomická teorie regulace a konkurence v energetických sítích, Politická ekonomie 3/1998.

<sup>7</sup> Směrnicí EU tuto alternativu umožňuje, členská země však musí přijmout opatření, aby jediný kupující provozoval svoji činnost odděleně od výrobních a distribučních činností vertikálně integrované společnosti. O účinnosti „čínských zdí“ mezi manažery uvnitř jedné firmy však máme značné pochybnosti.

Dalším problémem modelu SB je jeho zneužitelnost k nevhodným státním zásahům. Jediný kupující bude mít obrovskou moc nad energetikou – zejména při podepisování dlouhodobých kontraktů s výrobcí. Každá vláda bude vždy v pokušení říkat jedinému kupujícímu, aby preferovat domácí výrobce před zahraničními, uhelné elektrárny před plynovými (s ohledem na hornickou lobby), či cenově diskriminoval mezi spotřebiteli. Podobné zásahy v konečném důsledku budou zdražovat elektřinu. Intervence podobného druhu mohou zmrazit konkurenci na straně výroby.

### ***Jediný kupující – život za cizí peníze***

*Podstatu jediného kupujícího dobře vystihuje citát Milтона Friedmana<sup>8</sup>: „Existují čtyři možné varianty (jak utrácet peníze). Vždy můžete utrácet své peníze nebo cizí peníze a můžete za ně nakupovat pro sebe nebo pro někoho jiného. Jestliže utrácíte své vlastní peníze pro sebe, jste velmi opatrný při rozhodování, co za ně pořídíte. Pracovali jste, peníze jste si sami vydělali a také z nich chcete mít nějaký užitek. Jestliže utrácíte své peníze pro někoho jiného, třeba za dárky k vánocům, ...dáváte si zrovna tak pozor na to, jak jste peníze vydělali, ale už jste méně opatrní, co se týče toho, zač je utratíte. ... Toto rozhodnutí činíte tak, abyste uspokojili sebe, a nikoli nutně toho, pro koho peníze utrácíte. Když ovšem utrácíte cizí peníze pro sebe, jako např. v podobě úhrady cestovních výloh, dáváte si pozor, aby vám to, co kupujete, přeneslo co největší uspokojení, ale je vám jedno, kolik utratíte. Nejhorší ze všeho ovšem je, když utrácíte cizí peníze pro někoho cizího. V tomto případě je vám jedno, jak a kolik utratíte i co získáte.“*

*Nezbývá než dodat, že jediný kupující spadá do té poslední kategorie: Kupuje za cizí peníze pro někoho cizího. Peníze dodají spotřebitelé.*

V postatě jedinou výhodou modelu SB zůstává jeho jednoduchost. Systém je centralizován jak po technické, tak po obchodní stránce, což usnadňuje koordinaci zdrojů v reálném čase. V lecčems má také blíže k dnešnímu monopolnímu systému, proto by jeho vznik zřejmě vyvolal nižší transakční náklady.

Směrnice EU nařizuje existenci oprávněných zákazníků i v modelu SB. Část spotřebitelů tak bude mít možnost jediného kupujícího obejít a vyhnout se nevýhodám s tímto modelem spojeným. Není jistě náhodou, že země, které berou směrnici spíše jako „nutné zlo“ (Francie, Rakousko), chtějí zavést model SB, zatímco země, které to s deregulací myslí skutečně vážně (Německo, Británie, Švédsko), jej odmítají.

Model TPA sice klade větší nároky na koordinaci systému (který je po obchodní stránce naprosto decentralizovaný), nicméně jeho výhody (intenzivnější tržní prostředí, funkční cenový mechanismus, nemožnost přenést na spotřebitele náklady špatných investic, prostor pro tržní inovace) jsou dominantní.

Při implementaci modelu TPA je nutné vyřešit několik dílčích problémů. Prvním je postavení REASů. Pro výrobce a oprávněné zákazníky znamená TPA nejen přístup do přenosové soustavy, ale samozřejmě také do sítí REASů. Směrnice EU dává zemím možnost omezit konkurenční trh pro distribuční společnosti – zatímco při nákupech pro své oprávněné zákazníky jsou distribuční společnosti samy oprávněnými zákazníky ve vztahu k přenosové soustavě, při nákupech pro své zajaté zákazníky nikoli. Domníváme se, že toto omezení by bylo špatné. I zajatí zákazníci mohou profitovat z toho, že jejich distribuční společnost má možnost nakupovat elektřinu na otevřeném trhu. Jestliže přístup na trh znamená nižší ceny pro distributora, znamená v konečném dů-

<sup>8</sup> Milton Friedman v Praze, GRADA 1998, str. 26.



sledku i nižší ceny pro zajaté zákazníky. Všechny subjekty operující na velkoobchodním trhu<sup>9</sup> (RE-ASy, výrobci, obchodníci) by proto měly mít automatický přístup k sítím. Otázka „oprávněných zákazníků“ je tématem pouze pro koncové spotřebitele.

Také je třeba rozhodnout, zda zvolit režim sjednaného nebo otevřeného (regulovaného) přístupu k sítím. Výhodou sjednaného TPA je flexibilita, která umožňuje zohlednit specifika každé transakce, neboť tarif za použití soustavy je stanoven v určitém rozmezí. Jeho nevýhodou je náklonnost ke sporům, neboť uživatelé soustav, jejichž tarif se bude pohybovat v horní hranici povoleného rozpětí, budou mít tendenci vznášet stížnosti na provozovatele soustav. Časová náročnost vyřizování stížností je zdrojem nejistoty a může zmrazit řadu oboustranně výhodných transakcí. U otevřeného TPA tento problém odpadá, neboť všichni platí podle jednotného, předem určeného tarifu. Jeho odvrácenou stránkou je, že nemusí odrážet skutečné náklady na provoz sítí u nestandardních transakcí. Pro potřebu zajistit větší důvěryhodnost provozu soustav a snahu nebrzdit rozvoj trhu soudními spory se vyslovujeme za systém otevřeného TPA.

**Česká republika by měla zvolit přístup třetích stran (TPA) a autorizační postup při zajištění investic**

### 5.3. Nabídkový nebo autorizační postup?

Pokud jde o způsob zajištění nových investic, jsou výhody autorizačního postupu oproti nabídkovému snad ještě silnější než výhody modelu TPA oproti SB. Nejen že autorizační postup je „kompatibilní“ s preferovaným modelem TPA (viz kapitola 2.5.), zatímco nabídkový nikoli. Nabídkový postup obsahuje závažné nedostatky, které mohou vést k chybným investičním rozhodnutím a k oslabení konkurenčního mechanismu.

Ponechme stranou námitky, že organizátor výběrových řízení je podplatitelný nebo že může z politických důvodů preferovat domácí investory před zahraničními. Organizátor není zejména schopen odpovědně rozhodnout, jaký zdroj se má stavět a zda vůbec se má stavět. Nenese důsledky svých rozhodnutí: rozhodne o výstavbě elektrárny, ale neriskuje ztrátu vlastních peněz. V nabídkovém postupu je velmi nepravděpodobné, že investor – vítěz výběrového řízení – ponese ztrátu, když se státem vypsaná investice ukáže jako neefektivní. Vítězství ve výběrovém řízení s sebou vždy ponese přinejmenším implicitní (a obvykle explicitní) garanci rentability projektu. Té lze dosáhnout pouze zaručeným odkupem energie za dostatečně vysokou cenu. Na špatná rozhodnutí ve výběrových řízeních tak doplatí spotřebitelé.

Oproti tomu v autorizačním postupu výstavbu nových elektráren nikdo neorganizuje, investoři sami činí rozhodnutí, zda a jakou elektrárnu postavit podle toho, jaký očekávají vývoj na trhu. Rentabilita projektu je čistě otázkou jejich rozhodnutí. Pokud se ukáže, že investice byla zbytečná, nemají šanci přenést své náklady na spotřebitele.

O nabídkovém řízení se někdy říká, že zaručuje „koordinovanou“ a „vyváženou“ výstavbu nových zdrojů, zatímco autorizační postup povede k „chaotické výstavbě“, kdy období nadbytku kapacit se budou střídát s obdobími přebytku. S centrálním plánováním má naše země rozsáhlé negativní zkušenosti, a lze pochybovat, že nový centrální plánovač energetických investic bude úspěšnější než bývalí plánovači výroby automobilů či ledniček. Existuje mnoho centrálně řízených a dynamicky se vyvíjejících odvětví, které dnes a denně řeší podobné problémy odhadu budoucího vývoje trhu ve vztahu k velkým investicím. Soukromá firma, investující do nové

<sup>9</sup> Velkoobchodním trhem rozumíme trh, kde subjekty nakupují elektřinu za účelem dalšího prodeje, ať už konečným spotřebitelům nebo dalším zprostředkovatelům. Maloobchodním trh oproti tomu zahrnuje prodej elektřiny koncovým spotřebitelům. Pro rozlišení je přítom zcela irrelevantní, kde byla transakce uzavřena. Například na poolu mohou probíhat jak velkoobchodní transakce (distribuční společnost nakupuje elektřinu pro své zákazníky), tak maloobchodní transakce (průmyslový podnik nakupuje pro svou vlastní potřebu).

elektrárny několik miliard, zkoumá jistě mnohem obezřetněji, zda po její elektřině bude dostačující poptávka.<sup>10</sup>

### 5.4. Vstup do odvětví

Ekonomové dlouho zdůrazňují, že volný vstup do odvětví i výstup z něho jsou klíčovou podmínkou pro to, aby konkurenční mechanismus úspěšně fungoval. Vysoké investiční náklady jsou v energetice poměrně silnou bariérou vstupu. Nemá proto smysl, aby k této „přirozené“ bariéře stát přidával ještě bariéru administrativní. Dnešní energetický zákon a autorizační praxe sice příliš neomezují vstup do výroby,<sup>11</sup> vstup do přenosu a distribuce však činí takřka nemožným. Výstupu z odvětví v případě výroby v zásadě nic nebrání; výstup z odvětví distribuce je naprosto nemožný kvůli povinnosti REASů dodávat elektřinu všem zákazníkům. V cílovém stavu by měl být vstup i výstup maximálně otevřený.

Pokud jde o vstup do výroby (tedy o výstavbu nových elektráren), jsou pro pravidla vstupu autorizačním přístupem určující podmínky, na které lze vázat udělení autorizace. Dle našeho názoru by stát

***Vstup do podnikání  
v energetice by měl být  
maximálně otevřený  
– jak ve výrobě, tak  
v distribuci***

na stavbu elektrárny měl nahlížet stejně jako na jakoukoli jinou stavbu – tj., měl by zkontrolovat pouze splnění obecných bezpečnostních předpisů (stavební zákon, odborná způsobilost odpovědných osob) a ekologických norem (uspokojivý posudek o dopadu stavby na životní prostředí). Do podmínek autorizace by stát neměl vkládat své představy o tom, z čeho, jak, kde a kým se má elektřina vyrábět.<sup>12</sup>

Považujeme za mimořádně důležité, aby kritéria pro udělení autorizace v žádném případě nezohledňovala finanční situaci investora. (Což činí současný energetický zákon.) Zisk nebo bankrot soukromého subjektu není problémem státního úředníka. Pokud se někdo pustí do stavby elektrárny a zjistí, že na ni finančně nemá, v konkursním řízení elektrárnu převezme někdo jiný, kapitálově silnější. Spotřebitelé rozhodně žádnou újmu neutrpí. Finanční kritéria by nežádoucím způsobem omezila vstup na trh pro další podnikatele, a pomohla by pouze existujícím finančně zajištěným gigantům.

I přes známou rétoriku energetických manažerů o „neefektivních duplikacích“ (viz kapitola 1.1.) navrhuje, aby vstup byl otevřen i do odvětví přenosu a zejména distribuce. Distribuční monopol REASů na území bývalých krajů by měl být zrušen, a kdokoli by měl mít možnost postavit vlastní distribuční síť (zejména lokální), elektrickou přípojku či alternativní vedení. Distribuce samozřejmě je přirozeným monopolem a málokdo se odváží budovat alternativní distribuční síť. Přesto bude mít volný vstup do distribuce pozitivní efekty. „Umravní“ existující distributory, kteří nebudou moci účtovat příliš vysoké (byť regulované) poplatky za připojení do sítě, neboť někteří spotřebitelé by mohli zareagovat výstavbou paralelního vedení.<sup>13</sup> Tito spotřebitelé dnes platí tarif zprůměrovaný s náklady celé sítě, ačkoli jejich vhodná poloha vyvolává náklady podstatně nižší. Velmi prospěšná bude konkurence v budování nových přípojek pro stavitele. Nebudou již odkázáni na monopol REASů, ale budou si moci vybrat, kdo postaví a bude provozovat elektric-

<sup>10</sup> Tento problém koneckonců uznává ve svých dokumentech i ČEZ: „Nabídkový postup nevyklučuje riziko nedostatku/přebytku zdrojů (uvízlých investic) tím, že je povinně zveřejněna očekávaná potřeba přírůstku kapacit...“ *Rámcová úvaha o souvislostech otevření trhu s elektřinou v České republice hospodářské soutěži*, ČEZ 1997.

<sup>11</sup> Zde působí jako bariéra vstupu spíše špatný regulační rámec. Elektrárnu sice postavit můžete, ale přenosová soustava vás nemusí připojit nebo od vás elektřinu nemusí odebrat.

<sup>12</sup> Například směrnice EU dovoluje do kritérií zahrnout energetickou účinnost. Proč však bránit například výstavbě uhelných elektráren s účinností pod, řekněme, 35%, i když nové uhelné technologie dosahují účinnosti až 40%. Jestliže se investor rozhodne pro takovou elektrárnu, jistě pro to měl velmi dobrý ekonomický důvod – zřejmě ten, že nižší náklady na palivo a odsíření u elektrárny s účinností 40% nestačí převážit její vysoké investiční náklady. Samozřejmě, elektrárny s nižší účinností mají horší ekologické vlastnosti, tento problém však lze řešit jinak než technologickými standardy (viz kapitola 9).

<sup>13</sup> Toto je zejména případ průmyslových podniků v blízkosti přenosové soustavy, elektrárny, či sousední distribuční sítě.

kou přípojku, v případě větších projektů i lokální síť. Například při výstavbě nové residenční čtvrti není důvod, proč by elektrickou síť musel provozovat REAS, který vlastní síť v okolních obcích. Síť může provozovat nezávislý lokální distributor nebo REAS z jiného regionu. Musí pouze sjednat připojení k přenosové soustavě nebo REASu (podle toho co je blíž) za regulovaný poplatek a vybírat od obyvatel nové čtvrti poplatek za distribuci.

Vůbec největší význam však má volný vstup při posilování kapacity stávajících sítí. Pokud stávající přípojka už nestačí dodávat elektřinu rozvíjející se továrně nebo obci, vzniká při monopolu na přenos a distribuci problém: Zvýšení kapacity (ať už výstavbou paralelního vedení, posílením stávajícího vedení či výstavbou přípojky k jiné rozvodně) nemusí být v ziskovém zájmu vlastníka sítě. Důvodem je skutečnost, že za přenos po přetíženém vedení se platí (přesněji řečeno mělo by se platit) více než za přenos po nevytíženém vedení.<sup>14</sup> Rozšířením kapacity vydá vlastník sítě peníze na investici, ale jeho příjmy klesnou. (Toto je akutní problém ve Velké Británii, kde bylo téměř nemožné přimět National Grid k posilování přenosové kapacity.<sup>15</sup>) Nejelegantnějším řešením tohoto problému je umožnit spotřebitelům, aby do posílení kapacity mohli investovat sami a následně mohli zařízení sami provozovat. Profitovat na tom budou zejména města a podniky, jejichž růst je dnes limitován kapacitou sítí.

***Distribuční společnosti  
by si měly konkurovat  
při budování nových  
elektrických přípojek***

Autorizace na přenos a distribuci by neměly vymezovat hranice území, na kterém smí držitel autorizace provozovat síť, ani udělovat monopolní privilegium na distribuci v určitém území. Povolení ke stavbě jednotlivých vedení by následně mělo být vázáno pouze na splnění bezpečnostních, technických a ekologických předpisů. Volný vstup do distribuce bude mít ještě větší význam v plynárenství, kde urychlí plynifikaci obcí.

Naprostou jednoznačnou je pro nás otázka vstupu do segmentu prodeje a obchodu s elektřinou. Zde není ani přirozený monopol, ani žádné jiné překážky vstupu (k obchodování s elektřinou je třeba kancelář, počítač, telefon a Internet). Vstup do obchodu s elektřinou by měl být vázán pouze na registraci, která bude automaticky opravňovat k přístupu k sítím – za podmínek stanovených tarify pro jejich použití. Pro potřeby obchodování na trhu bude muset i obchodník splňovat řadu kritérií (například kompatibilitu softwaru), toto je však problém ve vztahu obchodníka s organizátorem trhu, nikoli obchodníka se státem.

Zrcadlem vstupu do odvětví je výstup. Možnost bez problémů opustit odvětví je neméně důležitá jako možnost do něj vstoupit. Pokud firma nemůže odejít z trhu, když zjistí, že se na něm už nedají vydělat peníze, má smůlu – vše, co investovala do vstupu na trh (továrny, prodejní síť, školení zaměstnanců) je „utopeno“ a nemůže být využito k ziskovému podnikání v jiném odvětví. Na toto riziko firma zareaguje *ex ante* a nevstoupí na trh vůbec. V energetice je nejdůležitější bariérou výstupu povinnost zásobovat, tedy povinnost dodávat elektřinu všem zákazníkům v oblasti, kde distributor působí.<sup>16</sup> Všude na světě se energetické monopoly ohánějí povinností zásobovat jako sociálním závazkem, ve skutečnosti se z jejich strany jedná o výhodný obchod, který funguje jako bariéra výstupu a odrazuje potenciální konkurenty.<sup>17</sup>

<sup>14</sup> Podobně jako na přetížených parkovištích v centru města se platí více než na poloprázdných parkovištích na okraji. Detailní vysvětlení je podáno v dodatku B.

<sup>15</sup> Viz Sally Hunt and Graham Shuttleworth: *Transmission Pricing in England and Wales*, otištěno v Michael Einhorn: *From Regulation to Competition: New Frontiers in Electricity Markets*, Kluwer 1995.

<sup>16</sup> Pro REASy ji upravuje §9 energetického zákona.

<sup>17</sup> Monopolní distributoři stejně dostanou kompenzaci za dodávky zákazníkům, které by jinak nepřipojili, formou vyšších cen pro ostatní zákazníky.

Povinnost zásobovat ve smyslu prodat elektřinu je naprosto neslučitelná s konkurenčním trhem, a měla by proto být odstraněna. Často se hovoří o jejím nahrazení povinností připojit, tedy povinností REASu zavést přípojku ke každému spotřebiteli. Povinnost připojit je problematická, protože neumožňuje konkurenci ve výstavbě nových přípojek. Proto se domníváme, že při připojování nových spotřebitelů (tj. při nové výstavbě) by povinnost připojit existovat neměla a záleželo by na dohodě spotřebitele s místním REASem či konkurenčním distributorem, zda a za jakých

***Povinnost zásobovat  
nechrání spotřebitele,  
ale monopoly, a měla  
by být zrušena***

podmínek se přípojka vybuduje. Jiná situace je u existujících spotřebitelů – striktní zrušení povinnosti připojit by znamenalo, že REAS má také právo spotřebitele odpojit. O politické průchodnosti tohoto kroku si neděláme iluze; navíc možnost odpojit nemá praktický význam – pokud přípojka už jednou stojí, REASu se vyplatí ji používat. Navrhujeme de facto dvoukolejný systém – na zákazníky připojené

k REASům před „dnem D“ spuštění deregulace by se povinnost připojit vztahovala, zatímco na zákazníky usilující o připojení po „dni D“ už nikoli.

### 5.5. Přenosová soustava a distribuční síť

Otevření přenosové soustavy a distribučních sítí je naprosto nezbytnou podmínkou k vytvoření konkurenčního trhu s elektřinou. Samotné uzákonění přístupu třetích stran však nestačí. Na dobré fungování konkurence má vliv i to, kdo síť vlastní, kdo je provozuje, a jaké má s tím spojená práva a povinnosti.

Provoz přenosové soustavy, a zejména rozhodování o tom, která elektrárna bude zařazena do provozu a která nikoli (ekonomický dispečink daný výsledkem obchodování na poolu) musí být nezávislé na ostatních segmentech trhu, a zejména na výrobě a obchodu. Důvod je zřejmý – jste-li výrobce a máte-li zároveň kontrolu nad řazením elektráren, budete preferovat své vlastní zdroje před konkurenčními, bez ohledu na to, že konkurenční zdroje mohou být levnější. Stejně tak můžete konkurentům účtovat vyšší tarify za použití soustavy, než jaké implicitně účtujete sobě. V našich podmínkách, kdy přenosová soustava, ekonomický a technický dispečink jsou plně pod kontrolou ČEZu, výrobce cca 75% veškeré energie, se jedná o mimořádně závažný problém.

Existuje několik stupňů oddělení výroby od přenosu:<sup>18</sup>

- informační oddělení – vytvoření „čínské zdi“ mezi provozem soustavy a výrobou. Pokud by soustava zůstala uvnitř ČEZu, lidé řídící soustavu by nesměli předávat lidem řídící výrobní zdroje důvěrné informace (například o cenových nabídkách nebo plánech oprav konkurenčních zdrojů).
- účetní oddělení – vedení separovaného účetnictví (jak pro náklady, tak pro výnosy) pro přenosovou soustavu a výrobu. Smyslem je zejména zabránit přesunu nákladů pod položku „přenosová soustava“ se snahou získat vysoké zisky na poplatcích za použití soustavy třetími stranami a dotovat z nich vlastní výrobu. (Tento způsob byl použit například v Kalifornii.)
- organizační oddělení – vytvoření samostatných divizí, případně dceřinných společností pro přenos a výrobu. (V našem případě by se zřejmě jednalo o dceřinnou přenosovou společnost ČEZu). Jedná se o transparentnější formu účetního oddělení, nicméně všechny aktivity zůstávají pod jednou střechou. (Tento systém byl použit například v Massachusetts, New Yorku a New Hampshire.)

<sup>18</sup> Tento výklad vychází z Jiří Zeman: *Konkurenční model české elektroenergetiky: Cílové uspořádání a implementace*, SEVEN 1998.

- vlastnické oddělení – přenosová soustava je zcela samostatný právní subjekt, který není kapitálově propojen s žádným výrobcem. (Řešení tohoto typu najdeme například v Anglii, Švédsku či Polsku.)

Informační, účetní a organizační oddělení mají zásadní nevýhodu – nejsou takzvaně motivačně kompatibilní. Tj., ačkoli pravidla diskriminaci zakazují, provozovatel soustavy vydělá na jejich porušení. Jediný způsob, jak dosáhnout dodržování pravidel v tomto režimu, je důsledná administrativní kontrola a regulace. Vyžaduje nemalé náklady na pracovní síly regulačního úřadu bez záruky úspěchu – lze očekávat, že to bude ČEZ a nikoli regulační úřad, kdo lépe zaplatí mozky, které systému rozumí a dokážou ho obejít. Proto se jednoznačně přimlouváme za vlastnické oddělení.

V tomto bodě je nutno upozornit, že na konkurenčním trhu s elektřinou hraje mnohem důležitější roli to, kdo kontroluje dispečink, provoz soustavy, než kdo vlastní „dráty“. Dispečink rozhoduje o provozu elektráren různých výrobců, čímž ovlivňuje jejich příjmy v řádu milionů. Proto klademe důraz na to, aby zejména ekonomický dispečink (pool) a technický dispečink byly z ČEZu vlastnický vyčleněny. Nicméně jsou dobré důvody, proč i síť by měla být od výroby vlastnický oddělena – fyzikální parametry sítě totiž ovlivňují řazení elektráren i ceny na trhu. Máte-li například elektrárny uprostřed oblasti s nedostatkem kapacity, jejíž propojení se zbytkem soustavy je slabé, vaše elektrárny poběží vždy. Vlastníte-li zároveň síť, máte zájem nechávat propojení slabé, i když efektivním řešením by bylo jeho kapacitu posílit.

***Na konkurenčním trhu je mnohem důležitější, kdo kontroluje dispečink, než kdo vlastní „dráty“. Řízení přenosové soustavy musí být zcela odděleno od výroby***

Ideální je podle nás plné vlastnické oddělení poolu, technického dispečinku i fyzických aktiv přenosové soustavy od ČEZu. Jelikož tyto tři funkce mezi sebou musí neustále komunikovat, považujeme za logické, aby byly integrovány do jedné firmy (označme ji pracovním Českomoravská elektrická soustava – ČMES). Pokud by z nějakého důvodu nebylo možné vyčlenit z ČEZu „dráty“,<sup>19</sup> funkčním kompromisem by bylo vytvoření samostatné společnosti pro pool a technický dispečink, zatímco síť by zůstala ve vlastnictví ČEZu. Přijali bychom tím kalifornské řešení (ISO) – vertikálně integrovaná společnost sice vlastní síť, ale nemá žádnou kontrolu nad jejím provozem. Tu přebírá nezávislá organizace.

Jakou právní formu má mít ČMES a kdo ji má vlastnit? Navrhujeme, aby v cílovém stavu byla ČMES akciovou společností, obchodovatelnou na burze. Zákon ovšem musí omezit strukturu akcionářů. Z předchozího vyplývá, že v ČMES nesmí mít podíl výrobci, obchodníci, nebo jejich spřízněné společnosti.<sup>20</sup> Případná účast distributorů není na škodu, neboť na rozhraní přenos/distribuce není prostor ke konfliktu zájmů jako na rozhraní přenos/výroba. Nicméně pro důvěryhodnost provozu přenosové soustavy bude zřejmě nejlepší, když v ní nebude mít vlastnický podíl žádný ze subjektů působících na energetickém trhu. ČMES se stane objektem převážně portfoliových investic, které budou sledovat dividendový výnos, a nikoli strategických investic, které by byly směřovány k převzetí kontroly nad společností a ke změnám jejího podnikání. Bude se jednat o podnik poskytující na zakázku přenosové a dispečerské služby výrobcům a spotřebitelům energie. Jelikož regulační orgán bude mít nad ČMES tak jako tak dohled, nebude kontrola struktury akcionářů vyžadovat dodatečné náklady na regulaci.

Jsou i jiné možnosti organizačního ukotvení ČMES – například konsorcium REASů dle britského vzoru. (V Británii byly podíly v National Grid rozděleny mezi 12 RECs.) Představa, že regi-

<sup>19</sup> Například pokud by větitelé nesouhlasili se změnou smluvních podmínek půjček, které obsahují klauzuli, že přenosová soustava zůstane ve vlastnictví ČEZu.

<sup>20</sup> Protože v podstatě nelze zamezit tomu, aby výrobce nikdy nevlastnil ani jednu akcii, v praxi bude postačující omezení podílu jednoho výrobce do výše řekněme 5%.

onální distributoři používají nadřazenou síť jako své „společné aktivum“ je naprosto logická, ale v britské praxi se příliš neosvědčila. RECs byly zpočátku velmi podobné firmy, postupem času si však každý z nich vybudoval svou vlastní podnikatelskou strategii a měl jiné představy o řízení přenosové soustavy. Zasedání správní rady National Grid byla nazývána „Dvanáct rozhněvaných mužů“<sup>21</sup>, neboť zástupci RECs se nedokázali téměř na ničem dohodnout. Patová situace se vyřešila tím, že RECs své podíly postupně odprodaly, a z National Grid se stala akciová společnost jako každá jiná. Jelikož mezi REASy jsou již dnes podstatné rozdíly, následování britského příkladu by zřejmě vedlo ke stejnému konci.

Vůbec nejhorší by bylo provozovat ČMES jako sdružení „všech pro všechny“, zahrnující výrobce, distributory, obchodníky a stát. Díky zcela protichůdným zájmům by se členové dokázali shodnout maximálně na datu příštího zasedání. Dosavadní zkušenost s fungováním ÚED je předobrazem podobného uspořádání ČMES.

***V cílovém stavu může být přenosová soustava soukromou akciovou společností obchodovanou na burze***

Poslední možností je ČMES jako akciová společnost ze sta procent vlastněná státem.<sup>22</sup> Jedná se o politicky bezproblémově průchodnou a v praxi (Švédsko, Norsko) vcelku funkční variantu. Jako v každém podniku vlastněném státem je i zde problém neefektivního řízení, ten však je vyvážen nezávislostí

na komerčních zájmech účastníků trhu. Problémem je také zpolitizování rozhodnutí o řízení a investicích soustavy a nebezpečí nevhodných státních zásahů (stejně jako u jediného kupujícího). Proto preferujeme variantu soukromé akciové společnosti, a na státní vlastnictví nahlížíme jako na rozumnou alternativu, která z politických důvodů může fungovat i několik let, než se situace na trhu stabilizuje a rozplynou se obavy z privatizace ČMES.

U distribučních společností nepředpokládáme žádné změny jejich statutu, samozřejmě s výjimkou privatizace (viz kapitola 7.1.). REASy budou provozovat distribuční síť a prodávat elektřinu koncovým spotřebitelům. REASy samozřejmě nesmí zneužívat svého distribučního monopolu k tomu, aby nutily spotřebitele kupovat elektřinu právě od nich. Účinnou ochranu proti této možnosti poskytuje existující zákon o ochraně hospodářské soutěže, konkrétně ustanovení o zneužití dominantního postavení. Pro účinnou regulaci je nutné zajistit účetní oddělení distribuce a prodeje, aby REASy nemohly přelévat část nákladů obchodu s elektřinou do regulovaných poplatků za distribuci. Spojení distribuce a prodeje však nikde ve světě nezpůsobilo závažnější problém. Pokud jde o požadavek účetního oddělení, většina britských RECs sama shledala výhodným provést organizační oddělení distribuce a prodeje do divizí nebo dceřinných společností, a šly tak nad rámec požadavků regulátora.

Dočasným problémem je propojení distribuce s výrobou. REASy dnes vlastní několik menších zdrojů nebo mají ve výrobních společnostech kapitálový podíl (např. ECK Generating). Dokud REASy budou mít zajaté zákazníky, mohly by od vlastních zdrojů vykupovat elektřinu za vysokou cenu a náklady přenést na zajaté zákazníky.<sup>23</sup> V našem cílovém stavu budou všichni zákazníci oprávnění, a tento problém odpadá. V přechodném stadiu, kdy zatím podílu zdrojů REASů na celkové výrobě elektřiny činí pouhých 0.61%<sup>24</sup>, by nucení REASů (tj. společností, kde stát má minoritu) k odprodeji zdrojů bylo příliš hrubým zásahem vzhledem k malé závažnosti problému. Pro potřeby regulace však bude i zde nutné uplatnit zásadu účetního oddělení výroby a distribuce.

<sup>21</sup> Dle amerického filmu, ve kterém si zahrál i Jiří Voskovec.

<sup>22</sup> Preferujeme právní formu akciové společnosti před státním podnikem, zejména kvůli vyhnutí se potřebě zakládat nový státní podnik a následně ho rušit při případné privatizaci.

<sup>23</sup> Tento jev, označovaný self-dealing, byl problémem v prvních letech britského experimentu.

<sup>24</sup> Zdroj: *Finanční analýza odvětví distribuce elektrické energie*, AMI Finance 1998.

Na závěr zbývá vyřešit otázku povinnosti připojit ve vztahu k výrobcům a nezávislým lokálním distributorům. Zatímco u koncových spotřebitelů jsme byli proti povinnosti připojit, zde ji naopak doporučujeme. Důvod je v obou případech stejný – podpora konkurence. Zatímco povinnost připojit *spotřebitele* znemožňuje konkurenci v distribuci, povinnost připojit *výrobce* je nezbytná k tomu, aby se konkurence na straně výroby mohla rozvinout. Povinnost připojit lokálního distributora je nezbytná k tomu, aby konkurence v budování nových přípojek nezůstala jenom na papíře. Při budování distribuční sítě v nové čtvrti má případný nezávislý distributor jedinou možnost, jak svou síť zapojit do systému – přes REAS. Odmítnutím připojit by REASy de facto rozšířily svůj distribuční monopol i na nové spotřebitele. Povinnost připojit by se vztahovala na ČMES i REASy; žádost o připojení může být odmítnuta, pokud v síti již není dostatečná kapacita. Prvním nástrojem řešení tohoto konfliktu je stížnost u regulátora, druhým a dlouhodobě účinnějším je volný vstup do přenosu a distribuce (viz kapitola 5.4.) – zájemce o připojení bude mít možnost sám rozšířit kapacitu například položením dalšího vedení.

***Ceny za výrobu a prodej energie mohou být zcela deregulovány***

### 5.6. Ceny

Zatímco dnes platí spotřebitelé v účtu za elektřinu jednu cenu jednomu subjektu, na konkurenčním trhu budou platit čtyři ceny za různé věci:

- cenu za výrobu energie (v což zahrnujeme i služby přenosové soustavy – rezervní výkon, primární a sekundární regulace atd.)
- cenu za prodej energie (měření, vyúčtování)
- cenu za přenos energie
- cenu za distribuci energie

Pro regulaci cen existuje jednoduché pravidlo: jakmile je v určitém segmentu odstraněn monopol, není důvod regulovat ceny v tomto segmentu. V cílovém stavu, kdy i domácnosti budou mít možnost zvolit si dodavatele energie, ztrácí smysl jakákoli regulace cen za výrobu a prodej. Konkurence ukončí dnešní bezvýsledné diskuse o „nadměrných ziscích“ či „neoprávněných nákladech“ energetických firem.

Po otevření přenosové soustavy (tj. s otevřením velkoobchodního trhu) může být ukončena regulace cen mezi ČEZem a REASy. Po otevření trhu pro velké spotřebitele může být ukončena regulace tarifů pro velké spotřebitele atd. Neznamená to pouze ukončení regulace cen, ale i ostatních podmínek smlouvy – výše záloh, četnost měření, způsob placení, penalizace za nadměrný či nedostatečný odběr, platba za jalovou energii, kvalita energie (podmínky, za kterých může být spotřebitel zčásti či úplně odpojen, a jaké kompenzace mu za to náleží).

Chceme zdůraznit, že regulace cen by byla velmi škodlivá i při existenci dominantního výrobce, jakým je ČEZ. Dominantní postavení ČEZu je závažný problém, nicméně jsou vhodnější způsoby, jak ho řešit (viz kapitola 6.4.). Dále chceme zdůraznit, že právní rámec energetiky by měl chránit trh před pokušením politiků zavádět cenové regulace v nestandardních situacích. Zatímco tržní tvorbu cen mohou všichni politikové přijmout jako správný obecný princip, skutečným testem principu jsou chvíle, kdy na trhu dochází ke změnám nabídky či poptávky – například když při ropném šoku ceny rostou nebo při nadbytku kapacity klesají. V těchto chvílích vzniká politický tlak na státní kontrolu cen, v prvním příkladě vyvolaný sociálními ohledy a v druhém snahou vytáhnout energetické firmy z červených čísel. V kritických situacích je však hladké přizpůsobování cen nové rovnováze ještě důležitější než v „klidných dobách“. Při ropném šoku je růst cen nezbytný k tomu, aby spotřebitelé byli motivováni energií více šetřit, a často zabraňuje i technickému

kolapsu systému. Naopak při přebytku kapacity odrazují nízké zisky od investic do dalších elektráren, když o elektřinu zrovna není na trhu dostatečný zájem.

V přenosu a distribuci zůstává ochrana spotřebitelů před monopolem ČMES a REASů nezbytná. Zdá se, že v brzké budoucnosti dokáží nové technologie (viz níže) ochránit spotřebitele mnohem účinněji než regulátoři, a definitivně pohřbí argument o přirozeném monopolu. V horizontu několika let si však nedovedeme představit, že by mohla proběhnout liberalizace energetiky bez regulace poplatků za přenos a distribuci. Nevyhne se přitom žádnému z typů regulačních selhání popsaných v kapitole 1.2.; nicméně v tomto případě má regulace mnohem menší prostor k páchání škod než v segmentu výroby. Přenos a distribuce představují výrazně menší část cel-

***Právní rámec energetiky by měl chránit trh před pokušením politiků zavádět cenové regulace v „nestandardních“ situacích***

kových nákladů elektřiny (zhruba 30%), navíc při výstavbě nových sítí jsou technické parametry investice většinou dané, zatímco chybné rozhodnutí v otázce, zda postavit uhelnou či jadernou elektrárnu obvykle vede k miliardovým škodám. Regulační metoda je popsána v kapitole 6.3.

Poplatky za distribuci účtované za nové elektrické přípojky však mohou být deregulovány. Jelikož budování nových přípojek bude konkurenční, spotřebitelé si jako svého distributora vyberou toho, který jim nabídne nejnižší poplatek za při-

pojení. Samozřejmě budou muset smluvně ošetřit, aby po připojení distributor nevyužil monopolní pozice a poplatek dodatečně nezvýšil. V případech, kdy se tak stane, by měla být uplatněna příslušná ustanovení zákona o ochraně hospodářské soutěže. I tak nevěříme, že ke zneužívání bude obecně docházet. Distributoři si jsou vědomi toho, že zvýšením poplatků nad slíbenou úroveň by zcela ztratili svůj kredit a už by nikdy nikoho nepřipojili. Týká se to zejména dnešních REASů (které budou soutěžit o připojování spotřebitelů po celém území ČR), pro něž by podobné praktiky znamenaly nejen ztrátu potenciálních zákazníků, ale také zhoršení vztahů s regulačním orgánem, které budou pro zajištění stabilní ziskovosti velmi důležité.

Deregulace poplatků za připojování nových spotřebitelů bude mít několik pozitivních efektů. Především zaručí, že spotřebitelé za nové přípojky nezaplatí více, než je nezbytně nutné. Za druhé odstraní křížové dotace – zatímco regulované poplatky za připojení budou vždy pro někoho vyšší a pro někoho nižší než by měly být, konkurence v nových přípojkách zaručí, že lidé budou platit skutečné náklady na připojení. Za třetí, tržní poplatky pro nové spotřebitele budou velmi cennou informací pro regulátora, který k nim může vztahovat svá rozhodnutí o výši poplatků pro „tradiční“ spotřebitele.

Poplatek za připojení výrobců a nezávislých distributorů do sítí ČMES a REASů bude muset být regulován kvůli povinnosti připojit. Zde bude zřejmě regulace nezbytnou podmínkou konkurence, jakkoli to zní paradoxně.

### ***Regulátor z oceli?***

*Nejenom regulaci, ale i celou „přirozeně monopolní“ ideologii elektroenergetiky můžou radikálním způsobem proměnit nové výrobní technologie. Turbogenerátory na zemní plyn vyvinuté nezávisle na sobě firmami Capstone a Allied Signal v Kalifornii obrazejí trendy ve vývoji elektráren naruby. Namísto tradiční zásady „velké je dobré“ razí zásadu „malé je praktické – a levné“. Turbogenerátory jsou velké asi jako domácí boiler a mají výkon pouhých 30 kW až 50 kW, což stačí k zásobování dílny či činžovního domu. Zákazníci s větší spotřebou si je mohou koupit v balíčku a libovolně je kombinovat. Díky vysoké pružnosti se dají využít ke krytí základního zatížení i špičky. Hlavní výhodou jsou nízké výrobní náklady – pořizovací*



*náklady cca 300 USD na kW, a variabilní náklady 3.5 centů za kWh (při spalování zemního plynu za současnou cenu v USA). Pro srovnání – průměrná cena elektřiny v USA je 6.9 centů za kWh. Na rozdíl od úspor z rozsahu se nízkých nákladů dosahuje jednoduchostí: Celé zařízení má pouze jednu pohyblivou část – turbínu – což značně snižuje poruchovost a náklady na údržbu.*

*Maličké turbogenerátory mohou změnit energetiku stejně jako mobilní telefony změnily telekomunikace. Díky nim už dráty elektrického vedení nebudou představovat jedinou cestu, jak dostat elektřinu do domu. Plynová trubka (nebo plynový zásobník) se stane dokonalou alternativou k elektrickému vedení: Spotřebitel může odebírat elektřinu ze sítě nebo dát do sklepa turbogenerátor a vyrábět elektřinu pro sebe. To bude mít obrovský umravňovací dopad na distributory elektřiny. Budou-li si za přenos a distribuci účtovat příliš mnoho, lidé přejdou k turbínám. Náklady na výrobu elektřiny v turbogenerátorech znamenají strop, nad nějž cena elektřiny s poplatky za přenos a distribuci prostě nemůže stoupnout. Lidé si ani nemusí generátory instalovat – stačí, že představují hrozbu, která může být rychle uskutečněna. Přestože jejich výkon spíše vyhovuje středním spotřebitelům, i domácnosti z nich mohou mít užitek. Činžovní dům může instalovat pár generátorů a být zcela nezávislý na okolní síti, stejně jako kolonie rodinných domků může na místo trafostanice uložit turbogenerátor a navzájem se propojit do lokální sítě nízkého napětí. Přenosová soustava, v níž většina z nás vidí alfu a omegu konkurenční energetiky, se může stát nadbytečným reliktem – stejně jako regulace přenosu a distribuce.*

### 5.7. Liberalizace zahraničního obchodu

Konkurenční trh s elektřinou není jenom o konkurenci mezi ČEZem a ostatními domácími výrobci. I směrnice EU usiluje zejména o odstranění *mezinárodních* překážek pro celoevropský trh s elektřinou. Přenosová soustava v ČR je propojená se soustavami všech sousedních zemí, což otevírá netušené možnosti pro zahraniční obchod s energií – vývoz i dovoz. Vývoz je příležitostí pro naše výrobce, dovoz je velkou nadějí pro naše spotřebitele.

V cílovém stavu počítáme s úplným otevřením českého trhu, a to jak pro dovoz, tak pro vývoz. Otevření českého trhu by přitom nemělo výrazně zahýbat s cenami. Ceny pro koncové spotřebitele v zemích EU jsou sice vysoké (1900 ATS/MWh v Rakousku, 244 DM/MWh v Německu<sup>25</sup>), nicméně velkoobchodní ceny elektřiny ve střední Evropě se pohybují okolo 1000-1200 Kč/MWh, tedy zhruba na stejné úrovni jako předací cena mezi ČEZem a REASy. Mezinárodní cena tak představuje strop, přes nějž by domácí cena neměla jít, a omezuje ČEZ v možné snaze zneužít dominantního postavení.

Dnes už není problém nakoupit elektřinu na jednom konci Evropy a prodat ji na druhém. Geografický rozměr trhu, do kterého Česká republika liberalizací vstoupí, je opravdu velký – zahrnuje celou střední Evropu i s Francií, Švýcarskem, Ukrajinou a Balkánem. Tržní podíl ČEZu na tomto trhu je mizivý. Přes státní hranici ani nemusí protéci příliš mnoho elektřiny k tomu, aby mezinárodní konkurence „zkrotila“ ČEZ. Obchodníci s energií jsou mimořádně schopní ve využívání cenových rozdílů – jakmile by se ČEZ pokusil zvýšit cenu nad okolní průměr, okamžitě nabídnou levnější zahraniční energii a dovozy vytlačí elektrárny ČEZu.

***Otevření mezinárodního obchodu s elektřinou omezí dominantní postavení ČEZu na domácím trhu***

<sup>25</sup> *Energy Prices and Taxes 1996*, International Energy Agency.

Takto ideálně může zahraniční obchod fungovat jen tehdy, má-li propojení naší soustavy se zahraničím dostatečnou kapacitu. To rozhodně není současná situace – celková *využitelná* kapacita vedení z ČR do zahraničí (přenosovou soustavou i sítěmi REASů) je zhruba 1500-2000 MW,<sup>26</sup> tedy pouhých 14-19% špičkového zatížení. To je sice poměrně hodně ve srovnání se zahraničím, nicméně i tak dává ČEZu ve špičkách (kolem 10 000 MW) značnou tržní sílu. Musí proto existovat mechanismus, který umožní posilování kapacity na spojkách do zahraničí. Řešení vidíme ve volném vstupu do přenosu: Ti, kdo z posílení kapacity budou profitovat (obchodníci, zahraniční výrobci, velcí spotřebitelé), musí mít možnost postavit vedení na svůj účet, a ČMES a REASy musí mít povinnost je připojit (při dodržení technických požadavků). Výstavba nového vedení není vždy nejefektivnějším řešením problému – mnohdy je levnější posílit kapacitu stávajícího vedení. I zde by ČMES, na žádost zájemce, měla mít povinnost kapacitu posílit, a zájemce by ČMES uhradil investiční náklady s tím spojené. Získal by tím automaticky i práva k nové kapacitě v tom rozsahu, v jakém na ni přispěl.

Liberalizace zahraničního obchodu s elektřinou je ekonomicky nesmírně výhodná, politicky však vždy citlivá. Nejlépe je to vidět na vývozech: Záměr stavět velkou automobilku s cílem vyvážet 90% produkce se u politiků setkává s nadšením a případně i pomocí ve formě daňových úlev či ochranných cel. Záměr postavit elektrárnu exportující 90% produkce zřejmě narazí na odpor. Dalším problémem je údajná závislost na dovozech. V zájmu zajištění „strategické nezávislosti“ bychom měli údajně provozovat naši energetiku jako izolovaný ostrov. Toto vidění světa pokládáme za chybné. Budování soběstačné energetické základny ze strachu před „zavřením kohoutků“ naprosto degraduje upřímost našeho záměru o skutečné členství v Evropské unii. Základními myšlenkami EU jsou odbourání všech bariér v mezistátním obchodě a politická spolupráce na takové úrovni, že obchodní blokády a podobné formy nepřátelství jsou zcela vyloučeny. Za druhé opakujeme, že otevření mezinárodního trhu neznamena jednostranné toky energie do ČR nebo z ČR, ale zejména vytvoření mezinárodního „hlídacího psa“, který nepustí ceny v ČR nad svou úroveň.

Nejcitlivější otázkou liberalizace zahraničního obchodu je negativní reciprocita. Z čistě teoretického hlediska je negativní reciprocita nesmyslem: pro zemi je vhodnější zcela otevřít svůj trh bez

***Musí existovat mechanismus, který umožní posilování kapacity na spojkách do zahraničí***

ohledu na míru otevření zahraničních trhů. Navíc upozorňujeme, že ji lze snadno zneužít ke zpomalení liberalizačního procesu. Nicméně dva argumenty hovoří i pro negativní reciprocitu. První (a tradiční) argument je „spravedlnostní“, neboť negativní reciprocita vytváří rovné podmínky pro všechny. Druhý (ekonomický) argument je zajímavější. Je-li domácí trh otevřen a v zahraničí působí uzavřený regulovaný monopol, může zahraniční monopol postavit elektrárnu, její kapitálové náklady zahrnout do cen pro své zajaté zákazníky,

a elektřinu vyvážet do otevřené země za cenu pokrývající pouze marginální náklady. Zahraniční distorze by se tak přesouvaly i do ČR.

Politické rozhodnutí o negativní reciprocitě vidíme jako rozhodnutí, čí zájmy chce vláda při deregulaci akcentovat. Je-li kladen důraz na zájmy spotřebitelů, je třeba negativní reciprocitu odmítnout. Je-li kladen důraz na vyváženost zájmů spotřebitelů i výrobců, má negativní reciprocita své místo. Půjde o politický kompromis, patrně nezbytný k tomu, aby myšlenka konkurenčního trhu vůbec mohla být uskutečněna. Rozhodně by na této otázce neměl ztroskotat celý deregulační proces.

<sup>26</sup> Prostým součtem kapacity linek bychom došli k 7000 MW. Nicméně tato kapacita se nedá plně využít pro dovozy, neboť část z ní zabírá transit elektřiny a další část kruhové toky. (Kruhový tok je jev v elektrické síti, kdy část energie neteče z místa výroby do místa spotřeby pouze po přímočarém vedení, ale i po okolních linkách. Například v naší soustavě je charakteristický kruhový tok ze severních Čech přes východní Německo a Polsko na jižní Moravu.) Zdroj: ÚED ČR.

## 6. Regulační orgán

### 6.1. Role regulačního orgánu v energetice

V předchozích kapitolách jsme se věnovali především možnostem rozšíření konkurence v energetice a pozitivním vlivům, které konkurence bude nepochybně mít. Avšak i v ideálním konkurenčním stavu energetiky zůstane určitá role pro státní regulaci. Tato regulace by se však měla, podle našeho názoru, soustředit výhradně na segmenty trhu, které skutečně zůstávají přirozenými monopoly – tedy přenosová soustava, dnes vlastněná společností ČEZ, a distribuční síť REASů. V žádném případě není potřebné ani vhodné regulovat další činnosti, ať už dnes do regulace spadají, či nikoliv.

Regulační úřad by měl v sobě spojovat několik funkcí. Za prvé musí přímo stanovovat výši poplatků za přepravu elektrické energie přenosovou a distribuční soustavou. Ačkoliv jde o technicky poměrně komplikovaný výpočet (je potřeba brát v potaz například zatížení sítě v daném místě, hustotu osídlení, atd.), koncepčně nejde o spornou oblast. Výpočty nákladů za přenos energie přenosovou soustavou má již dnes regulátor k dispozici a rozšíření výpočtů i na distribuční síť nebude vyžadovat principiálně odlišný přístup. Jelikož monopoly mohou poškozovat spotřebitele i v otázce kvality, měla by se regulace přenosu a distribuce zaměřit i na vynucování standardů kvality (například průměrná délka doby, během které by mělo být opravené větrem stržené vedení).

Za druhé, respektovaný regulační úřad musí mít pravomoci v oblasti věcné regulace: zejména musí mít možnost podnikat kroky chránící spotřebitele před zneužitím dominantního postavení ve výrobě (viz níže). Také musí mít možnost kontrolovat a sankcionovat majitele sítí, zda při přístupu k sítím nediskriminují některé uživatele před jinými (zejména před sebou samými).

Nejproblematictější faktorem každého regulačního orgánu je nebezpečí jeho „pohlčení“ regulovanými společnostmi. Z mnoha důvodů dochází u regulačních orgánů k tomu, že se stávají „hláskou troubou“ regulovaného odvětví a přestávají plnit svoji původní roli – tj. ochranu zákazníků.<sup>1</sup> Toto nebezpečí je zvláště silné v české situaci, kdy energetická regulace nemá ve státní správě stabilizované postavení a kdy je princip nezávislého, ale pravomocemi vybaveného regulátora u nás nemá tradici a bývá navíc napadán z hlediska právního pozitivismu. Nicméně již dnes funguje Komise pro cenné papíry, regulační orgán kapitálového trhu, který stojí mimo ministerstva a je vybaven řadou výkonných pravomocí. Nevidíme důvody, které by regulaci energetiky natolik odlišovaly od regulace kapitálového, aby zde princip nezávislého regulátora nemohl být uplatněn.

***Regulační orgán by měl být maximálně izolován od politického procesu***

### 6.2. Institucionální rámec

S ohledem na zkušenosti z evropského prostředí navrhuje, aby nový regulační orgán vznikl jako nezávislý orgán státní právy, vyčleněný mimo stávající ministerstva. Takové uspořádání se osvědčuje jako nejefektivnější i ve stabilizovaných ekonomikách (příkladem může být britský regulační úřad OFFER, regulující elektroenergetiku, či OFGAS, regulující plynárenství). Jeho výhody jsou však ještě výraznější v transformující se ekonomice se stále podstatným podílem státu na vlastnictví energetických firem. Jen důsledné oddělení role regulátora od role vlastníka (správce majetku) může zaručit nezávislost regulačních rozhodnutí státu – regulátora – na zájmech státu – vlastníka.

<sup>1</sup> Diskuse některých z regulačních selhání je i v kapitole 1.2.

Po špatných zkušenostech se zpolitizovanou regulací cen je nutné zajistit maximální izolaci regulátora od politického procesu. Doporučujeme, aby nezávislý regulační orgán nevznikl pouhým odštěpením jedné složky ministerstva průmyslu a obchodu, ale byl vybudován od začátku „na zelené louce“. Alespoň pro první roky činnosti regulačního orgánu se částečně omezí možnost „pohlčení“ regulovanými společnostmi, kterým bude jistou dobu trvat, než naváží „přátelské vztahy“ s novými regulačními úředníky. K nezávislosti regulačního orgánu na ministerstvech i politických strukturách by zjevně prospělo, kdyby byl umístěn mimo Prahu (logicky v Brně, které je již dnes sídlem několika centrálních institucí). Umístění regulačního orgánu mimo hlavní město také zmírní známý problém státních orgánů, tj. neschopnost zaplatit dobré odborníky v konkurenci soukromého sektoru, neboť disproporce mezi platy ve veřejném a soukromém sektoru je v Praze výrazně vyšší než v ostatních městech.

Pozice ředitele regulačního orgánu musí být chráněna před výkyvy politických nálad. Funkční období ředitele by proto mělo být delší než volební období Sněmovny, a jeho jmenování by mělo být v kompetenci Prezidenta nebo Senátu (lze si představit americký systém, kde členy federálních komisí jmenuje Prezident a Senát je dodatečně potvrzuje). Regulátor by měl být obtížně odvolatelný – rozhodně by politické orgány neměly mít možnost odvolat regulátora, pokud se jim ceny budou zdát „příliš vysoké“.

Otázkou také zůstává, zda vytvořit jednoho společného regulátora pro energetiku jako celek, nebo mít oddělené regulátory pro plyn a elektřinu. V obecné rovině platí čím více regulátorů, tím lépe. Konkurence je prospěšná i ve státní správě. Je-li regulátorů více, mají spotřebitelé i politici možnost srovnání: Proč funguje dobře trh s elektřinou a špatně funguje trh s plynem (nebo naopak)? Regulátoři se mohou od sebe učit navzájem a zejména politický tlak nutí toho „horšího“, aby se vyrovnal „lepšímu.“ V České republice (na rozdíl od Británie) by však vznik oddělených regulátorů zřejmě narazil na nedostatek odborníků na ekonomickou regulaci, proto se vznik jediného regulátora zdá být realističtější. Rozhodně však odmítáme myšlenku jednoho regulátora pro všechna síťová odvětví (železnice, telekomunikace, elektřina, voda, teplo, plyn). Pro teplotu doporučujeme, aby pravomoc (nikoli povinnost) regulovat ceny tepla byla přenesena na připravované kraje či přímo na obce, neboť trhy s teplem jsou ve své podstatě lokální a tudíž by měla být lokální i regulace, která dokáže mnohem lépe posoudit místní odlišnosti. Centrální zásobování teplem je ostatně již dnes vystaveno konkurenci plynu a elektřiny (zejména při zásobování nových domů) a v řadě lokalit může být zcela deregulováno. Role „centrálního“ regulátora pro elektroenergetiku a plynárenství by při lokální regulaci teploty spočívala maximálně v poskytování odborné pomoci místním úřadům, pokud o to požádají.

### 6.3. Metodika regulace poplatků za přenos a distribuci

Po ukončení nápravy cenových deformací by metodika regulace poplatků měla být založena na stanovení maximálního tempa růstu poplatků, které bude vázáno na vývoj inflace. Šlo by tedy o regulaci pomocí tzv. cenových „čepiček“, kdy je růst cen určován na několikaleté období podle vzorce  $RPI - X$ .  $RPI$  přitom označuje růst cen spotřebitelských cen a  $X$  je tzv. faktor efektivnosti, kdy regulátor umožňuje růst regulovaných cen pomalejší, než je růst ostatních cen tak, aby byly síťové společnosti nuceny ke zvyšování své efektivnosti. Místo indexu spotřebitelských cen lze také použít index cen průmyslových výrobců, tzv.  $PPI$ . Rozdíly v použití  $RPI$  a  $PPI$  spočívají především z odlišné závislosti těchto ukazatelů na vývoji směnného kursu a na časovém posunu mezi nimi. Z hlediska regulace jde však o otázku druhotnou.

**„Nejméně špatnou“  
metodou regulace  
poplatků za přenos  
a distribuci je britská  
metoda cenových  
„čepiček“**

Klíčovým je naopak stanovování pevného vzorce na období dostatečně dlouhé na to, aby se regulovaným společnostem vyplatilo usilovat o co největší efektivnost. Bude-li faktor  $X$  měněn příliš často (například každoročně), pak tento druh regulace neplní svoji funkci a degeneruje se na každoroční stanovování maximálních cen, se všemi negativními důsledky popsány v kapitole 1.2. Regulované firmy nemají možnost v tak krátkém období dosáhnout větších úspor a navíc se všechny úspory okamžitě projeví v nižším růstu cen pro příští období. Dojde tedy ke klasické situaci, kdy regulovaným firmám příliš nezáleží na tom, kolik peněz utratí.

Druhý extrém, tj. stanovení neměnného faktoru  $X$  na příliš dlouhou dobu (například na 10 let) zvyšuje riziko regulačního omylu, kdy regulátor nastaví růst cen příliš velkoryse nebo naopak příliš restriktivně. V prvním případě regulované firmy budou dosahovat velmi snadno vysokých zisků, v druhém případě bude hrozit jejich finanční nestabilita. Jako optimální se proto jeví tříletý nebo čtyřletý interval stanovování faktoru  $X$ , který je dostatečně dlouhý na to, aby motivoval regulované společnosti, a přitom není natolik dlouhý, aby regulátor riskoval příliš velké výkyvy v hospodaření těchto firem.

#### 6.4. Nástroje proti zneužití dominantního postavení

Dominantní postavení ČEZu na českém trhu nepochybně bude, alespoň v prvních letech, vážným problémem. ČEZ vyrábí celkem 75% elektřiny. Ačkoli jeho skutečný vliv na ceny bude zřejmě menší, než se z tohoto čísla zdá (jeho elektrárny běží zejména v základním pásmu, v elektrárnách určených ke krytí střední pásma a špičky, které jsou rozhodující pro výši ceny na poolu, má tržní podíl menší), britská zkušenost ukazuje dost jasně, že i *dvě* firmy s tržními podíly kolem 30% mohou s cenami hýbat podle svých potřeb. Pokud by ČEZ systematicky zneužíval své dominantní postavení, ochudil by tím nejen spotřebitele o výhody konkurenčního trhu, ale zejména by tím ohrozil politickou přijatelnost celého deregulačního procesu. V dlouhém období není pozice ČEZu problémem: Bude-li účtovat příliš vysoké ceny, přiláká tím konkurenty ke stavbě nových elektráren (jak se stalo ve Velké Británii) a k posilování přenosové kapacity do zahraničí. Nicméně krátké období zabírá v energetice několik let (díky dlouhé době investiční výstavby) a sotva lze uklidňovat spotřebitele, že po několika letech už budou ceny nízké.

***Hrozba nuceného odprodeje elektráren „zkrotí“ ČEZ v pokušení zneužít své dominantní postavení***

Jednou z možností je samozřejmě rozdělení ČEZu v rámci dokončení privatizace, jehož výhody i nevýhody jsou diskutovány v kapitole 7.5. Pokud k němu nedojde, velmi silně se přimlouváme za to, aby k ochraně spotřebitelů *nesměla* být použita regulace cen energie. Regulace by zlikvidovala pružný cenový mechanismus, který je pro efektivní fungování trhu nezbytný. Navíc by měla rozporný efekt na omezení dominantního postavení: Ceny by sice snížila, nicméně by zakonzervovala současnou strukturu, neboť nízké ceny by nelákaly konkurenci k výstavbě nových elektráren. ČEZ by zůstal dominantní firmou a regulace bychom se nikdy nemohli zbavit, neboť by vždy byly vznášeny námitky, že po jejím zrušení ČEZ zneužije své pozice.

Proti dominantnímu postavení jsou překvapivě účinná dobře definovaná pravidla obchodování s elektřinou na poolu (viz dodatek B). Britská zkušenost i teoretický výzkum<sup>2</sup> ukazují, že je podstatný rozdíl mezi situacemi, kdy na pool předkládají cenové nabídky pouze výrobci, a kdy nabídky předkládají jak výrobci, tak spotřebitelé. Pokud cenové nabídky předkládají pouze výrobci (jako tomu po dlouhou dobu bylo v Británii), mají dominantní výrobci dostatek prostoru k ovlivňování cen. Pokud i spotřebitelé mohou předkládat nabídky, za jakou cenu jsou ochotni koupit, doká-

<sup>2</sup> Smith et al.: *Market Power in a Deregulated Electrical Industry: An Experimental Study*, Economic Science Laboratory, University of Arizona 1997.

ží předkládáním nízkých nabídek stlačit cenu dolů. Proto by na budoucí české burze s elektřinou měli obchodovat jak výrobci, tak i kupující.

Jako hlavní nástroj proti dominantnímu postavení by měl sloužit tzv. nucený odprodej elektráren. Regulační orgán by měl být vybaven pravomocí nařídit firmě, která zneužila svého postavení, aby odprodala část svých elektráren. Tento princip regulace jde sice za rámec dnešního pojetí regulace v České republice, je ale podle našeho názoru efektivnějším nástrojem než detailní regulace jednotlivých nákladových položek. Vychází totiž z uznání skutečnosti, že regulátor nebude nikdy schopen dokonale simulovat konkurenční prostředí kontrolou nákladů.

Nucený odprodej byl skutečně využit britským regulátorem v roce 1994, kdy National Power a PowerGen se musely vzdát 7000 MW celkové kapacity.<sup>3</sup> Nucený odprodej však může splnit svůj účel, aniž by byl skutečně použit: Samotná hrozba použití nuceného odprodeje elektráren podstatným způsobem „zkrotí“ chování dominantní firmy. Navíc přispívá ke zvýšení respektu regulačního orgánu, který dostává do rukou velmi účinný nástroj. Je samozřejmé, že institut nuceného odprodeje musí být dobře zakotven v právním rámci státu, aby nemohl být zpochybňován ve vleklých soudních procesech.

---

<sup>3</sup> Po právní stránce se jednalo o pronájem, nikoli prodej elektráren, neboť pronájem byl shledán výhodnějším z daňových důvodů. Co je podstatné, National Power a PowerGen nemají žádnou reálnou kontrolu nad pronajatými elektrárnami.

## 7. Krátkodobé reformní kroky

Proces deregulace energetiky, vedoucí k cílovému stavu, bude bezpochyby trvat několik let. Jeho hlavními pilíři musí být zásadní novela energetického zákona (natolik zásadní, že se bude jednat o zcela nový zákon) a následné vytvoření institucí konkurenčního trhu: poolu a regulačního úřadu. Reforma nemusí trvat zdaleka tak dlouho, jako v průkopnických zemích – řadu technicko-ekonomických problémů již za nás vyřešili jiní a bylo by plýtváním je řešit znovu. Délka reformy závisí zejména na tzv. politické vůli reformu skutečně provést. Bude-li té dostatek, můžeme mít nový zákon i s potřebnými institucemi za dva-tři roky. Bez politické vůle se reforma protáhne do nekonečna a budeme jako dnes poslouchat vysvětlování, proč to či ono nejde.

Hlavní zásada reformního postupu by měla znít: Nepřipravujeme žádné dočasné modely! Na začátku se musíme rozhodnout, k jakému cíli chceme dospět, a pak podnikat pouze kroky, které povedou *přímo* k tomuto cíli. Největší chybou, jakou můžeme udělat, by bylo si například říci, že chceme model TPA, ale z nějakých příčin je dočasně vhodnější „přechodně“ zavést model SB. Nelze provést reformu a následně ji opět reformovat. Společenské instituce mají mimořádnou setrvačnost – vytvoříme-li model SB, energetikům i regulačnímu úřadu bude jistou dobu trvat, než se naučí v něm chodit, a potom už nebudou ochotni přecházet na jiný model. Chceme-li TPA, vytvoříme TPA. Chceme-li SB, vytvoříme SB. U každého „dočasného“ či „přechodného“ systému však hrozí jeho degenerace v trvalý

***Chceme-li konkurenční trh, nezavádějme „přechodný“ model regulace, který okolní svět právě opouští***

Zvláště důležitá je přímá cesta k cíli v otázce regulace cen. Ukázali jsme, že dnešní regulace na základě politické únosnosti je sice katastrofální, ale regulace dle „oprávněných nákladů a přiměřeného zisku“ je jen o něco menším zlem. Pou-

žívaným argumentem proti razantnímu narovnání cen je, že nejprve je třeba dohlédnout na náklady energetiků a na jejich nepřiměřené zisky a podle toho regulovat ceny. To je přesně vytvoření přechodného modelu, kterému se musíme vyhnout. Budeme-li regulovat podle nákladů, energetické firmy si osvojí chytré taktiky, jak vysvětlit regulátorům, že ten či onen náklad je oprávněný, a budou vehementně bojovat proti konkurenčnímu trhu, kde k dosažení zisků budou potřebovat nikoli šikovnou argumentaci, ale nízkou cenu. Úředníci-regulátoři také nebudou velkými podpůrci myšlenky, že by se měl zúžit záběr jejich činnosti. Chceme-li mít v cílovém stavu konkurenční trh s volnými cenami za energii, nezbyvá než dva-tři roky hrát dle dnešních pravidel a pak s otevřením konkurence ceny rovnou uvolnit.

Zatímco nový zákon a vznik institucí konkurenčního trhu je záležitostí několika let, řada reformních opatření směřujících k cílovému stavu může být (a měla by být) provedena okamžitě a nezávisle na detailech budoucího zákona. Tato kapitola je předkládá:

### 7.1. Privatizace REASů

Namísto pláče nad tím, že REASy měly být zprivatizovány už dávno, je třeba se konečně odhodlat k činu a privatizaci dokončit. Stát se tváří, že svým vlastnickým podílem chrání spotřebitele, což je nesmyslný argument. K ochraně spotřebitelů slouží státní regulace cen, jejíž pravidla jsou stejná bez ohledu na to, kdo REASy vlastní. Hodnota státního podílu v REASech navíc postupně eroduje s tím, jak strategií investoři shromažďují stále větší balíky akcií.

Privatizační stop-stav bývá také obhajován argumentem, že nejprve je třeba vytvořit právní a regulační rámec, a pak privatizovat. Opak je pravdou.<sup>1</sup> Vytvoření regulačního rámce není nutnou

<sup>1</sup> Na rozdíl od norské či švédské reformy, kde proběhla deregulace, aniž by klíčové firmy opustily státní ruce. Výchozí podmínky však byly diametrálně odlišné od našich. Zajímavé také je, že konkurenční trh si postupem času sám vynutil privatizaci řady městských distribučních společností.

podmínkou privatizace, ale naopak, privatizace urychlí proces tvorby regulačního rámce. Dnes je hlavním vlastníkem REASů stát, a výkonem vlastnických práv je pověřeno ministerstvo průmyslu a obchodu. To samozřejmě nemá sebemenší zájem tlačit na manažery REASů, aby zpětně lobbovali na MPO s požadavky na vytvoření rozumného podnikatelského prostředí. Státní vlastnictví se tak stává brzdou reformních pokusů. Reální vlastníci REASů nebudou spokojeni s dnešním stavem a budou požadovat vytvoření jasného právního rámce, v němž by mohli normálně podnikat a investovat. Odmítáme zastrašování, že noví vlastníci budou chtít zvýšení cen na západoevropskou úroveň. Určitě budou chtít rozumný výnos z kapitálu – díky nižším provozním nákladům však téhož výnosu dosáhnou při mnohem nižších cenách.

Samotné provedení privatizace považujeme za mnohem důležitější než volbu konkrétní privatizační metody. Vláda svým usnesením z dubna 1998 dala přednost prodeji celého podílu v REASech strategickým partnerům a dokonce již začala pracovat na výběru privatizačních poradců. V privatizačním procesu bychom se však měli vyvarovat těch kupců, kteří by přinesli firemní kulturu nepřátelskou nově vznikajícímu trhu s elektřinou. Jinými slovy, nemá smysl prodávat REASy státním a polostátním energetickým podnikům. Privatizace do rukou, řekněme, EDF není privatizací, ale transferem majetku z rukou české vlády do rukou francouzské vlády. Zahraniční státní podnik

**Privatizace REASů  
urychlí tvorbu právního  
a regulačního rámce  
a měla by být dokončena  
co nejdříve**

trpící přezaměstnaností je sotva schopný vnést do našich firem podnikatelského ducha tolik potřebného k úspěchu v budoucím náročném tržním prostředí. Klíčovým kritériem pro výběr strategického partnera by měla být samozřejmě cena, při shodě (či téměř shodě) cenových nabídek by hlavním kritériem měl být podnikatelský záměr transformace REASů na firmy schopné obstát v evropské konkurenci.

Pokud jde o časový harmonogram, platí čím dříve, tím lépe. Nevidíme důvod, proč odkládat přípravu privatizace. Hledání strategických partnerů nezabere mnoho času – svým zájmem o zbývajících 47% státního podílu se netají zahraniční investoři, kteří již v REASech skupili balíky akcií zaručující blokační minoritu. Nevidíme *objektivní* překážky,<sup>2</sup> které by bránily v doprivatizaci REASů do konce roku 1998.

U REASů je třeba dořešit otázku městských akcií. V první vlně privatizace dostaly města a obce bezplatně do vínku 34% akcií REASů s velmi zvláštním statutem: Mohou je prodávat pouze jiným městům a obcím, nikoli soukromým osobám. Některá města (např. Ostrava) mají zájem být aktivními vlastníky REASů a skupila akcie od ostatních měst. Většina menších obcí však potřebuje peníze na vlastní rozvoj, nikoli akcie. Obecní akcie jsou příliš lákavé pro investory, aby nenašli cestu, jak omezenou převoditelnost obejít: Podepisují s obcemi smlouvy o výkonu vlastnických práv, takže se sice nestávají vlastníky akcií, ale získávají práva ke všem výhodám z nich plynoucím. Omezená převoditelnost akcií však snižuje cenu, za kterou mohou své akcie prodat, a měla by proto být zrušena. Obce, které nehodlají být energetickými podnikateli, se svých akcií mohou zbavit transparentně, bez právních kliček a za výhodnější cenu; obce, které mají ambice kontrolovat energetické společnosti, mohou od ostatních obcí koupit akcie i nadále, za rovných podmínek s ostatními investory.

Na závěr chceme zdůraznit, že k privatizaci REASů by mělo dojít bez *ohledu* na zvolený cílový model. Může tím pádem proběhnout před rozhodnutím o konečném modelu.

### 7.2. Narovnání cen a změna tarifní struktury

Před otevřením trhu konkurenci musí být ceny alespoň zhruba nastaveny na reálnou úroveň. Zreálnit „ceny“ znamená změnit dvě věci:

<sup>2</sup> Subjektivní překážkou je například nedostatek tzv. politické vůle.



- průměrnou výši cen pro domácnosti a podnikatele
- strukturu tarifů

Rychlost nápravy cen pro domácnosti je už několik let beznadějně limitovaná sociálními ohledy. Zvýšení cen pro domácnosti schválené na rok 1998 (24%) je však dobrým znamením: bude-li se i v dalších letech pokračovat stejným tempem, dostaneme se zhruba za tři roky na úroveň cen, které budou přinejmenším „srovnatelné“ s náklady. Nepopulární, bolestivé a vleklé období „de-regulací“ bude za námi. Vzhledem k tomu, že příprava rámce konkurenčního trhu může trvat zhruba stejnou dobu, stačí toto tempo nápravy cen k tomu, aby ani deformované ceny nebránily postupnému otevírání trhu konkurenci. Ideální strategií je samozřejmě okamžité narovnání cen, neboť čím déle zůstávají ceny deformované, tím déle způsobují hospodářské ztráty. Nicméně politický kompromis v této otázce bude zřejmě nevyhnutelný.

***Rozhodování o cenách  
by mělo být co nejdříve  
odpolitizováno***

Každopádně by rozhodování o cenách mělo být co nejdříve odpolitizováno, k čemuž bude třeba nezávislého regulátora stojícího mimo ministerstva (viz kapitola 6.2). Bude-li regulační orgán vytvořen ještě před dokončením nápravy cen (což se může stát, když se tempo nápravy cen zpomalí), bylo by vhodné na něj okamžitě převést pravomoc rozhodovat o cenách. V tomto přechodném stadiu (ještě před otevřením přístupu třetích stran k síťům) by mohl být regulátor omezen například podmínkou, že křížové dotace mají být odstraněny za dva (tři) roky. Tím bychom se vyhnuli sociálně neúnosnému cenovému skoku, ale zároveň by proces narovnání cenových deformací ztratil svůj politický náboj a získal by větší kredibilitu v očích spotřebitelů i investorů.

Struktura tarifů také potřebuje zásadní změnu. Nepředpokládáme, že státní úředníci dokážou objektivně stanovit, zda elektřina v zimě má stát o 10 nebo o 50 procent více než v létě, či jaká má být sazba za noční vytápění akumulacími kamny ve srovnání s přímotopy. To dokážou nejlépe určit ti, kdo do nákladů na výrobu a prodej elektřiny skutečně vidí: manažeři energetických firem. Namísto detailně propracovaných tarifů by ministerstvo financí či budoucí regulační úřad mělo určit pouze průměrnou cenu elektřiny pro jednotlivé skupiny zákazníků (například: 2.10 Kč/kWh pro domácnosti, 2.20 pro podnikatelský malooběr, 1.40 pro odběr z vvn). REASy by si již samy určily, jak v rámci tohoto omezení stanoví fixní a variabilní sazbu, ceny ve špičce a mimo špičku, a tarify pro zákazníky se zvláštními odběrovými charakteristikami (např. veřejné osvětlení).

Každý REAS by musel prokázat, že jím zvolená tarifní struktura nepovede k vyšší průměrné ceně, než je strop určený ministerstvem financí. Prokázal by to tím, že by spočítal příjmy, jakých by dosáhl při *navrhovaných* tarifech, ale při *loňské* výši a rozložení spotřeby. Příjmy by samozřejmě nesměly jít nad strop daný průměrnou cenou. (Jednoduchý příklad: Nechť v roce 1998 měl REAS odběr domácností 2 TWh v zimě a 1 TWh v létě. Pro rok 1999 musí mít průměrnou cenu 2 Kč/kWh. Bude-li účtovat 2 Kč po celý rok, dosáhne příjmu 6 miliard. Konstantní cena ale není efektivní, neboť náklady na výrobu energie jsou mnohem vyšší v zimě než v létě. REAS proto může použít tarif 2.5 Kč v zimě a 1.0 Kč v létě. Dosáhne stejného příjmu –  $2.5 \times 2 + 1.0 \times 1 = 6$  miliard – a účty spotřebitelů se tedy nemění). Shledá-li ministerstvo, že návrh vyhovuje stropu určenému průměrnou cenou, schválí tarif a vydá ho v cenovém věstníku. Pokud zjistí, že tarif by REASu přinesl vyšší než stropovou cenu, vrátí ho k přepracování.

Od zavedení volné tvorby tarifů si slibujeme zejména odstranění těch nejkřiklavějších deformací v dnešních cenách. Mnohé z nich přežívají ještě ze socialistického hospodářství, kdy struktura spotřeby i výroby byla diametrálně odlišná od současnosti. Rozdílné ceny v létě a v zimě konečně zastaví masovou instalaci elektrického vytápění a povedou k ekonomičtějšímu využití

elektráren v letním období. Skončí tak i tolik kritizovaný BP tarif, účtující za přímotopné vytápění velmi nízkou cenu i v době energetických špiček. REASy nepochybně nabídnou mnohem širší škálu tarifů, než jaké dnes nabízí cenový věstník ministerstva financí, takže spotřebitelé si budou moci vybrat ten tarif, který více vyhovuje jejich konkrétním potřebám.

Volné tarify pro spotřebitele by samozřejmě neměly smysl, pokud by stejný režim nebyl zaveden mezi ČEZem a REASy. V roce 1997 byl naštěstí odstraněn nešvar, kdy REASy kupovaly od ČE-

***Optimální strukturu tarifů určí energetické firmy mnohem lépe než státní úředníci***

Zu za konstantní cenu po celý rok, a „předací“ cenu nahradily tarify stanovené ministerstvem financí. Nicméně se domníváme, že smyslem regulace velkoobchodních cen je zajistit, aby ČEZ nezneužil svého dominantního postavení, a ne se starat o detaily tarifní politiky. ČEZ ví nejlépe, jaké jsou marginální náklady na výrobu energie ve špičce zimního dne či v základním zatížení letní noci. Regulovaná by zů-

stala, stejně jako u koncových spotřebitelů, pouze průměrná cena, a ČEZ by si sám určil tarif, podléhající schválení podle kritéria, zda se „vejde“ do průměrné ceny či nikoli. Z tohoto tarifu by REASy odvozovaly tvorbu tarifů pro koncové spotřebitele.

Tento mechanismus by měl ceny alespoň částečně přiblížit k těm, jaké zavládou na neregulovaném konkurenčním trhu, a pro spotřebitele, ČEZ i REASy bude jakýmsi testovacím obdobím, ve kterém budou moci hledat optimální tarifní politiku. Nedělejme si však iluze, že se v tomto období podaří najít ty „správné“ ceny. Ty dokáže najít opravdu jenom konkurenční mechanismus.

### 7.3. Vyčlenění dispečinku a přenosové soustavy

Vyčlenění dispečinku a přenosové soustavy je nejsložitější úkol, neboť vyžaduje změnu v majetku formálně soukromé akciové společnosti ČEZ. Stát však vlastní 67% akcií společnosti. Vycházíme z premisy, že stát je tu od toho, aby vytvářel podmínky pro maximální blahobyt svých občanů. V energetické oblasti dosáhne tohoto cíle tím, že umožní vznik konkurenčního trhu s elektřinou. K naplnění cíle má stát nejen tradiční nástroje – legislativní, výkonnou a soudní moc – ale v dnešní specifické situaci České republiky i jeden netradiční nástroj – majetek. Státní podíl v ČEZu by měl být využit k tomu, aby stát provedl reformu energetiky podle svých představ.

Představenstvo ČEZu (nad jehož složením má stát absolutní kontrolu) by se v našem pojetí role státu mělo stát jakýmsi „restrukturalizačním úřadem“, který přispěje k reformě energetiky tím, že z ČEZu vyčlení přenosovou soustavu a dispečink. Technický postup by měl být následující:

- 1) Představenstvo ČEZu založí dceřinnou akciovou společnost ČMES; ČEZ bude jejím 100% vlastníkem.
- 2) Na tuto společnost převede ČEZ svůj technický dispečink i s personálem, infrastrukturou (komunikační systém) a know-how (plány provozu), a fyzická aktiva přenosové soustavy i s obslužným personálem. Ministerstvo průmyslu a obchodu udělí ČMES autorizaci na rozvod energie a ÚED na ni převede pověření k výkonu dispečinku, které nyní náleží ČEZu.
- 3) Vznikem dceřinné společnosti dojde k transparentnímu oddělení účetnictví mezi výrobou a přenosem. ČMES bude na svoji činnost vydávat náklady, a bude proto potřebovat také vlastní příjmy. V této chvíli, kdy soustava ještě nebude otevřená a konkurenční trh nebude fungovat, připraví ČEZ ve spolupráci s regulátorem rozdělení svých stávajících tarifů na dvě složky – tarif za výrobu pro ČEZ a tarif za přenos pro ČMES. Příjmy přenosové soustavy by měly být k příjmům výroby ve stejném poměru jako náklady.<sup>3</sup>

<sup>3</sup> Neexistuje jednoznačný ekonomický důvod, proč by poměr příjmů měl být stejný jako poměr nákladů, ale jakékoli jiné kritérium by bylo snadno zpochybnitelné pro netransparentnost.

4) Následně může ČEZ přenosovou soustavu prodat. Na straně aktiv ČEZu budou akcie ČMES vystrídány penězi. Celý proces musí být dobře připraven po právní stránce, aby nebyli poškozeni minoritní akcionáři a zabránilo se jejich stížnostem. Otázkou zůstává, komu prodat a za kolik. Jak uvádíme v kapitole 5, v cílovém stavu by ČMES měla být normální soukromou akciovou společností. Bylo by logické, kdyby akcie ČMES byly rozprodány na burze. Cenu by určili sami investoři.<sup>4</sup> Nicméně uznáváme, že stát bude mít zájem alespoň z počátku mít ČMES pod svou vlastnickou kontrolou, zejména pro zajištění důvěryhodnosti vznikajícího trhu. Při prodeji ČMES státu se však velmi obtížně určuje cena – příliš nízká cena by poškodila minoritní akcionáře ČEZu. Jako řešení, které je transparentní a minimálně arbitrární, navrhuje, aby poměr ceny akcií ČMES k účetní hodnotě jejich aktiv byl stejný jako poměr tržní ceny akcií a účetní hodnoty „celého“ ČEZu před vyčleněním dispečinku a soustavy.<sup>5</sup> Bude-li tržní hodnota nižší než účetní, stát by měl za ČMES zaplatit účetní cenu, aby nemohlo vzniknout žádné podezření, že minoritní akcionáři jsou poškozováni.

***Stát by měl využít svůj  
vlastnický podíl v ČEZu  
k tomu, aby provedl  
nezbytnou  
restrukturalizaci odvětví  
a vyčlenil přenosovou  
soustavu a dispečink***

5) Pro stát nemusí být výhodné platit za ČMES penězi a tím *de facto* znárodnovat majetek. Rozumnou alternativou proto je zaplatit za ČMES akciemi ČEZu. Vyčleněním dispečinku a přenosové soustavy stát splní svoji „historickou úlohu“ vlastníka ČEZu a nemusí se obávat poklesu svého vlastnického podílu. ČEZ bude následně povinen prodat vlastní akcie podle §161a-d obchodního zákoníku. Placení akciemi je výhodnější než placení penězi, neboť neklade přímé finanční nároky na stát (reprezentovaný Fondem národního majetku) a zároveň se zprivatizuje část státního podílu v ČEZu.

Vyčlenění dispečinku a přenosové soustavy formou založení dceřinné společnosti a jejího odprodeje je jednoznačně nejčistší cestou k vlastnickému oddělení. Stát jako vlastník může dispečink a přenosovou soustavu vyčlenit i jiným způsobem (například rozdělením ČEZu na dvě nástupnické společnosti) tyto cesty jsou však po právní stránce mnohem náročnější, pomalejší, a dávají prostor pro žaloby minoritních akcionářů, které mohou zcela zvrátit zamýšlený výsledek. Dispečink a přenosovou soustavu lze také vyčlenit na základě zákona, ve veřejném zájmu a za náhradu (logicky by to mohl nařizovat budoucí energetický zákon). Legislativní cesta je však těžkopádná, pomalá, a nevyhnutelně sklouzne do sporů o „spravedlivou“ výši náhrady.

Vyčlenění dispečinku a přenosové soustavy může narazit na úvěrové smlouvy se zahraničními věřiteli, které obsahují klauzule, že po dobu trvání půjčky bude přenosová soustava majetkem ČEZu. Lze očekávat, že zahraniční investoři se nebudou bránit renegociaci úvěrových smluv, pokud zůstanou v platnosti (eventuelně budou dodatečně uděleny) státní záruky za splacení úvěrů. Pokud by se nepodařilo dosáhnout dohody s věřiteli, nezbyvá než vyčlenit pouze dispečink, a jemu předat do rukou řízení soustavy. Fyzická aktiva přenosové soustavy („dráty“) by zůstala ve vlastnictví ČEZu a dispečink by převzal tato aktiva do pronájmu. Tarify za použití přenosové soustav by zůstaly stejné jako v první variantě – většina příjmů dispečinku by však plynula do splátek nájemného, z nichž by ČEZ hradil náklady na údržbu a investice.

<sup>4</sup> V té chvíli by musela existovat alespoň rámcová představa o budoucích pravidlech trhu s elektřinou, regulace, a výši tarifů za použití soustavy, aby investoři mohli realisticky odhadnout tržní hodnotu ČMES.

<sup>5</sup> Poměr „skutečné“ hodnoty přenosové soustavy k hodnotě výrobní části ČEZu je nepochybně jiný než poměr jejich účetních hodnot – zejména díky rozdílným rizikům a výnosům podnikání v obou segmentech. Bohužel nám chybí tržní porovnání, které by pomohlo ten „správný“ poměr najít.

### 7.4. Temelín

Jaderná elektrárna Temelín je problémem, který svou velikostí ovlivňuje téměř všechno, co se v české energetice děje. Liberalizace energetiky je neproveditelná, dokud se „něco“ s Temelínem neudělá.

Jeden důležitý krok k nápravě věcí v Temelíně byl učiněn: Byla změněna metodika zahrnutí investičních nákladů prostavěných v Temelíně do výpočtu předacích cen mezi ČEZem a REASy. Minulá metodika zahrnovala do cen celou účetní hodnotu rozestavěné elektrárny, čímž nemotivovala ČEZu k rychlému dokončení elektrárny a ke kontrole investičních nákladů.<sup>6</sup> Dle nové metodiky bude rozestavěný Temelín vstupovat do kalkulace na základě předem daného plánu, shodného se současným harmonogramem výstavby, maximálně do výše dnes očekávaných nákladů na výstavbu (98.6 miliard). Pokud ČEZ dokončí stavbu levněji, ponechá si zisk, pokud draže, ponechá ztrátu. Oproti minulému stavu se jedná o výrazné zlepšení; máme však obavy, že tato metodika

***Je na čase skoncovat s iluzí, že Temelín se staví „ze vzduchu“. Předací ceny mezi ČEZem a REASy by měly být publikovány ve verzích „s Temelínem“ a „bez Temelína“.***

narazí na problém důvěryhodnosti. Pokud celkové investiční nákladů výrazně překročí limit, bude v rámci zachování finančního zdraví ČEZu stejně nezbytné je do ceny zahrnout v plné výši.

Samotná změna metodiky nestačí. S ní musí jít ruku v ruce i zprůhlednění nákladových toků, aby bylo zřejmé, kdo za Temelín platí a kolik. Je načase skoncovat s iluzí, že Temelín se staví „ze vzduchu“.<sup>7</sup> Při kalkulaci předacích cen mezi ČEZem a REASy musí být proveden výpočet „s Temelínem“ a „bez Temelína“. Výsledky musí být publikovány v cenovém věstníku. Dnes REASy nakupují za cenu „s Temelínem“. Publikací cen „bez Temelína“ se na této skutečnosti nic nezmění,

ale pro veřejnost a zejména pro REASy jistě bude nesmírně zajímavé vědět, kolik si v účtu za elektřinu na Temelín připlácejí. Musíme si uvědomit, že „bez Temelína“ by předací cena byla nižší (odhady se pohybují v intervalu 2.5-6%), a úsporu by bylo možné rozdělit mezi REASy a spotřebitele.

Dále by měl být zprivatizován generální dodavatel stavby, Škoda Praha. Státní podíl ve Škodě Praha není zárukou úspěšného dokončení stavby, nýbrž jejího prodlužování a zdražování. Staveniště Jaderné elektrárny Temelín je skansenem socialistického stavebnictví s tradičními nešvary (špatná organizace, slabé využití pracovních sil). Privatizace Škody Praha do rukou vlastníka, který z ní udělá fungující kapitalistický podnik, ukončí alespoň některé případy plýtvání, ke kterým na staveništi dochází – tedy takové případy, při kterých je poškozována samotná Škoda Praha.

Privatizace nedořeší hlavní příčinu plýtvání, již je nedostatečná motivace samotné Škody Praha, které nehrozí téměř žádné penále za nesplnění zakázky v termínu. ČEZ již nyní vyvíjí úsilí o renegotiaci stávajících smluv a jejich doplnění o penalizační doložky. Nicméně stát jakožto iniciátor výstavby, vlastník ČEZu a garant úvěrů musí převzít aktivnější roli. Vláda není vybavena k tomu, aby sama řídila stavbu, ale měla by být alespoň připravena v případě dalšího protahování stavby vyvodit personální důsledky.

<sup>6</sup> Problém je detailně vyložen v Libor Dušek: *Zaostřeno na... Temelín*, edice Liberálního institutu Zaostřeno na..., říjen 1997. Studie také předkládá alternativní možnosti řešení.

<sup>7</sup> Rozuměno tak, že na Temelín nedoplácejí spotřebitelé. Viz Miroslav Novák: *Temelín nemá žádný vliv na konečné ceny elektřiny*, Zpravodaj ČEZ 12/1998.

**Temelín mimo ČEZ – alternativa lákavá i složitá**

*Ideální, byť zřejmě nereálnou alternativou je vyčlenění Temelína mimo ČEZ do samostatné společnosti plně kontrolované státem. Hlavní výhodou je transparentnost: Skončí spekulace o tom, kolik si spotřebitelé připlácejí na Temelín. Samostatná elektrárna samozřejmě nebude moci financovat výstavbu z cen elektřiny, protože nebude žádnou prodávat. Bude ji muset financovat z vlastního kapitálu či z úvěrů. Temelín už nebude finanční zátěží ČEZu. Stát bude mít jasnou odpovědnost za dokončení stavby, neboť mezi ním a elektrárnou nebude stát formálně soukromá akciová společnost.*

*Jakkoli je tato alternativa ideální v principu, její implementace je plná úskalí. S vyčleněním Temelína nemusí souhlasit zahraniční investoři, a to ani po udělení státních garancí. Financování výstavby se zkomplikuje, neboť vyschne důležitý zdroj – nerozdělený zisk. Jelikož investoři nejsou ochotni financovat tak riskantní projekt ze 100% úvěry, výstavba by se zřejmě neobešla bez několika miliardové injekce z rozpočtu nebo FNM. Největším kamenem úrazu by byla kompenzace ČEZu za vyčlenění elektrárny. Tržní hodnota elektrárny je sice nižší než účetní (63.3 miliardy), ale patrně stále ještě je kladná. V dnešní chvíli, kdy náklady na dokončení elektrárny jsou velkou neznámou, bezpečností rizika nejsou zcela dořešena a existuje i nejistota ohledně budoucích cen elektřiny, je odhad tržní hodnoty elektrárny nesmírně obtížným úkolem. Vyjednávání o ceně někde mezi 0 Kč a 63.3 miliardami Kč by mohlo být nekončící. Cena přitom musí být dostatečně vysoká, aby nepoškozovala minoritní akcionáře. I přes uvedené komplikace se domníváme, že tato varianta by měla být přinejmenším diskutována.*

Doposud jsme brali za dané, že elektrárna by se měla dostavět. To však není zcela samozřejmé. Důvody pro ukončení stavby jsou dvojího druhu: bezpečnostní a ekonomické. Argumenty upozorňující na závažné bezpečnostní nedostatky JETE si netroufáme posoudit.<sup>8</sup> Má však smysl zastavit Temelín z ekonomických důvodů? První pohled naznačuje, že nikoli: S náklady na dokončení odhadovanými dnes na 35.3 miliard Kč<sup>9</sup> (tj. 17 650 Kč/kW) a budoucími variabilními náklady 25 hal./kWh<sup>10</sup> je Temelín stále levnější alternativou než výstavba uhelných či plynových elektráren na zelené louce. Lze však mít vážné pochybnosti, zda náklady na dokončení skutečně činí 35.3 miliard a zda elektrárna může být opravdu spuštěna v roce 2000. Nedávná historie výstavby (Tabulka 7.1) ukazuje, že zatímco každý rok se proinvestuje kolem sedmi až devíti miliard, náklady na dokončení se v podstatě nemění a zůstávají na třiceti miliardách.

TABULKA 7.1.

VÝVOJ DOSTAVBY JADERNÉ ELEKTRÁRNY TEMELÍN (NÁKLADY V MLD. Kč)<sup>11</sup>

Rok	Proinvestováno	Náklady na dokončení	Odhad celkových nákladů	Plánovaný rok spuštění
1984	0	35	35	1992
1990	22,5	29,5	52	1994
1993	25,2	42,8	68	1996
1994	31	38	69	1996
1995	40	34	74	1997
1996	47,4	29,6	77	1998
1997	56	27	83	1999
1998	63,3	35,3	98,6	2000

<sup>8</sup> Radko Pavlovec a Dalibor Stráský: JE Temelín – Zpráva o ekonomické a technické situaci plánované dostavby, Jihočeské matky proti atomovému nebezpečí, listopad 1997.

<sup>9</sup> Internetová stránka ČEZu [www.cez.cz](http://www.cez.cz).

<sup>10</sup> Včetně tvorby fondů na likvidaci odpadu.

<sup>11</sup> Zdroje: Týden 5/98, internetová stránka ČEZu.

Například v roce 1996 byly náklady na dokončení odhadovány na 29.6 mld. Kč. Dnes vidíme, že měly být odhadnuty minimálně na 51.2 mld. (15.9 mld. prostavěných od té doby plus 35.3 mld. potřebných dnes k dokončení). Hluboké podhodnocení investičních nákladů nepochybně ovlivnilo usnesení vlády č. 109/1993 o dostavbě Temelína. Také stojí za povšimnutí, že od roku 1994 se nemění ani doba dostavby – spuštění elektrárny se neustále očekává za dva roky. Není to první jaderná elektrárna na světě, jejíž stavbu potkal podobný osud (viz Box). Má-li tato agónie i nadále pokračovat, je samozřejmě lepší stavbu okamžitě ukončit bez ohledu na prostavěné miliardy. Je lepší jednou provždy odepsat 63.3 miliardy, než investovat další a další miliardy do projektu, který produkovat elektřinu nakonec nemusí.

Nedáváme doporučení „dostavět-nedosavět“, protože konečná volba je o tom, jakou míru rizika jsme ochotni přijmout. Rozhodnutí ukončit stavbu je bez rizika. Budeme mít jistotu, že v elektrárně už nebude utopena ani koruna; budeme mít jistotu, že nedojde k jaderné havárii; budeme mít jistotu, že s „megawatty z Temelína“ nemůžeme počítat při plánování provozu energetického systému; budeme mít jistotu, že eskalující náklady nebudou tlačit na růst cen elektřiny. Také budeme mít jistotu, že ČEZ na straně aktiv odepíše ztrátu ve výši desítek miliard (kromě dokončené stavby ještě zásoby jaderného paliva či již přislíbené platby dodavatelům – ČEZ dnes odhaduje ztrátu v roce zastavení na 69 mld).<sup>12</sup> Ztráta ČEZu by přesáhla i výši jeho základního jmění, byť by byla stále podstatně nižší než jeho vlastní jmění (101 mld Kč). Pokud by věřitelé na změnu finanční situace reagovali požadavkem na rychlé splacení dluhu, znamenalo by to finanční likvidaci ČEZu. (Zde musíme jasně rozlišit mezi finanční a fyzickou likvidací. Finanční bankrot samozřejmě vůbec neznamená, že elektrárny přestanou dodávat elektřinu.) Můžeme potom vést politické debaty, zda ztrátu ponесou akcionáři ČEZu (tedy kromě státu i soukromí investoři), státní pokladna, nebo spotřebitelé elektřiny. Nebude-li v té době ještě fungovat konkurenční trh, rozhodně se přimlouváme za to, aby spotřebitelé ztrátu z Temelína nenesli.<sup>13</sup>

Rozhodnutí pokračovat s Temelínem je výrazem ochoty hrát riskantní hru, na jejímž konci mohou být další desítky miliard utopené ve špatné investici (stranded costs) stejně jako elektrárna,

### **Temelín à la USA?**

*Velmi poučnou paralelu k Temelínu představuje historie několika jaderných elektráren ve Spojených státech. Asi nejznámějším případem je elektrárna Seabrook v New Hampshire, stavěná v osmdesátých letech společností PS&G. Původně odhadované náklady na výstavbu dvou bloků po 1,150 MW byly 1 miliarda USD. Nicméně v průběhu výstavby došlo ke komplikacím a eskalaci investičních nákladů. Firma se snažila elektrárnu dokončit „za každou cenu“, aby její hodnotu mohla zahrnout do regulované ceny (viz kapitola 1.2.). Nakonec byl postaven pouze jeden blok při nákladech 9 miliard USD. Regulační komise státu New Hampshire však dovolila PS&G zahrnout do ceny pouze 50% investičních nákladů, a akcionáři museli „spoklnout“ zbývajících 50%. Jelikož stavba byla financovaná převážně půjčkami, PS&G se finančně zhroutila v roce 1990. Fyzická aktiva byla prodána jiné firmě, dodávky elektřiny nebyly nijak ohroženy, a spotřebitelé na špatnou jadernou investici nedoplátili.*

*Zcela opačně dopadli spotřebitelé na Long Islandu, kde společnost LILCO postavila jadernou elektrárnu Shoreham, která nikdy nebyla uvedena do provozu. Investiční náklady (které rovněž značně překročily plán) však jsou v plné výši zakalkulovány do regulované ceny. Díky tomu spotřebitelé na Long Islandu kupují elektřinu za nejvyšší cenu ve Spojených státech (151 USD/MWh, zatímco národní průměr je 69 USD/MWh). Poptávka, kterou původně měl pokrýt Shoreham, musí být pokryta z jiných zdrojů, takže spotřebitelé vlastně splácejí dvě elektrárny.*

<sup>12</sup> Zdroj: Internetová stránka ČEZu.

<sup>13</sup> Bude-li již fungovat konkurenční trh, spotřebitelé ztrátu neponесou, neboť ČEZ nebude mít šanci promítnout Temelín do cen.

kteřá výrazně sníží marginální náklady na výrobu elektřiny a zlepší vzduch v severních Čechách. Optimistická varianta se ovšem může naplnit až po změnách v řízení stavby a v motivaci dodavatelů.

### 7.5. Privatizace ČEZu

Vyčleněním dispečinku a přenosové soustavy a vyřešením situace okolo Temelína končí „historická úloha“ státu jakožto majoritního vlastníka ČEZu a může se přistoupit k dokončení privatizace. Domníváme se, že existují dvě rozumné metody privatizace, přičemž každá reprezentuje jednu z rozdílných cest, jimiž se naše energetika může ubírat: nazvěme je „českou“ a „evropskou“ cestou.

Nedáváme jednoznačně přednost jedné z nich. „Česká“ cesta je administrativně jednodušší, politicky průchodnější, ale zachovává dominantní postavení ČEZu na domácím trhu. „Evropská“ cesta je administrativně náročnější, zdlouhavější, politicky problematictější, ale je výhodnější pro spotřebitele.

1/ „Česká“ cesta má smysl tehdy, bude-li si vláda přát, aby existovala velká silná česká energetická firma – ČEZ jako „vlajková loď“ naší ekonomiky, která může mít i ambice ne mezinárodní expanzi. Pro podobné přání neexistuje ekonomický argument, nicméně je legitimní. „Česká“ cesta znamená ponechání ČEZu v jeho současné podobě (bez dispečinku a přenosové soustavy, s Temelínem nebo bez něj) a prodej všech akcií státu soukromým investorům.

Způsob prodeje akcií bude záviset zejména na tom, zda proběhne reforma penzijního systému z průběžného na fondový a zda při ní bude státní majetek využit k uhrazení deficitu dnešního systému.<sup>14</sup> Pokud ano, akcie ČEZu musí připadnout budoucím penzistům. Pokud ne, akcie budou prodány jednou z tradičních cest. ČEZ je příliš velký na to, aby byl prodán ve výběrovém řízení jednomu zájemci – nemluvě o tom, že výběrové řízení na firmu tohoto formátu bude nevyhnutelně obviněno z manipulace, korupce a preferování zvláštních zájmů. Velikost a postavení ČEZu přímo vybízí k tomu, aby byl zprivatizován prodejem na londýnské nebo newyorské burze. Tato metoda je transparentní a dává stejnou příležitost všem investorům. Dobře provedená kotace dá pozitivní signál o naší ekonomice a přinese zřejmě větší příjem do FNM než prodej na domácím kapitálovém trhu, kde by transakce svým objemem mohla negativně ovlivnit ceny ostatních emisí.

„Česká“ cesta však je riskantní pro spotřebitele: Zachovává na našem trhu výrazně dominantní firmu, která může zneužít svého postavení. Proto je nezbytné, aby privatizace byla doprovázena přijetím všech nástrojů omezujících dominantní postavení, jak jsou diskutovány v kapitole 6.4. Nicméně účinnost těchto regulačních opatření není nikdy zcela zajištěna.

***Metoda privatizace ČEZu určí cestu, po které se naše energetika bude dále ubírat***

2/ „Evropská“ cesta vychází vstřícné (realistické) vizi evropského trhu s elektřinou jako souboje nadnárodních gigantů, mezi nimiž ČEZ, jakkoli se zdá velký uvnitř České kotliny, nemusí hrát první housle.<sup>15</sup> Namísto snahy mít velkou národní společnost, která bude příliš velká na to, aby doma činila problémy s dominantním postavením, a příliš malá na to, aby mohla uspět v evropském měřítku, nabízíme jiný přístup: Pozvěme sem evropské giganty, aby mezi sebou soutěžili o naše spotřebitele.

<sup>14</sup> Zájemce o tuto problematiku odkazujeme na projekt Liberálního institutu Ondřej Schneider a Tomáš Jelínek: „Reforma penzijního systému v České republice“.

<sup>15</sup> ČEZ je z hlediska instalovaného výkonu na 11. místě mezi západo- a středoevropskými elektrárenskými společnostmi. Zdroj: Rámcová úvaha o souvislostech otevření trhu s elektřinou v České republice hospodářské soutěži, ČEZ, listopad 1997.

„Evropská cesta“ počítá s rozdělením ČEZu na několik elektrárenských společností (čtyři nebo pět) a jejich následný odprodej vybraným investorům z řad renomovaných evropských či světových energetických společností. Po právní stránce by byl postup stejný jako u dispečinku a přenosové soustavy: Založení několika dceřinných společností,<sup>16</sup> převedení elektráren do dceřinných společností, převedení úvěrů na dceřinné společnosti dle účelu a následný odprodej dceřinných společností vybraným zájemcům (hlavním kritériem by měla být cena). *De iure* je celý postup vnitřní záležitostí ČEZu, *de facto* se bude jednat o jeden z největších privatizačních kroků, který bude muset být podroben přímé vládní kontrole. Prodejem elektráren se ČEZ transformuje z energetické firmy na držitele obrovského množství hotovosti, z níž budou přednostně uspokojeni věřitelé, jejichž pohledávky nebyly převedeny na dceřinné společnosti. Následně může být ČEZ jako právnická osoba zrušena a hotovost rozdělena mezi akcionáře. V návaznosti na případnou penzijní reformu by akcie ČEZu v likvidaci měly být rozděleny mezi penzijní fondy.

„Evropská“ cesta přinese mnohé výhody: Na našem trhu bude působit několik firem, které budou vzájemně vystaveny silnému konkurenčnímu tlaku. Po přičtení dovozů a nezávislých výrobců nebude mít žádná firma na trhu podíl větší než 15-20%, což je tržní struktura, o které může většina evropských spotřebitelů jenom snít. Odpadnou starosti se zneužitím dominantního postavení. Zároveň nehrozí nebezpečí, že nové společnosti budou kapitálově slabé a nebudou schopny financovat ekologické a jiné investice.<sup>17</sup> Právě naopak – budou začleněny do struktur energetických gigantů, s jejichž finanční silou se ČEZ nemůže srovnávat. Financování ekologických investic, získání úvěrů na modernizaci či navýšení kapitálu pro ně nebude problém. Koneckonců, Vattenfall, RWE, Enron, či National Power (abychom jmenovali alespoň některé z možných vlastníků našich elektráren) jsou pro investory důvěryhodnějším partnerem než ČEZ, takže kapitálové náklady by měly dokonce klesnout.<sup>18</sup>

Začlenění našich elektráren do struktur těchto firem přinese i jiné výhody – rychlou restrukturalizaci, ale zejména zkušenosti s fungováním konkurenčních trhů ve svých mateřských zemích. Na-

***Máme příležitost pozvat do ČR evropské giganty, aby soutěžili o přízeň našich spotřebitelů, a vytvořit velmi konkurenční trh***

ším manažerům odpadne bolestné (a drahé) hledání správné obchodní, cenové a marketingové strategie. Posílí se tak jejich konkurenceschopnost na evropském trhu.

I přes svůj zdánlivě „likvidační“ charakter může být „evropská“ cesta atraktivní i pro minoritní akcionáře ČEZu. ČEZ v likvidaci bude majitel obrovské hotovosti za prodané elektrárny, jež bude určena k rozdělení mezi akcionáře. Oproti tomu ČEZ v dnešní podobě dividendy ještě nevyplácel a v brzké době zřejmě ani nebude. Díky očekávanému zvýšení

produktivity mohou mít dceřinné společnosti v součtu vyšší tržní hodnotu než dnešní ČEZ. Kritickým bodem „evropské“ cesty jsou věřitelé. Mnozí z nich sotva budou souhlasit s rozdělením ČEZu bez vládních garancí úvěrů převedených na dceřinné společnosti. U úvěrů, které jsou už nyní garantovány<sup>19</sup> by vládní garance samozřejmě zůstala v platnosti. U ostatních úvěrů by vláda s udělením garancí neměla váhat, neboť pravděpodobnost nesplacení úvěrů je malá: Pokud věřitelé byli ochotni poskytnout úvěry bez vládních garancí, zřejmě věděli, že investují do rozum-

<sup>16</sup> Rozdělení elektráren mezi jednotlivé společnosti musí respektovat jisté zásady. Dceřinné společnosti by měly být zhruba stejně velké. Technologicky provázané celky (Přečerpávací elektrárna Dalešice s Jadernou elektrárnou Dukovany, Vltavská kaskáda) by měly zůstat v jedné společnosti. Přečerpávací elektrárna Dlouhé Stráně by měla být oddělena od Vltavské kaskády a Dalešic, aby nedošlo k soustředění špičkových kapacit do jedné firmy, která by získala kontrolu nad cenami. Shluk uhelných elektráren v severních Čechách by měl být rozdělen mezi více firem, aby nevznikl „monopolní ostrov“.

<sup>17</sup> Tento problém se ukázal být negativním důsledkem polského modelu privatizace (viz kapitola 2.4.).

<sup>18</sup> Například rating obligací ČEZu u Moody's je Baa1, zatímco National Power a Eastern Group mají rating A2 (Obdobné ratingy ČEZu, National Power a Eastern Group u Standard and Poor's jsou BBB+, A, a A.) Zdroj: Moody's a Standard and Poor's, výroční zpráva ČEZ za rok 1996.

<sup>19</sup> Celková výše vládních garancí činí dnes cca 12 mld Kč.



ného projektu. „Evropská“ cesta privatizace má řešení i pro případ, že někteří věřitelé budou požadovat okamžité splacení úvěrů. Úvěr nebude převeden na dceřinnou společnost a bude splacen z příjmů z prodeje dceřinné společnosti. Na cenu akcií ČEZu to nemá vliv. Za dceřinnou společnost bez dluhu jsou investoři ochotni zaplatit více – právě o tolik více, kolik činí výše dluhu, který bude muset splatit ČEZ.

Na závěr uvádíme několik scénářů, kterým bychom se měli raději vyhnout. Prvním a vůbec nejhorším je ponechání ČEZu ve státním vlastnictví. Elektrárenské provozy zoufale potřebují restrukturalizaci, která je bez soukromých vlastníků neuskutečnitelná. Druhým je privatizace ČEZu v jeho současné podobě bez přijetí nástrojů zabráňujících zneužití dominantního postavení.<sup>20</sup> Tato cesta sice přinese maximální příjem do pokladny FNM, nicméně cílem privatizace by měl v prvé řadě být efektivní trh s energiemi a až v druhé řadě příjem. Třetím je rozdělení ČEZu na více společností, které však budou prodány více méně nekonkrétním vlastníkům a nikoli velkým energetickým společnostem. Samy o sobě budou kapitálově příliš slabé, bez perspektivy mezinárodního uplatnění, a vlastníci nebudou mít know-how potřebný k restrukturalizaci. Čtvrtým je částečná privatizace, kdy by byla odprodána pouze část ČEZu nebo jeho dceřinných společností. Neměli bychom opakovat chybu s REASy, kde minoritní státní podíl je zdrojem nejistoty pro zahraniční investory a brzdí rozvoj společností.

---

<sup>20</sup> Stejný problém by přineslo rozdělení ČEZu pouze na dvě společnosti. Opakovala by se britská zkušenost se dvěma dominantními výrobci.

### 8. Dlouhodobé reformní kroky

Na dlouhodobých reformních krocích by se nemělo začít pracovat po provedení kroků popsanych v předchozí kapitole. Jejich dlouhodobý charakter nevyplývá z malé aktuálnosti, ale pouze z času nutného k jejich přípravě. Nejdůležitějším z těchto kroků je přijetí nového energetického zákona. Na jeho přípravě by se mělo začít pracovat okamžitě, aby mohl být schválen co nejdříve. Jeho přijetí není třeba vázat na konkrétní kroky v oblasti privatizace či nápravy cen; přesto považujeme za vhodné, aby byl přijat až po vyčlenění přenosové soustavy a dispečinku.

#### 8.1. Nový energetický zákon

Deregulovaný trh s elektřinou se svou podstatou natolik liší od prostředí, které definuje současný zákon 222/1994 Sb., že namísto pokusů o novelizaci považujeme za nezbytné připravit zcela nový zákon.<sup>1</sup> Ten by měl uzákonit následující pravidla:

- Cílem zákona je vytvořit podmínky pro konkurenční trh s elektřinou, která je prostředkem, jak zajistit zásobování spotřebitelů elektřinou při nejnižších možných, avšak ekonomicky odůvodněných cenách, a vytvořit právní prostředí vyhovující požadavkům Evropské unie.
- Zákon by měl definovat podnikání v elektroenergetice jako podnikání v oddělených segmentech (výroba, přenos, distribuce a obchod) za účelem dosažení zisku. Kritéria pro udělení autorizací by měla být redukována na splnění podmínek odborné způsobilosti a bezpečnosti. U výroby by měla být stanovena velikost, pod kterou podnikatel nepodléhá autorizační povinnosti a vztahují se na něj pouze ustanovení živnostenského zákona. U distribuce a přenosu by zákon měl výslovně uvést, že autorizace nesmí být omezena na určité území. Nově bude třeba zavést autorizaci na obchod s elektřinou, ta by však neměla být vázána na splnění jakýchkoli podmínek jsoucích nad rámec volné živnosti a měla by automaticky opravňovat k přístupu do sítě. (kap. 5.4.)
- Zákon by měl uložit všem podnikatelům, kteří působí v distribuci nebo přenosu a zároveň v jiném segmentu elektroenergetiky nebo jiném odvětví, vést oddělené účetnictví a poskytovat regulačnímu úřadu informace. (kap. 5.5.)
- V zákoně bude třeba upravit zvláštní status ČMES jakožto entity zodpovědné za ekonomicky efektivní dispečink a stabilitu systému; povinnost ČMES umožnit třetím stranám (držitelům autorizace na výrobu či obchod) přístup do sítě za nediskriminačních podmínek na základě jednotného tarifu (otevřený TPA). V to spadá i omezení podílu výrobců na vlastnictví ČMES. (kap. 5.5.)
- Povinnost distribučních společností umožnit třetím stranám přístup do svých sítí na základě nediskriminačních podmínek. (kap. 5.5.)
- Povinnost distribučních společností ponechat spotřebitele připojené do sítí přede dnem účinnosti i nadále připojené do svých sítí. (kap. 5.4.)
- Povinnost distribučních společností a ČMES připojit, je-li to technicky možné, výrobce a jiné distributory, stejně jako povinnost ČMES na základě žádosti zájemce a za náhradu posílit kapacitu, případně umožnit zájemci, aby posílení kapacity provedl sám. (kap. 5.5.)
- Zákon by měl přehledně definovat institucionální postavení, personální složení a zdroje financování regulačního orgánu. Dále by měl předurčit procedury, na jejichž základě může regulační

***Příprava nového energetického zákona může probíhat zcela nezávisle na privatizaci a vyčlenění přenosové soustavy***

<sup>1</sup> V této kapitole se zabýváme pouze ustanoveními zákona vztahujícím se k trhu s elektřinou. Předpokládáme však, že jeden zákon bude tak jako doposud upravovat i plynárenství a teplárenství.

orgán dospět k rozhodnutí, a možnosti odvolání ze strany dotčených subjektů (podnikatelů v energetice i spotřebitelů). (kap. 6.)

- Zákon by měl pozitivně vymezit pravomoci regulačního orgánu: zplnomocnění vydat podzákoné právní normy, právo stanovit poplatky za přenos a distribuci a právo nařídít odprodej elektráren při zneužití dominantního postavení. Zákon by měl stanovit i obecné principy cenové regulace (např. zákaz křížových dotací). Výslovně by měl regulačnímu úřadu odejmout právo regulovat ceny v segmentu výroby a prodeje. (kap. 5.6., 6.)
- Časový scénář, podle kterého spotřebitelé získají možnost volby dodavatele. (kap. 8.3.)
- Právní vztahy mezi majiteli pozemků a společnostmi provozujícími elektrická vedení (výkup pozemků, kompenzace škod, ochranná pásma, vstup na pozemky).
- Přechodná ustanovení: Povinnost distribučních společností dočasně zásobovat zajaté spotřebitele do doby, než se stanou oprávněnými. Dočasné právo regulačního orgánu stanovit ceny za energii, standardy kvality a podmínky smluv pro tyto spotřebitele. Zrušení ÚED v dnešní podobě.

Některé otázky by naopak energetický zákon explicitně upravovat neměl, protože jsou lépe řešeny na úrovni regulátora nebo samotných účastníků trhu:

- Zákon by měl respektovat zásadu, že co není zakázáno, je povoleno, a neměl by proto obsahovat výčet aktivit, jež autorizované subjektu mohou provádět (například obchodovat na poolu).
- Rozhodnutí o pravidlech přístupu k sítím (a důvodů pro odmítnutí), dispečerském řádu a detailní metodice regulace cen by mělo být ponecháno regulačnímu orgánu.
- V zákoně vůbec nemusí být zmínka o burze s elektřinou, jejíž vznik logicky vyplyne z potřeby ČMES řídit soustavu a z potřeby účastníků trhu obchodovat s přebytky a nedostatky energie (viz dodatek B). Stejně tak pravidla měření a vyúčtování jsou problémem pro ČMES.
- Smluvní podmínky v dodávkách energie by se měly stát předmětem soukromého práva a upravovány pouze v kontraktech mezi dodavatelem a spotřebitelem.

***Energetický zákon by měl rozhodování o způsobech obchodování přenechat samotným účastníkům trhu***

Vidíme, že na rozdíl od současného zákona by takto pojatý zákon liberalizoval vstup do všech segmentů energetiky (například registrace na distribuci není vázána na konkrétní území, čímž se likviduje regionální monopol na distribuci). Oproti tomu by jasně definoval, jaké povinnosti podnikatelé mají (povinnost umožnit vstup do sítě, povinnost připojit), vytvořil by funkční prostředí pro nezávislý dispečink (ČMES jako samostatná společnost namísto ÚED), a konkretizoval postavení a úkoly regulátora. Nevnucoval by lidem „oficiální“ představu o tržní struktuře energetického odvětví.

## 8.2. Vznik institucí konkurenčního trhu

Po schválení energetického zákona musí být vytvořen nový regulační úřad. To zahrnuje jmenování jeho ředitele, vybavení budovou, zařízením a personálem. Chceme položit důraz na pozornost, jaká musí být věnována výběru prvního ředitele regulačního úřadu. Zahraniční zkušenosti naznačují, že osobnost v čele úřadu má naprosto zásadní vliv na to, zda opravdu vznikne konkurenční, ale dobře regulovaný trh, či zda konkurence bude slabá a regulace bezzubá. Silná osobnost je také nezbytnou podmínkou pro to, aby regulátor získal respekt spotřebitelů, energetických

firem a hlavně politiků.<sup>2</sup> V našich podmínkách bude pro úspěch regulátora zřejmě rozhodující jasná vize a odhodlání dotáhnout tvorbu konkurenčního trhu do konce.

Vznikne-li regulační úřad ještě před dokončením procesu nápravy cen, měla by okamžitě na něj být převedena pravomoc stanovovat ceny za energie, aby už skončilo politické rozhodování o cenách. (viz kapitola 7.2.) Regulační úřad musí následně vydat vyhlášky o účetní metodice, pravidlech poskytování informací regulačnímu úřadu, pravidel pro nediskriminační přístup k sítím, metodice regulace cen za přenos a distribuci a metodice dočasné regulace cen za energii. Musí také ve spolupráci s ČMES připravit dispečerský řád.

***Silná osobnost v čele regulačního úřadu bude nezbytnou podmínkou pro to, aby proces tvorby konkurenčního trhu byl dotažen do konce***

dlech poskytování informací regulačnímu úřadu, pravidel pro nediskriminační přístup k sítím, metodice regulace cen za přenos a distribuci a metodice dočasné regulace cen za energii. Musí také ve spolupráci s ČMES připravit dispečerský řád.

Úkolem ČMES v přechodném období bude zejména připravit dispečerský řád a burzu s elektrinou (pool) spolu se souvisejícími algoritmy výpočtu cen, standardy měření, předávání informací a vyúčtování. K diskusi nabízíme otázku, zda

vytvořit pool pouze pro Českou republiku, či zda spolu s polskými, maďarskými a slovenskými vytvořit jednotný pool pro soustavu CENREL. Následně se může přistoupit k otevírání sítí ČMES a REASů pro spotřebitele.

### 8.3. Otevírání trhu

Budou-li dispečink a přenosová soustava vyčleněny z ČEZu, mohou být otevřeny velkoobchodním transakcím<sup>3</sup> v podstatě okamžitě na dobrovolné bázi, i při platnosti dnešního zákona č.222/1994, který přístup třetích stran nezakazuje. Nicméně se bude jednat o přístup případ od případu, bez jednotného regulovaného tarifu. Transakce tohoto typu se patrně obejdou i bez poolu, i když je možné (a žádoucí), že nějaká forma standardizovaného organizovaného trhu vznikne spontánně již v této fázi. Závaznou povinnost umožnit přístup k sítím na bázi otevřeného TPA pak stanoví až nový energetický zákon.

Pokud jde o otevírání trhu pro koncové spotřebitele, nevidíme důvod, proč s ním otálet. Některé země daly možnost volby všem spotřebitelům ze dne na den (Švédsko, Kalifornie). Pochybuje se, že u nás by radikálnímu otevření trhu bránily technické problémy, když jinde se je podařilo odstranit. Nicméně politická průchodnost liberalizace trhu bude zřejmě vyžadovat postupné otevírání. To lze provádět na základě různých kritérií:

- roční spotřeba v kWh
- maximální příkon v kW
- napěťová hladina
- náhodný výběr (např. v prvním roce bude náhodně vylosováno 20% spotřebitelů za všech kategorií, v dalším roce 30% atd.)
- regionální výběr (např. podle okresů – v prvním roce dostanou možnost volby všichni spotřebitelé ve 20 náhodně vybraných okresech)

Přimlouváme se za otevírání podle napěťové hladiny, protože je nejtransparentnější a nedává žádný prostor pro arbitrární rozhodování. Dává možnost volby přednostně těm, kdo jsou na ni nejlépe připraveni po technické stránce. Jako druhou nejlepší alternativu považujeme regionální výběr, neboť v něm možnost volby pronikne i k domácnostem a drobným podnikatelům, což by mělo

<sup>2</sup> Výraznými respektovanými osobnostmi, které daly regulaci svou tvář, jsou mj. Steve Littlechild, britský regulátor elektroenergetiky, Jan Moen, norský regulátor, či Anna Fólnarczyk, bývalá ředitelka polského úřadu pro hospodářskou soutěž.

<sup>3</sup> V této fázi budou velkoobchodními transakcemi zejména nákupy REASů od nezávislých výrobců, dovozy a vývozy a mezinárodní „wheeling“ přes soustavu ČMES (například prodej elektřiny z Polska do Rakouska).

napomoci k politické popularitě deregulovaného trhu. Proces otevírání trhu by se mohl odehrát podle následujícího scénáře:

- 2000 – přenosová soustava (dle zákona, dobrovolně už před tím) a sítě 110 kV
- 2001 – 22 kV
- 2002 – 6 kV
- 2003 – 380/220 V

***Máme příležitost mít za pět let plně konkurenční trh, přístupný všem spotřebitelům***

Ode dneška za pět let se tak dostaneme k situaci, kdy všichni spotřebitelé budou mít možnost zvolit si dodavatele energie a budou se moci těšit ze všech výhod, které z konkurence plynou. Vždy s otevřením trhu pro danou kategorii spotřebitelů skončí pravomoc regulátora stanovit ceny za energii pro tuto kategorii a povinnost REASů tuto kategorii zásobovat. Pokud si spotřebitel zvolí za dodavatele stávající REAS, dá to najevo jednoduše tím, že od něj bude kupovat elektřinu i nadále.

#### 8.4. Privatizace přenosové soustavy

ČMES může být prodána soukromým investorům ihned po svém vyčlenění z ČEZu, nicméně jsou dobré důvody, aby po jistou dobu zůstala ve vlastnictví státu. Státní vlastnictví může pomoci k důvěryhodnosti konkurenčního trhu v jeho počátcích. Může také posloužit jako „bezpečnostní záklópka“ pro případ, kdyby se „něco nepovedlo“. I samotní investoři mohou preferovat koupi akcií ČMES až ve chvíli, kdy jsou jasně daná pravidla chování ČMES, stanoveny ceny za přenos a trh je již alespoň částečně stabilizován.

Z hlediska investorů může být ČMES privatizována ihned po schválení energetického zákona a základních podzákoných norem; z hlediska důvěryhodnosti a stabilizace trhu bude zřejmě vhodné ještě počkat a prodat ČMES přibližně v období 2001-2004. Metoda privatizace by měla být stejná jako v případě ČEZu v „české“ variantě (viz kap. 7.5.), tj. vyčlenění akcií pro případnou penzijní reformu nebo jejich prodej portfoliovým investorům. Přenosová soustava je přímo ideálním aktivem pro dlouhodobé penzijní spoření – jedná se o stabilní podnik se stálým regulovaným příjmem.

#### 8.5. Co dál?

Privatizací ČMES bude završen proces liberalizace energetiky, proces, který bude z valné části probíhat pod režii vlády a parlamentu. Mnozí možná budou očekávat, že v té chvíli dostane česká energetika svou „cílovou“, „žádoucí“ či „definitivní“ podobu. Nic nemůže být větší mýlkou. Stát pouze vytvoří právní rámec, v němž se elektřina vyrábí, transportuje, prodává a spotřebovává. Jeho jedinou úlohou pak bude sledovat, zda jsou nové instituce funkční, a odstranit případné nedostatky. Nemá smysl si namlouvat, že vznik zcela nového právního a regulačního rámce energetiky se obejde bez chyb, a že nebude třeba dodatečných změn ve vyhláškách regulátora či přímo v energetickém zákoně. Odstranit chyby bude v mnohém obtížnější než vytvořit zcela nový systém: subjekty, které na chybách vydělají, budou proti změnám tvrdě bojovat.

Skutečně radikální změny v energetice začnou až po liberalizaci, ale jejich aktéry již budou samotní podnikatelé a spotřebitelé. Na rozdíl od změn prvního typu nebudou tématem článků v kolonce „hospodářská politika“, nýbrž „podnikání a management“.

Struktura odvětví se může radikálně změnit. Lze očekávat fúze a akvizice mezi výrobci či distributory, stejně jako štěpení firem do divizí a dceřinných společností. Bude zajímavé sledovat, zda se na trhu vyrojí několik desítek či několik stovek obchodníků. Bude zajímavé sledovat, zda nejlevnější cestou k pokrytí rostoucí spotřeby se ukáží importy, výstavba nových zdrojů či kombinace obojího. Bude zajímavé sledovat, jak se vyvinou tarify a smlouvy mezi spotřebiteli a dodá-

vateli – s jistotou můžeme říci jen to, že budou diametrálně odlišné od těch dnešních a nebudou uniformní pro všechny spotřebitele. Bude zajímavé sledovat, nakolik se stane oblíbeným obchodování na poolu či nakolik se rozšíří různé typy finančních instrumentů soužících k ochraně před kolísáním cen. Velkou neznámou bude reakce spotřebitelů na novou cenovou strukturu. Podnikatelé určitě budou nesmírně vynalézaví ve způsobech, jakými se budou snažit snížit náklady a získat přízeň spotřebitelů. Nechme se příjemně překvapit.

***Vytvoření konkurenčního trhu odstartuje proces dynamických změn ve struktuře energetiky a způsobech podnikání***

## 9. Ekologické a sociální aspekty konkurenčního trhu

### 9.1. Ekologie

Jak již bylo uvedeno v kapitole 4.2., konkurenční trh s elektřinou přinese nesporné ekologické výhody, především tím, že ceny pro všechny spotřebitele budou odrážet skutečné náklady a otevře se prostor k investicím do nových elektráren, které mají vyšší účinnost a jsou tím pádem ekologičtější. Nicméně některé ekologické aspekty konkurenčního trhu jsou subtilnější a vyžadují samostatnou pozornost.

Růst spotřeby. Deregulace cen sice ukončí plýtvání v domácnostech, na druhé straně konkurenční boj bude dlouhodobě tlačit ceny dolů, což bude podporovat růst spotřeby elektřiny. Růst ekonomiky bude tento jev dále posilovat, zejména v sektoru domácností. Ve společnosti může vzniknout konsensus, že rostoucí emise CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> a SO<sub>x</sub> s tím spojené jsou nežádoucí a je třeba je omezit. Toho lze dosáhnout s různými náklady. Především by bylo nerozumné (přestože některé evropské země jdou touto cestou) zavést zvláštní daň z elektřiny. Elektřina samotná není ekologicky škodlivá, škodlivé jsou emise, které vznikají při její výrobě v *některých* zdrojích. Daň z elektřiny dopadá plošně na neodsířené uhelné elektrárny i na „čisté“ moderní plynové turbíny. Namísto spotřeby elektřiny je třeba zdanit či regulovat samotné znečištění. Jinými slovy, problém znečištění je třeba řešit v rámci obecné ekologické politiky, zaměřené na omezení zdrojů znečištění bez ohledu na konečný produkt. Nikdo nevaluje zvláštní ekologickou daň na mýdlo, přestože jeho výroba také není zrovna nejčistší.

***Problém znečištění je třeba řešit v rámci obecné ekologické politiky, a nikoli zvláštními energetickými daněmi***

Alternativní zdroje. V prostředí regulovaných monopolů západní Evropy či severní Ameriky se alternativním zdrojům (větrné elektrárny, fotovoltaické články, spalování biomasy, geotermální energie) dařilo velmi dobře, pokud si uvědomíme, že náklady na výrobu elektřiny v alternativních zdrojích několikanásobně převyšují náklady konvenčních elektráren. Po ropné krizi sedmdesátých let vlády monopolům nařídily, aby provozovaly či vyvíjely drahé alternativní zdroje, a zvýšené náklady „schovaly“ do cen. Ekologičtí aktivisté správně upozorňují na to, že na konkurenčním trhu budou tyto zdroje vytlačeny z provozu.

Alternativní zdroje vyžadují alternativní řešení. Nejelegantnějším je trh se zelenou energií. Spotřebitelé dostanou možností svými penězi rozhodovat o tom, z čeho se elektřina bude vyrábět. Lidé, kteří nechtějí přispívat ke znečišťování ovzduší a skleníkovému efektu, mají svobodnou volbu nekupovat elektřinu z uhlí či plynu a připlatit si za energii z větru, vody či slunce. Uzavřou s dodavatelem (lze očekávat, že na trhu se objeví dodavatelé specializovaní na zelenou energii) smlouvu o dodávkách zelené energie, na jejímž základě dispečink sníží výrobu v konvenčních elektrárnách a nahradí ji alternativním zdrojem. Technicky nic nepřekáží tomu, aby v jednom systému běžely dva oddělené trhy – ostatně tento systém úspěšně funguje například v Holandsku. Vyžaduje pouze vytvoření samostatného měření pro alternativní výrobu i spotřebu a kontrolu dodavatelů, aby nepodváděli (tj. aby neprodali zelenou elektřinu za vyšší cenu, ale její výrobu obstarali v levných konvenčních elektrárnách). Nemáme obavy, že konkurenti z řad konvenčních výrobců se postarají o to, aby byly možné podvody eliminovány.

Výhodou trhu se zelenou energií je, že lidé svými preferencemi sami vyjeví, nakolik alternativní zdroje skutečně chtějí. Nicméně vždy bude existovat tlak na jejich přímou podporu ze strany těch, kdo nevěří ve schopnost trhu řešit ekologické problémy. Chceme stručně upozornit na problémy spojené s podporou alternativních zdrojů, kterými jsou nejen mimořádně vysoké náklady, ale zejména sporné ekologické přínosy. Například větrné elektrárny jsou hlučné a ohrožují ptá-

ky. Sluneční články zabírají velkou plochu a některé jejich typy potřebují ke svému zhotovení více energie, než kolik během provozu vyrobí. Málokdo již dnes pochybuje o tom, že vodní přehrady, ač neemitují skleníkové plyny, představují katastrofu pro říční ekosystém. Vzhledem k slabému výkonu alternativních zdrojů si musíme uvědomit, že při dnešních technologických poznacích nikdy nemohou výrazně přispět k výrobě energie.<sup>1</sup> Vzhledem k jejich nákladům si také musíme uvědomit, že bude-li jejich vládou vynucený podíl na výrobě energie pouhých 5%, zvýší se tím cena energie o cca 15%.<sup>2</sup>

Pokud však vláda přijme program podpory alternativních zdrojů, mělo by být zřejmé, kolik tento program stojí. Nejhorší, co bychom mohli udělat, je kopírovat západní chyby: nařizovat dodavatelům elektřiny, aby určitou část svého obratu kryli z alternativních zdrojů. Zvýšené náklady se přenesou na spotřebitele a nejsou nikde vidět. Jako ekonomicky nejracionálnější preferujeme přímou podporu alternativních zdrojů ze státního rozpočtu, například prostřednictvím dnešní České energetické agentury. O něco horší alternativou je nařídít REASům, aby část elektřiny kupovali z alternativních zdrojů, a náklady si zaúčtovali do vyššího poplatku za připojení. Je naprosto nezbytné, aby příplatek byl na účtu za distribuci separovaně vyznačen, aby spotřebitelé věděli, co alternativní zdroje znamenají pro jejich peněženku. V každém případě by však měl fungovat trh se zelenou energií, který bude jednak poskytovat informace o ceně elektřiny z alternativních zdrojů, a dále umožní těm spotřebitelům, kteří nechtějí odebírat elektřinu ze „špinavých“ zdrojů, aby tak nečinili.

***Nejlepším nástrojem pro podporu alternativních zdrojů je trh se zelenou energií***

DSM – Řízení strany nabídky, běžně označované zkratkou DSM (demand side management), bude mít na konkurenčním trhu úplně jiné postavení než dnes. Úsilí o úspory energie cestou účinnějších spotřebičů či izolací budov nabude komerční, a nikoli politický charakter. Například ve Švédsku

i Anglii dodavatelé energie poskytují svým zákazníkům poradenství v oblasti úspor na komerční bázi. Ostatně i v ČR již existují firmy specializované na snižování spotřeby. Trh, na kterém budou ceny ukazovat skutečné náklady na výrobu a distribuci energie, bude spotřebitele motivovat k tomu, aby elektřinou neplýtvali a odpovědně se rozhodovali při nákupu nových spotřebičů.

Má vláda do rozhodování spotřebitelů zasahovat? Má například poskytovat dotace na výměnu elektrického vytápění na plynové? Ekonomie říká ne, neboť je-li levnější investovat do plynového kotle a mít nižší provozní náklady na spalování plynu než platit vysoké provozní náklady elektrického vytápění, domácnost se pro výměnu rozhodne sama. Dotace vedou k plýtvání penězi na nákup vytápění, jehož celkové náklady (i přes nižší spotřebu primární energie) jsou vyšší než stávající. Nicméně vznikne-li společenský konsensus, že vládou organizovaný program DSM je potřebný, měl by být takový, aby při minimálních nákladech přinesl co nejvyšší efekty.

Neměli bychom kopírovat dnes již opuštěnou praxi západní Evropy a Spojených států, kde programem DSM byly pověřeny samotné elektrárenské monopoly. Toto uspořádání má zjevný nedostatek – elektrárenské monopoly musí investovat do DSM, na základě čehož jsou „odměněny“ nižším prodejem energie a tedy i nižším ziskem. Nepřekvapuje, že programy DSM přinesly velmi slabé výsledky. Vládní úsporné programy je třeba provádět zcela stranou energetických firem. Je nad rámec tohoto textu diskutovat, zda má být prováděn přímo vládní agenturou (např. dnešní Českou energetickou agenturou) či prostřednictvím vybraných soukromých firem pracujících na zakázku vlády. Přimlouváme se opět za transparentnost nákladů – stejně jako u podpory alternativních zdrojů by peníze měly přicházet ze státního rozpočtu (v ideálním případě), nebo ze zvláštní přírážky k poplatku za distribuci, který by byl vyznačený na účtu za elektřinu.

<sup>1</sup> Dobrým pohledem na alternativní zdroje „z druhé strany“ je Robert Bradley: *Renewable Energy – Not Cheap, Not Green*, Cato Institute Policy Analysis No. 280, August 1997.

<sup>2</sup> Za předpokladu, že náklady na výrobu energie v alternativních zdrojích jsou 4krát vyšší než u konvenčních elektráren, což není nerealistický předpoklad.



## 9.2. Sociální ohledy

Obavy ze sociální únosnosti narovnání cen jsou stále jednou z hlavních brzd reformy energetického sektoru. Nicméně dnešní praxe, kdy všechny domácnosti (tedy i ty bohaté) dostávají sociální příspěvek ve formě dotované energie, se dá sotva označit za sociální politiku. Největší část dotace dostávají lidé s nejvyšší spotřebou energie – tedy ti nejbohatší, kteří vytápějí velké domy a mají domácnost nadprůměrně vybavenou spotřebiči. Odstranění dotací, které dnes dostávají miliony lidí ze střední a vyšší vrstvy, je věcí politické odvahy a ekonomové mohou jen upozornovat na zhoubné důsledky prodlužování dnešních cenových deformací. Po narovnání cen však zůstane otázka, zda a jak používat levnou energii jako nástroj sociální politiky pro úzkou vrstvu těch skutečně chudých a potřebných.

Ekonomové již po dlouhou dobu ukazují, že peněžní transfery chudým jsou efektivnější formou pomoci než dotace k cenám vybraného zboží.<sup>3</sup> Proto doporučujeme, aby energetika přestala být nástrojem sociální politiky, tj. aby ceny elektřiny byly určeny pouze konkurenčním mechanismem a poplatky za přenos a distribuci ekonomicky opodstatněným rozhodnutím regulátora. Tržní ceny jsou důležité proto, aby se ani chudé domácnosti neorientovaly na nevhodné zdroje vytápění, jak k tomu docházelo v minulých letech díky masové instalaci přímotopů podpořené dotovanými cenami. V případě, že elektřina bude neúměrně zatěžovat rodinné rozpočty chudých rodin, musí vypomoci sociální dávky ze státního rozpočtu. Ostatně dosavadní průběh nápravy cen sledoval tuto linii – každé zvýšení cen bylo doprovázeno sociálními kompenzacemi, cílenými (a to je velmi důležité) pouze na ty nejchudší.

Nicméně navzdory doporučením akademických ekonomů stále je snad všude na světě energetika využívána jako nástroj sociální politiky, a bohužel nelze vyloučit, že Česká republika se výjimkou nestane. Případný přerozdělovací mechanismus by měl být strukturován tak, aby skutečně pomáhal chudým (a jenom jim), aniž by nad nezbytně nutnou míru zatížil rozpočty ostatních spotřebitelů. Takový mechanismus zejména nesmí zasahovat do ceny energie stanovené konkurenčním trhem. Jakákoli snaha zavést cenovou diskriminaci (neboť sociální politika prováděná přes ceny energie je cenovou diskriminací) nevyhnutelně vyžaduje komplikovaná regulační pravidla. Proto odmítáme life-line tarify<sup>4</sup> či zvláštní tarify pro vybrané spotřebitele. Menší ekonomické škody způsobí přerozdělování prováděné pomocí cenové diskriminace v poplatcích za připojení do distribuční sítě; popis podobného mechanismu však jde nad rámec této studie. Znovu však opakujeme, že optimální by bylo přestat se na energii dívat jako na sociálně citlivé zboží a vyškrtnout ji ze seznamu nástrojů sociální politiky. Koneckonců, argumenty o sociální neúnosnosti reálných cen elektřiny zní poněkud absurdně v situaci, kdy průměrná domácnost zaměstnanců utrací za elektřinu a plyn méně než za alkohol a tabák.<sup>5</sup>

***Argumenty o sociální neúnosnosti narovnání cen působí komicky v situaci, kdy domácnosti utrací za tabák a alkohol více než za elektřinu a plyn***

<sup>3</sup> Viz například Joseph Stiglitz: *Ekonomie veřejného sektoru*, GRADA 1997, str. 414-415.

<sup>4</sup> Life-line tarify účtují velmi nízkou cenu za spotřebu prvních, řekněme 50 kWh v měsíci, a o to vyšší cenu účtují za spotřebu přesahující tento práh. Jsou v rozporu s ekonomickou logikou, neboť za velký odběr se u všech komodit poskytují slevy.

<sup>5</sup> Statistická ročenka České republiky 1997.

## DODATKY

### A. Jak elektroenergetika funguje (technické minimum)

Energetika (přesněji řečeno elektroenergetika) v sobě zahrnuje čtyři funkce, které lze v zásadě oddělit: výrobu, přenos, distribuci, a prodej. Výroba se odehrává v elektrárnách, které přeměňují energii primárního zdroje na energii elektrickou. Podle typu primárního zdroje se elektrárny dělí na následující skupiny:

- Tepelné, ve kterých se spaluje uhlí, plyn nebo nafta. Spalováním se voda ohřívá na páru o teplotě (obvykle) 540°C, která roztáčí turbínu, na jejímž konci je umístěn elektrický generátor. U moderních plynových turbogenerátorů je technologie jednodušší – hořící plyn přímo pohání turbínu, podobně jako v motoru tryskových letadel. V nejmodernějších tzv. paroplynových elektrárnách se oba cykly kombinují – teplo uvolněné spalováním plynu v turbíně se dále využívá k ohřátí páry, která pohání další turbínu.
- Jaderné, ve kterých probíhá štěpení jader uranu, při kterém se uvolňuje teplo. Další cyklus je stejný jako u tepelných elektráren – uvolněné teplo se využívá k ohřevu vody na páru, která pohání turbínu.
- Vodní, ve kterých spád nebo průtok vody roztáčí přímo turbínu. Přitom se rozlišují elektrárny průtokové (na řekách s malým spádem, kde turbínu roztáčí průtok vody v řece), akumulární (údolní přehrad, v nichž se vytváří zásoba vody, kterou lze v potřebnou chvíli spustit vysokým spádem), a přečerpávací (kaskáda dvou přehrad nad sebou, ve kterých lze energii „skladovat“ tím, že voda vyrábí energii spádem z horní nádrže do dolní, a následně se přečerpává zpět do horní nádrže).

Nejdůležitějším údajem o elektrárně je její výkon, tj. kolik energie dokáže vyrobit za jednu hodinu. Výkon se udává ve wattech, častěji však v megawattech (1 MW = 1 milion wattů). Typická uhelná elektrárna se skládá z několika bloků, z nichž každý má výkon 100-200 MW. Například největší uhelný blok v ČR, Elektrárna Mělník 1, má výkon 500 MW, což stačí k napájení pěti milionů kuchyňských žárovek či čtvrt milionu praček. Jaderné elektrárny jsou větší – elektrárna v Dukovanech má výkon 1760 MW a v Temelíně se předpokládá 2000 MW. Mezi plynovými a vodními elektrárnami jsou obrovské rozdíly a dosahují výkonů od několika wattů až po stovky megawattů. Nejvýznamnější vodní elektrárnou v ČR je přečerpávací elektrárna Dlouhé Stráně v Jeseníkách, která poskytuje 650 MW.

Často se také můžeme setkat s pojmy kombinovaná výroba elektřiny a tepla či kogenerace. Označují ty elektrárny, ve kterých se část uvolněné energie využívá také pro napájení systémů ústředního vytápění či k výrobě průmyslové páry. Nejčastěji je u nás nalezneme v městských plynových a uhelných teplárnách o výkonu několika desítek MW a ve velkých hutních a strojírenských podnikách.

Vyrobenou energii je třeba dopravit ke spotřebiteli. Děje se tak prostřednictvím přenosových a distribučních sítí, přičemž silou, která způsobuje tok elektřiny, je napětí (podobně jako tlak způsobuje tok vody). Vedení velmi vysokého napětí (440 a 220 kV) umožňují přepravu elektřiny na velké vzdálenosti při minimálních ztrátách, způsobených odporem. Napříč Českou republikou je položeno přes 5,000 km těchto vedení, která dohromady tvoří tzv. přenosovou nebo též nadřazenou soustavu, kterou vlastní elektrárenská společnost ČEZ. Většina spotřebičů však pracuje při napětí 380 nebo 220 V. Proto je nutno elektřinu transformovat postupně na 110 kV, což je napětí, pod kterým se elektřina rozvádí na střední vzdálenosti, a dále na 22 kV, 6 kV a 380 nebo 220 V.

Spotřebiče také vyžadují jistou frekvenci. Ta udává, kolikrát za sekundu změni střídavý proud svůj směr. V Evropě se jednotně používá frekvence 50 Hz, tedy padesát obrátů za sekundu.<sup>1</sup>

Sítě od 110 kV dolů se nazývají distribučními sítěmi. V České republice jich najdeme celkem osm, každou na území bývalých krajů, a společností, které je vlastní (např. Jihomoravská energetika nebo Východočeská energetika), se nazývají distribuční společnosti. V odborném žargonu jsou označovány zkratkou REAS – regionální energetické akciové společnosti. Přenosové a distribuční sítě jsou považovány za tzv. přirozený monopol (viz kapitola 1.1.).

Elektrická soustava je nesmírně citlivý mechanismus. Elektrinu nelze skladovat – v každém okamžiku se jí proto musí vyrobit přesně tolik, kolik se jí spotřebovává. Činnost všech elektráren musí být zkoordinována, a tuto koordinaci provádí orgán zvaný dispečink. Dispečink má dvojí funkci: ekonomickou a technickou. Úkolem ekonomického dispečinku je minimalizovat provozní náklady soustavy. Jinými slovy se snaží zajistit, aby poptávka po elektřině byla pokryta těmi nejlevnějšími zdroji, které jsou v daném okamžiku k dispozici. V tradičních monopolních společnostech se k tomuto cíli dospívá tzv. metodou nákladové optimalizace, kterou vysvětlíme na jednoduchém příkladu:

TABULKA A.1.  
NÁKLADOVÁ OPTIMALIZACE

Elektrárny	Celkový výkon (MW)	Náklady na palivo (Kč/MWh)
Jaderné	2 000	300
Uhelné	4 000	500
Plynové	1 500	800

Poptávka v průběhu dne kolísá a elektrárny musí být střídavě zapínány a vypínány. Výrobce elektřiny usiluje o to, aby poptávku pokrývaly vždy elektrárny s nejnižšími marginálními náklady (marginální náklady jsou náklady na zvýšení výroby o jednotku – u elektráren jsou to zejména náklady na palivo).<sup>2</sup> V noci, kdy je poptávka nejnižší, poběží pouze jaderné elektrárny; jakmile poptávka ráno překročí 2000 MW, budou postupně zapínány i uhelné elektrárny, a k pokrytí špičkové poptávky (nad 6000 MW) se použijí plynové elektrárny. Nemělo by smysl mít v provozu plynovou elektrárnu, pokud má výrobce k dispozici uhelnou elektrárnu, která elektřinu vyrobí levněji.<sup>3</sup>

Úkolem technického dispečinku je udržet systém v každém okamžiku v rovnováze. Dostane-li se systém do nerovnováhy, dochází v lepším případě ke kolísání frekvence a napětí v síti (což může poškodit citlivější spotřebiče, jako jsou počítače) a v horším případě k výpadkům v dodávkách, kdy spotřebitelé elektřinu vůbec nedostávají. Dispečink musí být připraven na neočekávané události jako jsou výpadky elektráren, nenadálá zvýšení spotřeby či přerušení elektrického vedení. Proti prvním dvěma událostem se lze bránit tzv. primární a sekundární regulací (schopností elektráren během několika sekund či minut zvýšit svůj výkon), udržováním rezervního výkonu (elektrárna běží naprázdno a je připravena se do sítě připojit v okamžiku krize), či dohodami o sníže-

<sup>1</sup> V USA a Kanadě se pracuje s napětím 110 V a frekvencí 60 Hz. Zapojovat do této sítě magnetofon koupený v Evropě se nemusí vyplatit.

<sup>2</sup> Při rozhodování o tom, která z existujících elektráren poběží a která ne, nehrají žádnou roli fixní (tj. investiční) náklady, neboť jsou „utopené“ a nemají vliv na to, kolik stojí vyrobit dodatečnou energii. Investiční náklady hrají pouze roli při rozhodování o tom, jakou elektrárnu postavit, když k pokrytí rostoucí poptávky už nestačí stávající elektrárny.

<sup>3</sup> V praxi je nákladová optimalizace mnohem složitější, neboť kromě nákladů na palivo do ní vstupují i další parametry. Například uhelné elektrárny mají vysoké náklady na uvedení bloku do provozu (hodně uhlí se spálí k pouhému vyhřátí kotle, aniž by se rozeběhla turbína), a proto je často levnější je nechat běžet, i když je k dispozici zdroj s nižšími marginálními náklady. Naopak vodní elektrárny mají sice nulové provozní náklady, ale zásoba vody je omezená. Proto je nelze používat celých 24 hodin, ale slouží pouze k pokrytí špiček, přičemž jako „náklady na palivo“ se u nich uvažují náklady, za které by musely být vynaloženy, kdyby místo nich běžel jiný zdroj (většinou plynová elektrárna).

ní odběru (spotřebitel souhlasí, že za jistých podmínek mu distribuční společnost pomocí dálkového ovládání vypne například přímotop<sup>4</sup>). Pro případ stržení elektrického vedení vichřicí konstruuje energetické společnosti své sítě tak, aby si elektřina našla jinou cestu.

Důležitou roli při udržování elektrického systému v rovnováze hraje propojení sítí. Na počátku století byly energetické systémy izolované a zahrnovaly v podstatě jednotlivá města. Postupem času se propojovaly do národních až nadnárodních celků. Technické výhody propojení jsou zřejmé: Máte-li malý systém s pěti elektrárnami a v něm jedna vypadne, ztratíte 20% výkonu, což je šok vedoucí téměř jistě k výpadkům. Zapojíte-li se do velkého systému s dvaceti elektrárnami, výpadkem jedné elektrárny se ztrácí pouhých 5% výkonu, což je ztráta, kterou zbývající elektrárny zvládnou relativně snáze. Propojení sítí také umožňuje transport elektřiny z oblastí s nízkými výrobními náklady do míst s vysokými náklady. Soustava ČEZu je integrována do systému UCPTE<sup>5</sup> pokrývající celou západní Evropu. Hlavní myšlenkou UCPTE je, že regionální soustavy si vzájemně vypomáhají při nenadálých událostech. Po připojení ČEZu do UCPTE v roce 1995 se výrazně snížil počet výpadků stejně jako kolísání napětí a frekvence v síti.<sup>6</sup>

Na konci elektrického vedení se nachází ten nejdůležitější subjekt: spotřebitel, kvůli kterému se výše popisované elektrárny a sítě vlastně stavějí. Kontakt se spotřebitelem obstarává poslední článek energetiky, prodej. Prodejce elektřiny uzavře se spotřebitelem smlouvu, která stanoví odebírané množství elektřiny pro různá časová pásma, možnosti odpojení při nenadálých událostech v systému, technické detaily a samozřejmě cenu. Většina maloobdobatelů písemnou smlouvu ani neuzavírá a odebírá elektřinu na základě podmínek určených pro maloobdobatele jako celek. Velcí spotřebitelé ale s prodejci uzavírají detailní smlouvy „na míru“. Prodejce také měří spotřebu energie a provádí vyúčtování. Historicky byla funkce prodeje svázána s monopolní distribucí. Na konkurenčních trzích však může elektřinu prodávat prakticky kdokoli.

---

<sup>4</sup> Velmi často bývá tato „oběť“ ze strany spotřebitele kompenzována nižší cenou.

<sup>5</sup> Z anglického Union for Coordination of Production and Transmission of Electricity.

<sup>6</sup> Viz výroční zpráva ČEZ, a.s. za rok 1996.

## B. Mechanismus obchodování na trhu s elektřinou

Pro efektivní fungování konkurenčního trhu s elektřinou nestačí vytvořit pouze kvalitní právní a regulační rámec. Neméně důležitý dopad na výsledek mají i technicko-ekonomická pravidla fungování trhu, která lze rozdělit do následujících skupin:

- pravidla obchodování s elektřinou
- ekonomický dispečink, tj. řazení elektráren do provozu a tvorba cen na „burze“ s elektřinou (poolu)
- technický dispečink, tj. řízení systému v reálném čase
- platby za přenos elektřiny
- platby za rezervní výkon a další systémové služby
- systém měření a vyúčtování (clearing)

Příprava technicko-ekonomických pravidel vyžaduje mimořádnou pozornost. Špatná pravidla mohou vést například k tomu, že systémové služby nebudou poskytnuty tím nejlevnějším možným způsobem, což se nepříznivě promítne v cenách elektřiny. Naší ambicí v tomto dodatku není nabídnout vyčerpávající řešení všech detailů. Chceme však doporučit ekonomické principy, z nichž by budoucí pravidla měla vycházet.

### B.1. Obchod s elektřinou

Existují dva základní modely obchodování s elektřinou:

- centrální trh („burza“ neboli pool)
- bilaterální kontrakty

Rozdíly mezi nimi se nejlépe vysvětlí pomocí paralely s obchodováním s akciemi. I akcie můžete na pražské burze koupit nebo prodat prostřednictvím automatizovaného obchodního systému (AOS), který shromažďuje nabídky na nákup a prodej akcií a pomocí počítačového algoritmu stanoví tržní cenu. Všechny akcie se zobchodují za tržní cenu, a systém je anonymní – nikdo neví, komu akcie prodal nebo od koho je koupil. Pool pracuje na stejném principu. Akcie můžete také koupit nebo prodat prostřednictvím blokových obchodů, v nichž větší balíky akcií přecházejí od konkrétního prodávajícího ke konkrétnímu kupujícímu. Cena je sjednána individuálně, a proto se může lišit od ceny v AOSu i od ceny dohodnuté mezi jiným kupujícím a prodávajícím. Analogií k blokovým transakcím jsou na energetickém trhu bilaterální kontrakty.

Podstata bilaterálních kontraktů je velmi jednoduchá: Výrobce uzavře se spotřebitelem kontrakt na dodávku pevného množství energie po určitou dobu: například 5 MW od 7 do 18 hodin a 3 MW od 18 do 7 hodin po celý kalendářní rok 1999 za cenu 1100 Kč/MWh přes den a 700 Kč/MWh přes noc. U provozovatele přenosové soustavy musí zajistit přenosovou kapacitu a zaplatit patřičný poplatek. Informace o transakci se předá technickému dispečinku, který bude řídit provoz tak, aby výrobce dodával do sítě 5 MW ve dne a 3 MW v noci plus ztráty v síti. Dispečink vůbec nepotřebuje znát cenu, za jakou se kontrakt realizuje.<sup>1</sup>

Reálný svět je mnohem složitější. Na straně spotřebitelů dochází k odchylkám od kontrahovaného odběru, neboť spotřeba elektřiny podléhá výkyvům v důsledku nepředvídatelných změn počasí či výrobních zakázek. Podnik, který očekává vysokou spotřebu, musí dodatečnou energii někde sehnat. Podnik, který očekává nižší spotřebu, se samozřejmě snaží nadbytečné energie zbavit,

<sup>1</sup> Je dokonce žádoucí, aby ji neznal. Soustředění obchodně citlivých informací na jednom místě by svádělo regulátora k tomu, aby do cen bilaterálním trhu nějak zasahoval.

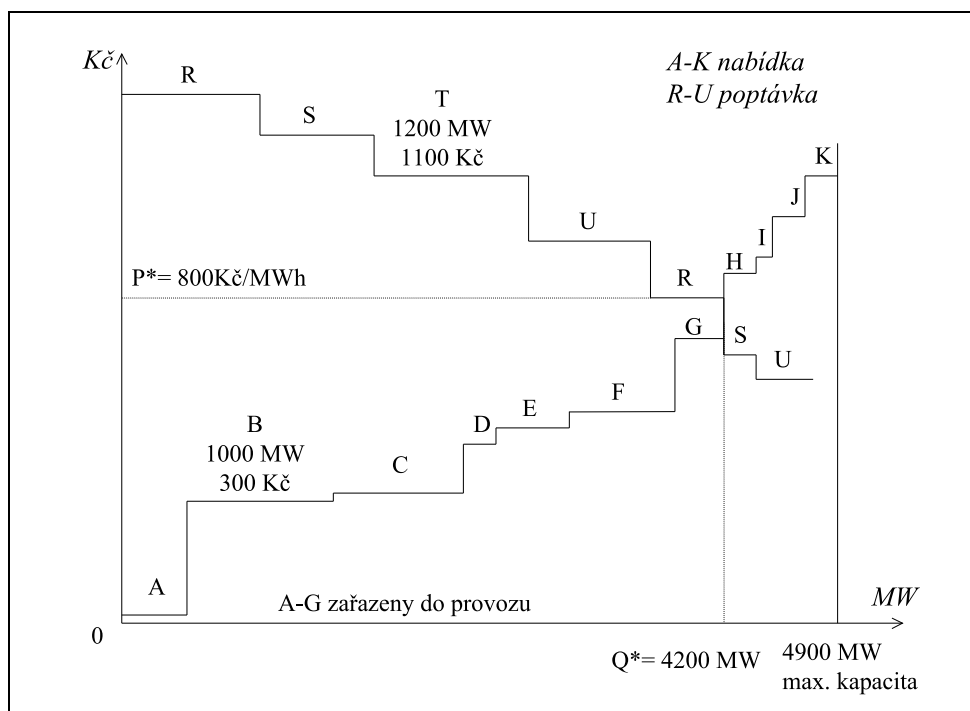
## B. Mechanismus obchodování na trhu s elektřinou

aby nemusel platit dodavateli za elektřinu, kterou nepotřeboval. Stejně tak výrobci mohou mít neplánované přebytky či nedostatky kapacity, a potřebují elektřinu rychle prodat nebo koupit. Mohou tak učinit pomocí krátkodobých bilaterálních kontraktů uzavíraných na poslední chvíli po telefonu, nicméně časem obchodníci zjistí, že jejich potřebám lépe vyhovuje standardizovaný centrální trh, na kterém se sejdou nabídky všech výrobců s volnou kapacitou i poptávky všech spotřebitelů s deficitem elektřiny. Na centrálním trhu (poolu) mají obchodníci díky velkému objemu transakcí jistotu, že (za splnění cenových podmínek) vždy prodají nebo nakoupí.

Obchodování probíhá následujícím způsobem:

1. Výrobci předkládají poolu nabídky, kolik elektřiny jsou ochotni v danou hodinu (nebo půlhodinu) následujícího dne vyrobit, a za jakou cenu. Nabídky se předkládají pro každý elektrárenský blok zvlášť. V našem příkladu (viz Obr. B.1) nabízí B 1000 MW při ceně 300 Kč/MWh. Znamená to, že majitel bloku B je ochoten dodávat elektřinu do sítě pouze v tom případě, překročí-li aktuální cena elektřiny 300 Kč/MWh.
2. Pool za použití počítačového programu seřadí cenové nabídky od nejnižší do nejvyšší, čímž získá nabídkovou křivku, jak ji vidíme na Obr. B.1.

OBRÁZEK B.1.



3. Kupující (obchodníci s elektřinou, distribuční společnosti, velcí spotřebitelé) předkládají nabídky, kolik elektřiny jsou ochotni koupit a za jakou cenu. Na Obr. B.1. je například kupující T ochoten odebrat 1200 MW za cenu 1100 Kč nebo nižší. Seřazením nabídek od nejvyšší k nejnižší získá pool poptávkovou křivku. (Pool může fungovat, aniž by kupující předkládali své nabídky. Například na britském poolu se spotřeba elektřiny v danou hodinu odhaduje na základě dat o spotřebě v minulosti, předpovědi počasí atd. Výsledná „poptávková křivka“ je proto svislá. Kupující jsou nuceni přijmout cenu určenou pouze na základě dat ze strany výroby a nemohou její tvorbu ovlivnit svými cenovými nabídkami. Nicméně z důvodu omezení dominantního postavení výrobců považujeme variantu s poptávkovými nabídkami za jednoznačně lepší – viz kapitola 6.4.)

4. V bodě průsečíku nabídky s poptávkou se nachází rovnovážné množství a rovnovážná cena – v našem příkladě 4200 MW při 800 Kč/MWh. Do provozu budou zařazeny bloky A až G, a všichni za elektřinu dostanou 800 Kč/MWh. Rovněž všichni kupující zaplatí za elektřinu 800 Kč/MWh. Bloky H až K byly ochotny dodávat za cenu vyšší než tržní, a proto do provozu zařazeny nebudou a jejich majitelé nerealizují tržby.<sup>2</sup>

Je-li výroba elektřiny dostatečně konkurenční, je optimální strategií výrobců předkládat cenové nabídky na úrovni marginálních nákladů svých elektráren.<sup>3</sup> Výsledek obchodování na poolu je zajímavý z několika hledisek. Za prvé, tržní cena je rovna marginálním nákladům nejdražšího zdroje, který je ještě potřebný k pokrytí momentální poptávky. Z toho také vyplývá, že fixní náklady (například vysoké investiční náklady na výstavbu jaderné elektrárny) nemají na cenu vliv a výrobci musí své investice uhradit pouze z rozdílu mezi cenou na poolu a marginálními náklady elektrárny (odhlížíme nyní od ceny za rezervní výkon). Za druhé, ačkoli výrobci a obchodníci s elektřinou obchodují na poolu s cílem vydělat peníze, „vedlejším produktem“ poolu je řazení elektráren zcela v souladu s kritériem nákladové optimalizace (viz dodatek A). Za třetí, řazení elektráren na poolu nepřímo upřednostňuje kombinovanou výrobu tepla a elektřiny. Výroba v kombinovaném zdroji je vynucená, tj. výrobce má daný objem tepla, který musí dodat, a objem vyrobené elektřiny je dán objemem tepla. Marginální náklady na výrobu elektřiny jsou nulové. Teplárna proto bude vždy dávat poolu nulovou cenovou nabídku, aby si zajistila, že bude vždy zařazena do provozu. Díky poolu se existujícím zdrojům kombinované výroby tepla a elektřiny dostane maximálního využití.<sup>4</sup>

Jakmile začne pool fungovat, probíhá mezi ním a bilaterálními kontrakty zajímavá interakce. Vezměme si elektrárnu s marginálními náklady 600 Kč/MWh, která má kontrakt na prodej elektřiny za pevnou cenu 800 Kč/MWh. V „primitivním“ modelu bilaterálních kontraktů by tato elektrárna musela vždy běžet. Funguje-li pool, má elektrárna možnost vybrat si, zda elektřinu dodá sama, nebo zda ji nakoupí na poolu. Bude-li cena na poolu řekněme 750 Kč, pro elektrárnu je výhodnější běžet. Vydělá tím  $800 - 600 = 200$  Kč na MWh. Klesne-li však cena na poolu na řekněme 550 Kč, je pro elektrárnu vhodnější nevyrábět a radši nakoupit elektřinu na poolu. Vydělá tím  $800 - 550 = 250$  Kč, zatímco pokud by vyráběla sama, vydělala by pouze  $800 - 600 = 200$  Kč. Díky této interakci se výrobci samovolně seřadí do provozu na základě kritéria nákladové optimalizace, přestože část elektřiny je obchodována přes bilaterální kontrakty a není řazena na poolu.

Cena na poolu také vysílá signál pro ceny v bilaterálních kontraktech: Kupující nevstoupí do bilaterálního kontraktu, jehož cena bude vyšší, než je jeho odhad budoucího vývoje cen na poolu, a opačně platí pro výrobce.

Pool je teoreticky elegantnější, je transparentnější v tom smyslu, že všichni obchodují za jedinou a veřejně známou cenu (zatímco v bilaterálních kontraktech se ceny liší kontrakt od kontraktu a nejsou veřejnou informací), a snáze docílí nákladově optimálního řazení elektráren. Tyto argumenty zřejmě stály za britským modelem, kde veškerá elektřina musí být zobchodována přes pool a bilaterální kontrakty na fyzickou dodávku elektřiny se nepřipouštějí. Nicméně se ukázalo, že povinný pool dává dominantním výrobcům větší kontrolu nad tvorbou cen, a znemožňuje účastníkům trhu uzavřít některé typy oboustranně výhodných kontraktů. V severském modelu je oproti tomu obchodování přes pool dobrovolné, nicméně nabývá na popularitě díky tomu, že nákup a prodej na poolu se stávají likvidní alternativou k nákupu a prodeji v bilaterálním kontraktu (v ro-

<sup>2</sup> Jak se situace zkomplikuje, když vezmeme v úvahu rezervní výkon či omezenou kapacitu přenosové soustavy je diskutováno níže.

<sup>3</sup> Pokud by výrobce předkládal nabídky nad úrovní marginálních nákladů, riskoval by, že elektřinu neprodá, i když tržní cena bude vyšší než jeho marginální náklady. Přišel by tak o ziskový obchod.

<sup>4</sup> Děkujeme Jiřímu Zemanovi ze SEVEEn za upozornění na tuto zajímavou souvislost.

ce 1997 prošlo bilaterálními kontrakty 100 TWh, zatímco poolem 44 TWh).<sup>5</sup> Z porovnání britské a severské zkušenosti docházíme k závěru, že obchodování přes pool by ani v ČR nemělo být povinné. Ostatně dosavadní ne příliš četné transakce předznamenávají budoucí konkurenční trh (např. nezávislé dovozy) jsou čistě bilaterálními kontrakty a nebylo by moudré do tohoto spontánního vývoje násilně zasahovat povinným obchodováním přes pool.

### B.2. Finanční kontrakty

Obchodování na poolu je riskantní. Ceny kolísají z předvídatelných důvodů (v zimě jsou vyšší než v létě) i z nepředvídatelných důvodů (výkyvy počasí, výpadky zdrojů). Cenové nestabilitě se většina výrobců i spotřebitelů snaží vyhnout, k čemuž slouží finanční kontrakty.

Ve Velké Británii se rozvinuly tzv. vyrovnávací kontrakty (contracts for differences – CfD), které vychází z toho, že veškerá elektřina musí být obchodována přes pool. V nich se smluvní strany jistí proti pohybu cen na poolu tím, že uzavřou „nad rámec poolu“ kontrakt s pevnou (referenční) cenou, a pak si jen vyměňují rozdíly mezi referenční cenou a cenou na poolu. Například výrobce uzavře s distributorem kontrakt na 100 MW za cenu £20/MWh. Je-li cena na poolu £15, distributor „doroná“ výrobcí rozdíl mezi kontraktem a poolem, tj.  $20-15 = £5$ . Výrobce celkem utrpí £15 od poolu plus £5 od distributora, tj. celkem £20. V opačném případě, kdy je cena na poolu vyšší než referenční (řekněme £23), kompenzuje výrobce distributorovi vyšší cenu tím, že mu vrátí rozdíl  $23-20 = £3$ . Distributor celkem zaplatí £23 poolu minus £3 jako kompenzaci od výrobce, tj. celkem £20. Výrobce i distributor se tak mohou „uzamknout“ do pevné ceny a stabilizovat své příjmy a výdaje.

Vyrovnávací kontrakty samozřejmě vycházejí z cen na poolu. Bude-li referenční cena systematicky nižší než cena na poolu, bude se výrobce snažit z kontraktu vyvázat a raději prodávat rovnou na poolu i s případným cenovým rizikem. Vyrovnávací kontrakty může podepsat kdokoli s kýmkoli, nejen výrobce se spotřebitelem nebo distributorem. Jsou to ryze finanční kontrakty, v nichž si smluvní strany pouze vyměňují cenové rozdíly, žádná elektřina za nimi „neteče“. Staly se mimo jiné velmi oblíbeným nástrojem k zajištění stabilního příjmu u nově postavených elektráren.

Severský trh (Nordpool) si našel jiný způsob cenového zajištění, a to forwardy a futures, známé z tradičních komoditních trhů. Principem forwardu je slib dodání specifikovaného množství elektřiny v určitém okamžiku v budoucnosti za předem danou cenu. (Futures se od forwardů liší pouze délkou časového horizontu, na který jsou uzavírány.<sup>6</sup>) Výrobce sází na to, že v den realizace forwardu bude cena na poolu nižší než referenční cena forwardu. Příklad: Elektrárna s marginálními náklady 150 norských korun (NKR) za MWh uzavře future realizovanou za měsíc za referenční cenu 170 NKR. Je-li po měsíci cena na poolu 140 NKR, elektrárna nebude vyrábět, koupí elektřinu na poolu a prodá ji za referenční cenu 170 NKR. Dosáhne tak zisku  $170-140 = 30$  NKR, zatímco bez future by měla zisk nulový. Je-li po měsíci cena na poolu 180 NKR, elektrárna realizuje ekonomickou ztrátu  $-10$  NKR (mohla prodat na poolu na 180 NKR a místo toho prodává za referenční cenu 170 NKR), nicméně nadále dosahuje účetního zisku 20 NKR (referenční cena minus marginální náklady). Přínosem z tohoto kontraktu je jistota, že svou produkci vždy realizuje za pevnou cenu, i když ceny na poolu klesnou.

Forwardy i futures jsou opět ryze finanční, takže k jejich uzavření není třeba vlastnit žádná aktiva na výrobu, přenos či spotřebu elektřiny. Jejich popularita v Norsku a Švédsku vzrostla nato-

---

<sup>5</sup> J.H. Andersen: *The Nordic Power Exchange*, prezentace na semináři „Liberalizace evropského trhu s elektřinou – zvýhodnění pro velké odběratele“, Brno, 24.-25.3.1998.

<sup>6</sup> Futures jsou krátkodobé, forwardy dlouhodobé. Na Nordpoolu se obchodují týdenní, měsíční a čtyřměsíční futures, a roční až tříleté forwardy.



lik, že objem transakcí pokrytých forwardy a futures již přesáhl objem transakcí na poolu (54 TWh v roce 1997).

Rozvine-li se obchodování na poolu i v České republice, nepochybně se začne obchodovat i s finančními kontrakty. Nechceme dávat doporučení, zda jsou lepší vyrovnávací kontrakty nebo forwardy a futures, neboť jejich výhody či nevýhody dokáží nejlépe posoudit ti, kdo v nich budou riskovat své vlastní peníze. Finanční kontrakty nejsou tématem pro energetický zákon, ministerstvo průmyslu a obchodu, a dokonce ani pro regulační orgán. Vývoj finančních kontraktů, jejich standardizace a utvoření burzy pro obchodování s nimi by měly být ponechány spontánní aktivitě obchodníků. Jistou roli bude vždy hrát ČMES jakožto organizátor poolu, neboť k vypořádání finančních kontraktů musí smluvní strany znát ceny na poolu. Nicméně ČMES se může stát organizátorem burzy s finančními kontrakty, stejně jako se jím může stát někdo jiný. Je dokonce možné, že burz vznikne více.

### B.3. Systémové služby

Ačkoli pool pracuje ve velmi krátkém časovém horizontu (24 hodin), spotřeba elektřiny v reálném čase se téměř vždy odchýlí od množství pokrytého v daném okamžiku bilaterálními kontrakty a obchodování na poolu. Na straně výroby zase dochází k neočekávaným výpadkům zdrojů či elektrických vedení, které vychylují systém od tržní rovnováhy. Přitom po technické stránce musí být systém v rovnováze, jinak dochází ke snižování kvality energie (kolísání napětí a frekvence) a v horším případě i k odpojování spotřebitelů. Technický dispečink k udržení stabilní frekvence a napětí a k odvrácení výpadků musí zajistit od výrobců i spotřebitelů tzv. systémové služby, které zahrnují:

- Primární regulace (automatické zvýšení/snížení výkonu elektrárny během několika vteřin)
- Sekundární regulace (zvýšení/snížení výkonu elektrárny během několika minut)
- Rezervní výkon (držení elektrárny v pohotovosti pro případ, že vznikne potřeba dodatečného výkonu)
- Dodávky jalové energie
- Dálkové ovládání odběru (odpojení spotřebiče – zejména přímotopu – na základě předběžné dohody se spotřebitelem)

Mnoho energetiků se na systémové služby dívá jako na ryze technický problém, který je vnitřní záležitostí dispečinku a do kterého trh nemůže mluvit. Jenže systémové služby nejsou zadarmo – například v České republice se na celkových nákladech elektřiny podílejí 17%.<sup>7</sup> Stávají se tak i ekonomickým problémem a má smysl usilovat o to, aby byly poskytnuty tím nejlevnějším možným způsobem.

Výkon je ekonomickou hodnotou sám o sobě, i když elektrárna momentálně nevyrábí. Jeho hodnota spočívá v tom, že elektrárna *může* být k výrobě elektřiny použita v případě nečekané události, a spotřebitelé jsou ochotni za tuto možnost zaplatit.<sup>8</sup> Na britském poolu dostávají výrobci za rezervní výkon tzv. platbu za pohotovost (capacity payment), která se přidává k ceně na poolu. Inkasují ho jak elektrárny, které skutečně běží, tak i elektrárny, které jsou v danou hodinu k dispozici. Spočítá se podle vzorce

$$\text{Capacity Payment} = \text{LOLP} \times \text{VOLL},$$

<sup>7</sup> Otakar Pártl: *Metodika ocenění činnosti ČEZu a REASů pro účely regulace*, přednáška na semináři Regulace v energetických odvětvích v ČR, Mělník 24.-25.6.1997.

<sup>8</sup> Čistě teoreticky by bylo možné postavit elektrárnu, nikdy nevyrábět ani kilowatt-hodinu, a přesto dosáhnout zisku díky platbám za rezervní výkon.

kde LOLP je pravděpodobnost, s jakou nemusí být pokryta veškerá poptávka po elektřině v danou hodinu (Loss of Load Probability) a VOLL je hodnota nedodané energie (Value of Lost Load), kterou si můžeme představit jako ohodnocení újmy, která spotřebitelům vznikne při nedodání energie. LOLP pro každou půlhodinu následujícího dne počítá na základě matematického algoritmu National Grid a vychází přitom z možné disproporce mezi poptávkou a zdroji. Běžně se pohybuje v intervalu 0 až 3 %, nicméně v kritických situacích může výrazně stoupnout (například při přerušení podmořského kabelu mezi Anglií a Francií v prosinci 1995 dosáhla 43%). VOLL určuje více méně arbitrárně regulátor – zpočátku byla nastavena na £2000/MWh, přizpůsobuje se inflaci, a regulátor ji může zvýšit nebo snížit, pokud získá dojem, že je přidáváno příliš málo nebo příliš mnoho nového výkonu. Určování VOLL „od zeleného stolu“ je největším ústupkem britského modelu od tržních principů, neboť regulátor má možnost nepřímou podporovat či brzdít investice stanovením vysoké či nízké VOLL. Navíc algoritmus jeho výpočtu přinesl některým výrobcům snadné zisky: PowerGen a National Power si po jistou dobu „hrály“ s platbou za pohotovost tím, že záměrně o některých elektrárnách nahlásily, že nebudou k dispozici, čímž vytlačily LOLP nahoru. Na druhý den je zpětně deklarovaly k provozu a inkasovaly vysoké platby za pohotovost.

V severském modelu existuje trh s rezervním výkonem (Regulation Market nebo též Real Time Market). Funguje na stejném principu jako pool: Elektrárny předkládají nabídky, o kolik jsou schopny pohotově zvýšit nebo snížit výkon a za jakou cenu. Organizátor trhu seřadí nabídky od nejnižší k nejvyšší a při provozu soustavy v reálném čase přidává regulační výkon dle pořadí cenových nabídek. Cena za výkon se určí ex post jako cenová nabídka nejdražšího zdroje, který byl ještě použit. Tato cena se následně využívá k zúčtování odchylek mezi kontraktovanou a skutečnou spotřebou. Zjevnou předností trhu s rezervním výkonem je to, že oceňuje výkon na základě skutečných nákladů, a pružně reaguje na přebytek nebo nadbytek kapacity. V poslední době se trhu s rezervním výkonem účastní i spotřebitelé, kteří jsou ochotni snížit nebo zvýšit spotřebu v zájmu stability soustavy. Zahrnutí spotřebitelů je dalším pozitivem: cenu za výkon neurčují jen náklady na jeho obstarání, ale také hodnota, kterou spotřebitelé spolehlivé dodávce energie přisuzují.

Pro český energetický trh by jednoznačně bylo vhodnější kopírovat severský model. Považujeme za důležité, aby i u nás se obchodu s rezervním výkonem mohli účastnit i spotřebitelé, neboť kvalita energie není zadarmo a spotřebitelé by měli mít možnost dát najevo, kolik jsou ochotni za ni zaplatit. Zde může nastat konflikt mezi potřebami konkurenčního trhu a pravidly UCPT. UCPT nepochybně přispívá ke zlepšení kvality elektřiny, nicméně vychází z dnešního systému národních monopolů a nařizuje striktní standardy kvality. Vzájemná výpomoc národních soustav je postavena primárně na technických a méně již na ekonomických principech. Přizpůsobení pravidel UCPT liberalizačním trendům však jde nad rámec této studie.

### B.4. Poplatky za přenos

Marginální náklady přenosu elektřiny jsou minimální – většinou zahrnují jen ztráty v sítích. Pokud by poplatky za přenos odrážely pouze ztráty v sítích<sup>9</sup>, přenosová soustava by díky vysokým fixním nákladům byla ve ztrátě. Logickým řešením jsou, stejně jako u ostatních síťových odvětví, dvousložkové tarify: Fixní poplatek za použití sítě, který bude odrážet fixní náklady přenosové soustavy (odvozený od maximálního výkonu, který se při dané transakci přenáší) a variabilní poplatek pokrývající ztráty v sítích (odvozený od množství přepravené energie).

---

<sup>9</sup> Je třeba podotknout, že ekonomicky efektivní platby za ztráty v sítích se rovnají *marginálním* a nikoli průměrným ztrátám. Jelikož ztráty v sítích rostou se čtvercem přepravené energie ( $L=RI^2$ ), jsou platby odvozené od marginálních ztrát dvakrát vyšší než platby odvozené od průměrných ztrát.

Nicméně problém poplatků za přenos nelze redukovat na otázku pokrytí nákladů přenosové soustavy. Poplatky by také měly dávat výrobcům a spotřebitelům správné signály k umístění nových zdrojů výroby i spotřeby, aby celkové náklady energetického systému byly minimální. Platby za ztráty v sítích by měly kompenzovat ztráty, které vznikly konkrétní transakcí. Jelikož ztráty v sítích vyplývající z konkrétní transakce se obtížně měří, používají se různá zjednodušení. Nejčastější jsou tzv. poštovní známky, kdy všichni platí stejnou sazbu bez ohledu na vzdálenost místa výroby od místa spotřeby, nebo sazby za MWkm, které alespoň zhruba ztráty v sítích reflektují. Ztráty v sítích obecně rostou se vzdáleností, nicméně MWkm jsou postavené na fikci, že elektřina teče z elektrárny po přímé trase ke spotřebiteli, a nemusí proto odrážet skutečné náklady. Pokud například v soustavě převládají toky z regionu A (s velkou koncentrací elektráren) do regionu B (s velkou koncentrací spotřeby), působí spotřebitelé v A a elektrárny v B proti směru převládajících toků a snižují ztráty v sítích. Měli by proto platit *zápornou* cenu za ztráty v sítích.

Dalším problémem, v České republice dosud poměrně málo diskutovaným, jsou platby za přenos po přetížených linkách (congestion rents). Přetížení linek není (zatím) problémem uvnitř naší přenosové soustavy, je však problémem na spojkách do zahraničí. S rostoucím objemem mezinárodních transakcí se tento problém může zhoršovat. Nestačí-li kapacita linky uspokojit všechny požadavky na přenos, musí být vzácná kapacita „nějak“ přidělena vybraným zákazníkům. Ekonomicky efektivním řešením je alokace pomocí ceny – subjekty, které mají z transakce nejvyšší užitek, jsou ochotny platit nejvyšší cenu za přenos po přetížené lince.

Přetížení linek zvyšuje provozní náklady soustavy. Jednoduchý příklad: mějme soustavu dvěma výrobními uzly (A a B) a jedním spotřebním uzlem (B). Marginální náklady na výrobu elektřiny jsou 500 Kč/MWh v A a 700 Kč/MWh v B. Kapacita linky je 1000 MW. Předpokládejme, že v obou uzlech je neomezená výrobní kapacita, dokonalá konkurence mezi elektrárnami a ztráty v sítích jsou nulové (pro jednoduchost výpočtu).

Je-li spotřeba v B řekněme 900 MW, linka není přetížená. Jelikož marginální náklady jsou nižší v A, vyrobí elektrárny v A celkem 900 MW, elektrárny v B vyrábět nebudou, cena elektřiny v A i B bude 500 Kč a platba za přenos po přetížené lince bude 0 Kč. Stoupne-li však spotřeba v B na 1200 MW, nestačí linka přenést veškerou energii. Na pokrytí poptávky musí dispečink uvést do provozu i elektrárny v B o výkonu 200 MW, přestože jejich marginální náklady jsou vyšší než v A. Tomuto jevu se říká vynucený provoz (out-of-merit dispatch nebo také constrained-on dispatch). Cena v B stoupne na 700 Kč. Kolik jsou obchodníci s elektřinou ochotni zaplatit za přenos? Maximálně jsou ochotni zaplatit rozdíl mezi cenou v B a cenou v A, která jsou určeny marginálními náklady v obou uzlech, tj.  $700 - 500 = 200$  Kč.

200 Kč je stínová cena přenosu, kterou inkasuje majitel přenosové soustavy maximalizující zisk.<sup>10</sup> Při této ceně jsou spotřebitelé v B indiferentní mezi nákupem energie od výrobců v B za 700 Kč a mezi nákupem energie od výrobců v A za 500 Kč a poplatkem za přenos 200 Kč. Jakkoli tato tržní rovnováha zaručuje ekonomicky efektivní provoz soustavy v reálném čase a koneckonců i její technickou stabilitu (výrobci v A se nesnaží „protlačit“ další energii přes přetíženou linku), má negativní dopad na motivaci majitele soustavy investovat do odstranění nedostatečné kapacity. Uvažujme příklad, že současná hodnota plateb za přenos po přetížené lince činí 500 mil. Kč, ale investiční náklady na odstranění omezené kapacity jsou 300 mil. Kč. Zjevně je ekonomicky efektivní investovat do posílení kapacity přenosové linky, neboť se tím sníží náklady na výrobu elektřiny (elektřinu budou i ve špičce vyrábět pouze elektrárny v A s nižšími marginálními náklady).

<sup>10</sup> Majitel přenosové soustavy nemusí inkasovat plných 200 Kč. Část renty mohou inkasovat i výrobci v A, pokud by se jim podařilo zvýšit prodejní cenu nad marginální náklady – řekněme 550 Kč. Potom by na majitele soustavy „zbylo“ pouhých 150 Kč a zbývajících by 50 Kč připadlo výrobcům v A. Viz Smith et al.: *Efficiency and Income Shares in High Demand Energy Networks: Who Receives the Congestion Rents When a Line Is Constrained?*, Economic Science Laboratory, University of Arizona 1996.

Investice však má negativní dopad na majitele přenosové soustavy: Utratí 300 mil. Kč za posílení kapacity, a zároveň přijde o 500 mil. příjmů, neboť platby za přenos po přetížené lince klesnou na nulu. Investovat se mu tudíž nevyplatí. Toto je akutní problém ve Velké Británii, kde National Grid inkasuje poplatky za přenos po přetížených linkách ve formě tzv. upliftu, tj. přírážky k ceně na poolu, a nemá zájem investovat do posílení kapacity, které se nedostává zejména na spojení Londýna (hlavní centrum spotřeby) se severem země (hlavní centrum výroby).

Jsou v zásadě dvě cesty ven. První cestou je obrácení systému plateb naruby: Majitel soustavy by dostal od uživatelů soustavy roční paušální platbu, a platby za přenos po přetížených linkách by nedostával on od uživatelů, ale uživatelé od něj. (Paušál by musel být dostatečně vysoký, aby zajišťoval soustavě přiměřený zisk.) Majitel soustavy by potom ve svých investičních rozhodnutích nesl veškeré náklady i výnosy: Pokud by se rozhodl posílit kapacitu, stálo by ho to investiční výdaje, ale v budoucnu by ušetřil na platbách uživatelům. Pokud by naopak došel k závěru, že posílení kapacity se nevyplatí, sice by ušetřil na investici, ale utrácel by více za platby uživatelům.

Tento mechanismus je ekonomicky velmi elegantní, ale připadá nám poněkud vyumělkovaný. Přírozanější a stejně účinný je podle nás mechanismus, kde by samotní uživatelé (výrobci či spotřebitelé, individuálně nebo v konsorciu) mohli provádět investice do přenosové soustavy na vlastní účet. Přenosová soustava by jim byla povinna umožnit investici provést, pokud je technicky proveditelná.<sup>11</sup> Vyžadovalo by to jistý dozor regulačního orgánu při vyřizování stížností proti zamítavým rozhodnutím přenosové soustavy. (kap. 5.5.) Rozhodování o investicích by přešlo na ty, kdo z nich budou přímo profitovat – tedy samotní uživatelé soustavy, kteří by provedli kalkulaci, zda se vyplatí investovat do soustavy a ušetřit tak na poplatcích za přetížení.

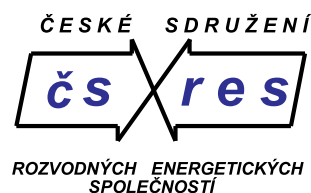
---

<sup>11</sup> Je jen organizační věcí, zda by investici provedla přenosová soustava a náklady si nechala proplatit od uživatelů, nebo zda by investici provedli sami uživatelé.





*Liberální institut děkuje všem sponzorům za finanční podporu projektu „Konkurence- cesta k efektivní výrobě a spotřebě elektrické energie“:*



*Liberální institut*

*Centrum pro rozvoj individuální svobody, soukromého vlastnictví,  
svobodného trhu a vlády zákona*

*Spálená 51, Praha 1, 11000*

*Telefon: 02-29 60 60*

*Fax: 02-29 17 10*

*E-mail: Liberal.institut@ecn.cz*

*Internet: <http://www.ecn.cz/private/liberal>*

