



**ENERGETICKÁ MÉDIA
– TRANSFORMACE,
KONKURENCE, REGULACE,
REFORMA A PODOBA
LIBERALIZOVANÉHO TRHU**

Ing. Miroslav Zajíček, MA

LIBERÁLNÍ INSTITUT
PROSINEC 2002

ENERGETICKÁ MÉDIA –
TRANSFORMACE, KONKURENCE,
REGULACE A PODOBA
LIBERALIZOVANÉHO TRHU

ING. MIROSLAV ZAJÍČEK, MA
VÝZKUMNÝ PRACOVNÍK LIBERÁLNÍHO INSTITUTU



LIBERÁLNÍ INSTITUT
PROSINEC 2002

Energetická média – transformace, konkurence, regulace a podoba liberalizovaného trhu je součástí deregulačních projektů Liberálního institutu a metodologicky navazuje na předešlé projekty.

Autor projektu: Ing. Miroslav Zajíček, MA

Publikované projekty Liberálního institutu:

Konkurence – cesta k efektivní výrobě a spotřebě elektrické energie, 1998

Konkurence v českém plynárenství, 1999

Železnice jako součást dopravního trhu, 2001

Konkurence v českém teplárenství a koheze energetických trhů, 2001

Deregulace a konkurence v telekomunikacích, 2002

Rozpracované projekty:

Privatizace a konkurence ve vodárenství

Deregulace poštovních služeb

Liberální institut je nestátní, nezávislá, 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, organizací a nestátních institucí.

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

Liberální institut
Spálená 51
110 00 Praha 1
telefon: 224 930 796
fax: 224 930 203
e-mail: info@libinst.cz
internet: www.libinst.cz

ENERGETICKÁ MÉDIA
– TRANSFORMACE,
KONKURENCE, REGULACE,
REFORMA A PODOBA
LIBERALIZOVANÉHO TRHU

ING. MIROSLAV ZAJÍČEK, MA

ENERGETICKÁ MÉDIA – TRANSFORMACE, KONKURENCE, REGULACE,
REFORMA A PODOBA LIBERALIZOVANÉHO TRHU

Vydal:
Liberální institut
Spálená 51, 110 00 Praha 1
jako svou 52. publikaci

Sazba a grafická úprava:
PROXIMA STUDIO s. r. o., Velehradská 19, 130 00 Praha 3

Copyright © 2002, Liberální institut
ISBN 80-86389-02-2
Praha 2002

OBSAH

Obsah

Seznam obrázků

Seznam tabulek

Hlavní myšlenky a závěry	7
Struktura studie	10
Kapitola 1. Mýty nejen v elektroenergetice 3	11
Kapitola 2: Prostředí na energetickém trhu – Evropské směrnice	24
Kapitola 3: Trh hnědého uhlí v ČR v kontextu energetických trhů	32
Kapitola 4: Střípky z elektroenergetiky	59
Kapitola 5: Návrhy Liberálního institutu	72
I. Privatizace	72
II. Dotační programy	105
III. Vodní zdroje	106
IV. Dovozy a vývozy energií	106
V. Energetická politika	113
Dodatek A. Energetika ve Velké Británii	116
Dodatek B. „Jaderná dohoda“ v SRN aneb Konec jaderné energetiky v SRN?	135
Dodatek C: Kalifornská krize – pokračování	137

SEZNAM OBRÁZKŮ

Obrázek 1: Ideální kartel	17
Obrázek 2: Reakce trhu na ideální kartel	18
Obrázek 3: Spotřeba elektřiny v domácnostech a průmyslu	32
Obrázek 4: Elektroenergetický trh pro české výrobce před najetím ETE.	38
Obrázek 5: Vývozy elektřiny a jeho ceny	39
Obrázek 6: Elektroenergetický trh po plném najetí ETE.	41
Obrázek 7: Spotřeba zemního plynu v ČR v letech 1993 až 2001.	44
Obrázek 8: Těžba hnědého uhlí v ČR 1900 až 2001	50
Obrázek 9: Vývoj tržních podílů na trhu s hnědým uhlím	53
Obrázek 10: Těžená množství hnědého uhlí jednotlivými společnostmi.	54
Obrázek 11: Podíly zákazníků Severočeských dolů Chomutov	55
Obrázek 12: Vliv zvýšení cen elektřiny na velkoobchodní trh s elektřinou A.	56
Obrázek 13: Vliv zvýšení cen elektřiny na velkoobchodní trh s elektřinou B.	57
Obrázek 14: Kumulované cash flow ETE od roku 1982	60
Obrázek 15: Kumulované cash flow ETE od roku 1992	60
Obrázek 16: Kumulované cash flow ETE od roku 1999	61
Obrázek 17: Citlivost investice ETE na riziko	63
Obrázek 18: Vliv regulace na návratnost výstavby ETE	64
Obrázek 19: Obrázek, kterým argumentuje ČEZ.	82
Obrázek 20: Podíl ČEZ na trhu a vývoj předací ceny v letech 1993 až 2001	83
Obrázek 21: Hrubý zisk ČEZ a předací ceny ČEZ.	84
Obrázek 22: Obrázek používaný „žákem Rusnokem“	85
Obrázek 23: Otevírání plynárenského a elektroenergetického trhu v ČR – současný Energetický zákon.	99
Obrázek 24: Otevírání plynárenského a elektroenergetického trhu v ČR – návrhy Evropské směrnice a současný stav v ČR.	99
Obrázek 25: Dovozy a vývozy elektřiny v letech 1993 až 2002	109
Obrázek 26: Vývoj kalifornské energetiky v roce 2001	142
Obrázek 27: Vývoj cen elektřiny na VO trhu v Kalifornii v roce 2001	143

SEZNAM TABULEK

Tabulka 1: Srovnání PPC Vřesová se zahraničím	48
Tabulka 2: Vývoj stavby ETE	62
Tabulka 3: Investiční program ČEZ.	64
Tabulka 4: Vývoj IPPs v letech 1996 až 2001 (data poskytnuta společností Invicta Bohemica s. r. o.)	65
Tabulka 5: Situace na evropských elektroenergetických trzích.	82
Tabulka 6: „Matičkovno ocenění“	86
Tabulka 7: Převody akcií na MPSV během plánovaného akciového swapu	86
Tabulka 8: Navrhované rozdělení ČEZ.	93
Tabulka 9: Navržený prodej SUAS a SČD	102
Tabulka 10: Privatizovatelné společnosti v energetice.	114
Tabulka 11: Postavení německého jaderného sektoru v EU	135

HLAVNÍ MYŠLENKY A ZÁVĚRY

V 90. letech došlo v české energetice k mnoha změnám, které byly podrobně popsány již v minulých studiích Liberálního institutu, na něž tato studie volně navazuje¹. Jednou z největších byla změna, kterou prošel trh s energetickými médii. Hlavní a zásadní odlišností oproti předchozímu období je pokles využívání hnědého uhlí jako primární energetické suroviny. Důvodů je několik: vstup jaderné energetiky do tehdy uzavřeného energetického systému, přechod od svítiplynu k zemnímu plynu a v neposlední řadě ekologicky zdůvodňované dotační programy podporující především plynofikaci a využívání tzv. alternativních zdrojů energie.

Spolu s poklesem podílu hnědého uhlí na primárních energetických zdrojích došlo k poklesu spotřeby energie v české ekonomice, což souviselo s poklesem ekonomické výkonnosti českého hospodářství a lepším využíváním energie (tj. snížením energetické náročnosti). Tzn., že kromě toho, že podíl uhlí na koláči energetických zdrojů klesal, tak i celkový koláč se zmenšil. Navíc došlo i k poklesu exportu hnědého uhlí. V tomto poměrně nepříznivém období pro hnědouhelný sektor proběhla i zásadní restrukturalizace hnědouhelných společností a to na bázi tzv. Gheyselinckova plánu, jehož hlavním bodem bylo vytvoření tří velkých hnědouhelných společností. Dnes je jedna z nich v soukromém vlastnictví (Mostecká uhelná a.s.), ve dvou dalších je majoritním vlastníkem stát (Severočeské doly Chomutov a.s. a Sokolovská uhelná a.s.). Právě „přežívající“ státní vlastnictví je dnes hlavní brzdou efektivního rozvoje a restrukturalizace těžby hnědého uhlí v České republice.

K seriózní analýze trhu s hnědým uhlím je nezbytné zkoumat především trhy, na nichž jsou obchodovány produkty z hnědého uhlí vyráběné – tedy především teplárenský a elektroenergetický trh. Jelikož klíčovým trhem pro hnědé uhlí je elektroenergetický trh (význam teplárenství pro odběr hnědého uhlí v posledních deseti letech výrazně poklesl), je zapotřebí hlavní pozornost věnovat velkoobchodnímu trhu s elektřinou.

Hlavní použitou metodou zkoumání stávajícího tržního uspořádání v ČR je neoklasické mikroekonomické modelování. Dále využíváme komparace ke se zkušenostmi z jiných zemí v dané oblasti. Z celkové analýzy struktury elektroenergetického trhu pak plynou následující základní, byť mnohdy neintuitivní závěry:

Závěr 1:

Samotné spuštění jaderné elektrárny Temelín nemělo na trh s hnědým uhlím šokový vliv. Zainteresované ekonomické subjekty měly dostatek času k přizpůsobení se očekávaným novým podmínkám především díky neustálým odkladům při spouštění JETE. Spuštění II. blo-

¹ M. Zajíček: *Konkurence v českém teplárenství a koheze energetických trhů*, LI, 2001; M. Zajíček: *Vybrané kapitoly z historie de(re)regulace v energetických odvětvích*, LI Working Paper 01/02, 2001; M. Zajíček: *Konkurence v českém plynárenství*, LI, 1999; L. Dušek: *Konkurence – cesta k efektivní výrobě a spotřebě elektrické energie*, 1998, LI.

ku JETE bude mít na trh s hnědým uhlím obdobný vliv jako spuštění bloku prvního. Pokles poptávky po hnědém uhlí však celkově bude menší, než se původně předpokládalo. To platí za předpokladu zcela otevřeného energetického trhu.

Závěr 2:

Zvýšené dovozy elektřiny do ČR nemusí mít nutně negativní dopad na domácí výrobce elektřiny, a tím ani na trh s hnědým uhlím za předpokladu nákladové efektivnosti výroby elektrické energie v ČR.

Závěr 3:

Struktura trhu s hnědým uhlím nemá významný vliv na cenu elektřiny a na velkoobchodní trh s elektřinou, nýbrž na rozdělení tržeb mezi výrobce elektřiny a producenty hnědého uhlí a také na podíl hnědého uhlí na energetickém mixu. To platí tím více, čím otevřenější a deregulovanější bude náš trh s elektřinou.

Závěr 4:

Podíl hnědého uhlí na energetickém mixu v ČR bude i nadále klesat (alespoň ve středním období). A to především díky dlouhodobému poklesu využívání hnědého uhlí pro vytápění a poklesu podílu hnědého uhlí k výrobě elektřiny ve prospěch jaderných zdrojů a zdrojů na zemní plyn.

Závěr 5:

Snahy o umělé vytvoření nedostatku elektřiny a tím zvýšení ceny (např. záměrným odstavením zdrojů) u některých výrobců, nemají šanci na úspěch, což potvrzuje nejenom ekonomická teorie, ale i praxe. Příkladem může být Velká Británie, kde podobné chování a záměry některých společností naprosto neuspěly. Tato skutečnost platí tím více, čím otevřenější je daný trh konkurenci, čím pestřejší je nabídka a čím je méně regulace.

Závěr 6:

Státní vlastnictví je překážkou restrukturalizace energetických společností. Platí to stejnou měrou pro těžební společnosti, jako pro výrobu, distribuci či prodej elektřiny. „Nekonečné“ diskuse o tom, kolik má být v ČR hnědouhelných společností, distribučních firem nebo výrobců elektřiny, jaký mají mít jednotlivé subjekty, či jednotlivá energetická média podíl na trhu, by neměly význam, pokud by nejvýznamnější účastníci trhu byli soukromými subjekty.

Ze zmíněných závěrů studie vyplývají zásadní návrhy, které jsou obsaženy v závěrečné kapitole studie:

Návrh 1:

Privatizaci energetických společností je nutné provést rychle a tak, aby byla zajištěna od počátku konkurenční struktura energetického sektoru. Přičemž následné fúze a akvizice by měly být nechány plně v odpovědnosti jednotlivých tržních subjektů. Zásadním opatřením je privatizace společnosti ČEZ. Nejlepším řešením by byl její prodej po částech, aby mohly

vzniknout dvě srovnatelně velké energetické společnosti a aby v ČR došlo k posílení tržního lemu (tj. skupina tzv. nezávislých výrobců elektřiny).

Další společností, pro níž je privatizace nevyhnutelná, je společnost Unipetrol a.s. Nejeftivnějším řešením by byl její prodej po jednotlivých logických částech – 51% České rafinérské, síť čerpacích stanic Benzina, Paramo, Koramo a samostatné prodeje Kaučuku a Chemopetrolu. K prodeji zbytku Unipetrolu by došlo nakonec. Avšak i společná privatizace celého Unipetrolu (je-li vůbec ještě reálná) bez jakýchkoliv dodatečných závazků jak pro stát, tak pro nového nabyvatele, je daleko lepším řešením než prodlužování současného neutěšeného stavu. Lze se domnívat, že nový nabyvatel (a nemusí jím být pouze tzv. „strategický“ investor, ale i investor finanční) v tomto případě zahájí restrukturalizaci (převážně formou rozprodeje jednotlivých podniků) sám.

Dalšími společnostmi, s jejichž privatizací není záhodno otálet, jsou Severočeské doly Chomutov a.s. a Sokolovská uhelná a.s. V případě, že by díky procesu privatizace či po ní došlo k částečné nebo úplné integraci některých hnědouhelných společností, pak toto nemusí být jakkoliv na škodu, neboť se bude jednat o tržní proces. Navíc pro rozvoj české energetiky v budoucnu je klíčová konkurence mezi palivy a nikoliv mezi jednotlivými producenty jednoho druhu paliva.

Dalšími podniky vhodnými pro privatizaci jsou distribuční síť MERO a Čepro, Škoda Praha (dodavatel Temelína), OKD (minoritní podíl) a České dráhy, které jsou největším dopravcem hnědého a černého uhlí v ČR.

Návrh 2:

Zrušení dotačních programů na podporu jednotlivých energetických surovin je nezbytným opatřením, které vyrovná pozici jednotlivých energetických médií na trhu. Podpora některých surovin na úkor jiných vychyluje strukturu ekonomiky mimo její přirozenou rovnováhu a vytváří dodatečné strukturální problémy. Snižuje poptávku po nechráněných a nepodporovaných surovinách a naopak zvyšuje poptávku po surovinách podporovaných. To vede ke špatné struktuře investic, a tím i k neefektivnímu využívání vzácných zdrojů, což se projevuje v nižším ekonomickém růstu a dynamice národního hospodářství. Spolu s dotačními programy je třeba zrušit i instituce, které je provádějí – zejména tedy ČEA a SFŽP.

Návrh 3:

Obchodování s právy na využívání vodních zdrojů se na první pohled zdá být tématem poněkud vzdáleným energetice, ale opak je pravdou. Platby do státního rozpočtu za využívání vodních zdrojů ovlivňují rozhodování nejen o tom, zda vodní zdroje budou využívány pro výrobu elektřiny, ale především o budoucích vodních rekultivacích. Proto doporučujeme prodávat vlastnická práva k využívání vodních zdrojů. K tomu je nezbytná reforma našeho právního řádu, aby umožňoval podávat „žaloby pro nepřípustné obtěžování“ v oblasti povrchových a podzemních vod, stejně jako v oblasti vodních ploch či ovzduší. Tyto žaloby by mohly nahradit mnohé dnes existující environmentální regulace.

Návrh 4:

Úplná liberalizace v obchodu se všemi energetickými médii je naprosto nutnou podmínkou pro to, aby český energetický trh a celý energetický řetězec fungoval efektivně a byl vůči zahraničí konkurenceschopný. Tato liberalizace se musí týkat nejenom dovozu elektřiny po všech napětových úrovních, ale obecně všech energetických médií.

Struktura studie

Celkově je studie pojata jako soubor kapitol, které jsou mezi sebou volně provázány tím, že pojednávají o konkrétních aktuálních problémech české energetiky.

Již ve struktuře studie je možné dokumentovat předchozí tvrzení, že materiál vznikl jako pokračování předchozích několika studií Liberálního institutu. První kapitolou je již tradiční pokračování úvodních kapitol předchozích studií – *Mytologie energetických odvětví 3*, ve které rozebíráme třetí skupinu obecně oblíbených mýtů a omylů v oblasti energetické politiky a teorie. Proto je také první mýtus v kapitole označen číslem 36. V další kapitole je komplexně rozebrána „evropská legislativa“ týkající se energetických síťových odvětví – plynárenství a elektroenergetiky. A to včetně její podrobné geneze a dopadu na legislativy členských či přistupujících zemí samozřejmě s důrazem na to jaká rizika a úskalí má jejich implementace do českého právního řádu.

Ve třetí kapitole podrobně rozebíráme otázku problematiky trhu s hnědým uhlím v České republice – tj. jeho současný stav, geneze a vývoj současných struktur hnědouhelného trhu, vliv uplatňovaných energetických politik na současnou podobu trhu s hnědým uhlím (různé formy podpor a dotačních programů) a především se podrobně věnujeme dvěma nejdiskutovanějším problémům – uvedení jaderné elektrárny Temelín do provozu a jejímu vlivu na trh s hnědým uhlím a vlivu dovozů elektřiny na trh s hnědým uhlím. Navíc se zabýváme i vlivem teplárenství na trh hnědého uhlí a podrobně rozebíráme jeden ze způsobů alternativního využití hnědého uhlí (zplyňování a výrobu elektřiny z energoplynu).

Obsah čtvrté kapitoly je charakterizován již její názvem – *Střípky z elektroenergetiky*. Jedná se o podrobnější rozbor několika témat, které navazují na problémy rozebírané v předchozí kapitole – poněkud netradiční pohled na ekonomiku jaderné elektrárny Temelín, vliv programu Duhová energie na český velkoobchodní trh s elektřinou, vývozy elektřiny prostřednictvím Coal Energy a otázku ostrovních provozů na Slovensku. Na závěr je připojena krátká úvaha na téma přirozenosti a nepřirozenosti tzv. „přirozených monopolů“. Největší částí studie je poněkud paradoxně závěrečná kapitola, která obsahuje podrobný rozbor a zdůvodnění některých návrhů Liberálního institutu pro energetický sektor pro několik následujících let. Především se jedná o privatizační návrhy, protože neprivatizované podniky jsou v současné době soustředěny především do oblasti energetického sektoru či do sektorů s nimi souvisejících. Proto předkládáme návrh privatizačních schémat ČEZ, Unipetrolu, MERO, Čepro, Škoda Praha, hnědouhelných společností, OKD a Českých drah.

Vedle toho dáváme doporučení pro oblast dovozu a vývozu energetických médií, dotačních programů, ale také v oblasti vodních zdrojů. Závěrem je obsažen návrh základních bodů možné budoucí energetické politiky, která musí být jasným, stručným a splnitelným dokumentem, pokud již vůbec má existovat.

Ke studii je připojeno několik dodatků. V prvním z nich je podán podrobný rozbor vývoje britského elektroenergetického sektoru od počátku liberalizace a deregulace do konce roku 2002, kdy zkrachovaly dva významné subjekty elektroenergetického trhu – British Energy a TXU Europe. V druhém dodatku je podrobněji popsána dohoda, kterou uzavřely německé energetické společnosti s německou vládou o ukončení německého jaderného programu. Závěrečný dodatek je pokračováním popisu kalifornské energetické krize, který byl podán ve studii „Konkurence v českém teplárenství a koheze energetických trhů“. Tehdy jsme náš popis skončili na počátku roku 2001, kdy ceny na velkoobchodním trhu byly nejvyšší. V dodatku je podán popis dalšího vývoje v průběhu roku 2001 a postupné odeznění kalifornské energetické krize.

KAPITOLA 1: MÝTY NEJEN V ELEKTROENERGETICE 3

„V energetice se nepovažuji za odborníka, spíše jsem žáčkem.“

Jiří Rusnok, ministr průmyslu a obchodu,
seminář Liberálního institutu „Konkurenční struktura české elektroenergetiky“,
konferenční sál ČNB, 19. září 2002

Již se stalo tradicí, že úvodní kapitola studií Liberálního institutu o energetice je věnována energetické mytologii. Ani tato studie nebude výjimkou. Je nicméně velmi obtížné neustále vyhledávat nějaká velká mytologická témata v oblasti energetické politiky. Proto se v této kapitole zaměříme na vyvracení spíše partikulárnějších mýtů nebo mýtů, které se v české energetice nově objevily či znovuoživily. Mnohé mýty v tomto seznamu tak jsou spíše polo-pravdami nebo spíše částečnými pravdami, u nichž je zpravidla vynechán jeden zásadní prvek. Číslováním budeme pokračovat v řadě mýtů, které jsme vytvořili v předchozích dvou studiích². Přejdeme bez velkých úvodů přímo k věci.

Mýtus 36:

„České je hezké“ aneb je dobré mít velkou českou firmu, jako je např. ČEZ, neboť ta bude vlajkovou lodí české ekonomiky. Vláda by měla pomoci k jejímu vytvoření.

Podobná logika stála zatím za všemi umělými a státem posvěcenými pokusy o českou cestu, ať už se to týkalo strojírenství (Škoda Plzeň, ČKD, Poldi Kladno, Vítkovice, Nová Huť a další), chemického průmyslu (Unipetrol) nebo i bankovníctví (IPB). Koneckonců ČEZ po své konsolidaci bude dříve nebo později privatizován. Pak by se konsolidovaná „česká“ firma stala najednou „nečeskou“, neboť by změnila vlastníka. Celé volání po české firmě je jenom hra na národní city, nacionalismus a českou malost. Má sloužit pouze zájmům ČEZ, jeho vrcholového managementu. Nikomu jinému. Státní konsolidace odvětví se nakonec obrátí proti zákazníkům i státu samotnému. Jediný velký subjekt na trhu velice snadno ovládne příslušná odvětvová ministerstva a regulační úřady – pokud se tak již nestalo (o tomto problému podrobněji v kapitole 5). Tato argumentace neříká, že je špatné mít v ekonomice velké české firmy. Ta jenom říká, že velká a úspěšná česká firma nemůže vzniknout jako výsledek činnosti vládních úřadů, a už vůbec ne tím, že bude provedena umělá konsolidace odvětví a to pak jako jeden celek privatizováno. Tím vznikne maximálně velká filiál-

² Jedná se o studii M. Zajiček: *Konkurence v českém plynárenství*, LI, 2002 a M. Zajiček: *Konkurence v českém teplárenství a koheze energetických trhů*, LI, 2001.

ka zahraniční firmy na českém trhu. Na skutečné velké české firmy si budeme muset počkat, až nám postupně vyrostou ze současných středních firem.

Mýtus 37:

ČEZ prodává elektřinu stejně draho jako na počátku 90. let.

Je to částečně pravda, ale jako v mnoha jiných případech není řečena její druhá část. Ceny silové elektřiny skutečně v 90. letech mnoho nevzrostly – podrobněji viz kapitola 5. To však není důsledkem vyšší efektivity ČEZ, ale spíše několika jiných faktorů. Zaprvé byly předací ceny elektřiny mezi REASy a ČEZ stanoveny v roce 1993 velice výhodně pro ČEZ. Při obratu necelých 51 mld. dokázal ČEZ vygenerovat hrubý zisk před zdaněním 17 mld. Kč. Ten se pak postupně snižoval až do roku 1999, kdy dosáhl necelých 2,8 mld. Kč. Druhým důvodem stability cen je to, že na velkoobchodním trhu existovala díky způsobu rozdělení původních Českých energetických závodů faktická konkurence již před rokem 2002, tj. před proklamovaným otevřením trhu v ČR. Právě tato konkurence držela na uzdě snahy ČEZ o zvýšení cen, neboť by byl potrestán poklesem tržního podílu a tím i tržeb, protože v 90. letech masivní vývoz elektřiny do zahraničí nepřicházel v úvahu. Posledním faktorem, který držel ceny ČEZ na uzdě nepřímě, byla regulace koncových cen, kde byly po dlouhou dobu zachovávány tzv. křížové dotace mezi cenami pro velkoobdoběratele a maloobdoběratele. K tématu se podrobně vrátíme v již zmíněné kapitole 5.

Mýtus 38:

Liberalizace elektroenergetiky znamená, že si každý bude moci vybrat svého výrobce elektřiny.

Jedná se klasickou polopravdu produkovanou ČEZ. Ano, liberalizace znamená, že si každý zákazník bude moci vybrat svého dodavatele elektřiny. Nicméně tento dodavatel může být výrobcem nebo obchodníkem vzniklým z REASu či obchodníkem nezávislým. Jaký bude výsledný mix, určí právě trh (nikoliv názory státních úředníků nebo představitelů jednotlivých firem), neboli souhrn zájmů všech zákazníků, kteří rozhodnou, kdo bude jejich dodavatelem. O tom, jak to vypadalo na jednom z trhů – britském – je dodatek A. Obecně se ukazuje, že výrobci sami o sobě mají relativně malou šanci se na trhu prosadit, byť budou dodávat excelentní produkt s excelentní kvalitou. A to především proto, že jejich kumulované know-how, které je špičkové, se koncentruje do oblasti výroby, a nikoliv dodávky elektřiny. Navíc je pro obsluhu velkého množství zákazníků zapotřebí mít vybudovanou distribuční síť, ať už ve formě zákaznických center, call center, internetových portálů se zabezpečeným přenosem, billingových center, software na zpracovávání velkého množství dat apod. Toto vše zpravidla výrobce nemá a ani nemůže mít. Ve světě se proto drtivá většina výrobců, kteří mají ambici uspět na retailovém trhu, spojuje s nějakým subjektem (ať už majetkově nebo jinou formou spolupráce), který všechny tyto znalosti a aktiva má. Zde je také nutné hledat důvod, proč má ČEZ zájem vstoupit do distribučních společností. Opět je typickým případem britský trh, kde postupně všichni výrobci získali některé dodavatele (viz podrobně Dodatek A). Samotní výrobci neměli mnoho šancí se na maloobchodním trhu prosadit. V Anglii se také ukázalo, že naopak subjekty, které zpočátku výrobní kapacity neměly, ale měly know-how pro distribuci a především dodávku elektřiny, byly nakonec vítězi. Pro zajištění vlastních dodávek elektřiny pak tito dodavatelé konečnému zákazníkovi vstoupili na trh vý-

roby elektřiny – typickými příklady jsou London Electricity, Eastern Electricity (původní distribuční společnosti) nebo Centrica, která na elektroenergetický trh vstoupila pouze a jenom se znalostí a schopností prodávat homogenní produkt (energetické médium, v tomto případě elektřinu) bez jakékoli vazby na výrobu nebo distribuci elektřiny. To, co Centrice dopomohlo k úspěchu, byla její síť zákazníků v dodávkách zemního plynu.

Mýtus 39:

ČEZ je až třetím největším subjektem na českém elektroenergetickém trhu – po RWE a E.On.

Toto tvrzení už není polopravdou, ale přímo nepravdou. Samozřejmě pokud bychom se podívali na to, jak velké jsou celé společnosti, pak RWE a E.On jsou mnohem větší než ČEZ. Nicméně, pokud se podíváme na relevantní český trh, pak ČEZ je zdaleka největším subjektem na trhu. V současnosti je dominantním subjektem ve výrobě, po dokončení státem řízené konsolidace³ se stane dominantním subjektem i v distribuci a dodávce. V distribuci tak na trhu zůstane vedle skupiny ČEZ pouze skupina E.On, která se v oblasti distribuce a dodávky skládá z JME a JČE, a PRE, která je ovládána hlavním městem Prahou. Dovedeno kritérium absolutní velikosti celé skupiny ad absurdum, pak by ČEZ byl na českém trhu menším subjektem než třeba Dalkia, NRG (který však v září 2002 své středoevropské aktivity prodal) apod.

Mýtus 40:

Spojení výroby a distribuce je v Evropě naprosto obvyklé.

Opět se jedná o klasickou ukázkou polopravdy. Neboť faktem je, že spojení distribuce a výroby není neobvyklé. K tomu je však potřeba dodat několik významných ALE. Především argumentovat praxí v evropských zemích je možné o čemkoliv. Situace je v jednotlivých zemích natolik rozdílná, že podporu pro svá tvrzení poukázáním na „evropskou praxi“ najde po chvíli hledání opravdu každý – od ortodoxních liberálů po zatvrzelé státní plánovače. Podrobně je situace v evropských zemích zpracována v kapitole 5. Nicméně skutečně obvyklou praxí v evropských zemích je to, že pokud je elektroenergetický sektor integrován, pak takto integrovaných subjektů se v každé zemi nachází několik, a nikoliv pouze a jenom jeden. Výjimkou je v tomto směru především Francie a částečně Itálie, kde se ale situace začíná postupně měnit. Stejně tak by vysoká míra koncentrace odvětví nevalila v případě skutečně volného přístupu zahraničních subjektů na náš elektroenergetický trh (tj. v případě legalizovaných dovozů, volného vstupu do odvětví přenosu a distribuce, volného pohybu ostatních energetických médií atd.). V případě relativně uzavřeného trhu s omezeným vstupem do všech odvětví energetiky je konsolidace a integrace odvětví hrou s ohněm. Vytvořený dominant na trhu má pak tendenci celý trh především skrze regulátory ovládnout. A další skutečnou obvyklou praxí (nejenom) v evropských zemích je to, že se mu to za takových okolností (ale i pro dominanta mnohem méně příznivých) bez problémů podaří.

³ Jedná se o akciový swap mezi ČEZ a státem, který podrobněji rozebereme v kapitole 6.

Mýtus 41:

Stranded costs v ČR – tj. odsíření a Temelín – zaplatí buď spotřebitelé nebo daňoví poplatníci.

Ideologie stranded costs byla poměrně věrně popsána v minulých studiích, co se týče jejího vzniku, praktického uplatnění v USA a Evropě, ale i jejího dopadu v ČR. Obecně lze říci, že stranded costs byly vymyšleny jako způsob prodloužení sladkého života bývalých monopolistů, který se pomalu rozpadá pod tlakem nastupující konkurence. Pokud by byla pravda, že bývalí monopolisté poskytovali služby nejlevněji, pak žádné stranded costs nemohou existovat. Pokud bývalé monopoly a jimi podporovaní politici tvrdí, že existují, pak bývalí monopolisté jsou neefektivní. To, že mnohé energetické firmy jsou dodnes státní, vede pak mnohé k přesvědčení, že je lepší stranded costs (tj. náklady bývalé neefektivnosti) v nějaké formě bývalým monopolům zaplatit. Odůvodnění je takové, že občané-daňoví poplatníci-spotřebitelé elektřiny tyto náklady v nějaké formě stejně zaplatí. Tato „logika“ však má závažné nedostatky. Pokud umožníme hrazení stranded costs ve formě vyšších cen nebo jiných poplatků, pak distortujeme cenový mechanismus a tím i jeho alokační efektivnost. Pokud budou stranded cost hrazeny z daní, pak se jedná o odměňování minulé špatné práce a neefektivnosti. Jediným, kdo by měl nést ztráty ze stranded costs, jsou vlastníci jednotlivých firem, kteří jsou také zodpovědní za jejich současný stav. A pokud existence sníží například výnosy z privatizace státního majetku, pak náklady neponesou daňoví poplatníci, především proto, že logika daňových příjmů je následující. S trochou nadsázky lze říci, že státní rozpočet bude tak veliký, jak velké je možné vybrat daně či realizovat jiné příjmy. Neříká tedy pravda, že stát „potřebuje“ nějakou objektivně danou částku peněz a tu se pak snaží za co nejmenších nákladů získat. Skutečností je, že stát se snaží získat co nejvíce peněz a ty pak vždy beze zbytku využije pro „konání veřejného blaha“. Záleží tak spíše na tom, jak se občané státu nechají od státu okrást. Pokud jsou pak prodána státní aktiva (například podíly ve státních firmách) za nižší cenu, pak to neznamena vyšší daně, nýbrž pouze to, že stát bude mít méně peněz na rozhazování.

Mýtus 42:

Český energetický trh je extrémně otevřený vůči zahraničí.

Nic nemůže být vzdálenějšího pravdě. Je možné do České republiky dovážet elektřinu, ale tato možnost je velmi omezena a neustále hrozí zásah ze strany státu proti dovozům elektřiny. K této problematice se dostaneme podrobněji v kapitole 5. Dovážet zemní plyn do ČR dnes může efektivně pouze a jenom Transgas, neboť jediný vlastní tranzitní plynovody. O liberalizaci plynárenského trhu a tím i o konkurenčních dodávkách zemního plynu se nám zatím může jenom zdát. Co lze dovážet relativně bez problémů, je ropa a její deriváty (ať už se jedná o benzínu, LPG nebo topné oleje). Dovozy černého uhlí jsou drasticky omezeny se zdůvodněním sociálních dopadů případného většího množství dodávek na tuzemský trh. Fakt, že u hnědého uhlí není mezinárodní obchod s ním omezen, vyplývá ze skutečnosti, že v podstatě neexistuje možnost konkurenčních dodávek hnědého uhlí do ČR ze strany sousedů.

Mýtus 43:

Pokud bude náš energetický trh otevřený a energetické trhy ostatních zemí uzavřeny, pak tuto nesymetrii je nutné řešit ochranou domácích subjektů proti neférové konkurenci.

Obdobný mýtus jako předchozí. Platí to, že ten stát, který si chrání vnitřní trh, poškozují především sám sebe a své občany. Může poškodit částečně i ostatní státy a jejich občany. Ne- ní však jediný důvod pro to, abychom se poškozovali ještě více uzavřením vlastního trhu, když nás poškodí soused, který ale primárně a podstatně škodí sobě mnohem více. Jediný důvod, proč hrozit uzavřením vlastního vnitřního trhu, je politická taktika. Hrozba uzavře- ní vnitřního trhu může způsobit to, že se sousední trh otevře. Avšak tato taktika má svá ús- kalí, stejně jako má svá úskalí blafování v pokeru. A to především pro malé země, jako je ČR. Trh ČR není příliš veliký, proto hrozba jeho uzavření nemusí mít u některých partnerů příliš velký efekt. Pokud se to přežene, pak může situace skončit uzavřením obou trhů a tím ještě mnohem většími škodami. Z tohoto hlediska je pak kredibilita hrozby uzavření trhu malé ze- mě poměrně nízká. Jako taktický manévr se pak hrozba uzavření trhu hodí spíše do reper- toáru šachových variant velkých zemí. Pro ty menší zbývá politické vyjednávání a mraven- čí práce, než, velká gesta.

Mýtus 44:

Duhová energie dává práci českým lidem.

Tento mýtus je typickou ukázkou nacionalismu nejhoršího a nejzákeřnějšího ražení. Pře- devším prohlásit v současné ekonomice něco za „český“ výrobek je iluzorní. Nikdo neví a ani vědět nemůže, kolik procent toho kterého výrobku vzniklo na daném území, z jakých surovin apod. Tvrdit navíc to, že elektřina dodávaná ČEZem je český výrobek více než elek- třina dodávaná třeba teplárnami, je navíc směšné. Možná podíl cizích výrobků na produkci elektřiny ČEZ je vyšší než u ostatních producentů. Stejně tak ani dovážená elektřina nemusí být „cizí“ a podíl českých výrobků na ní nemusí být nulový. A i kdyby se jednalo o pouze „cizí“ výrobek, pak bude nakupován za české koruny (v konečném důsledku) a zahraniční dodavatel tyto koruny bude muset na něco použít. To může provést pouze tak, že si opět on nebo někdo jiný koupí český výrobek. Prohlašovat tedy, že výroba Duhové energie dává prá- ci přibližně stu tisíc českých lidí je směšné a absurdní. Bez Duhové energie a ČEZ by tito li- dé měli práci také. Tato argumentace se obecně netýká pouze elektřiny, ale i jiných (nejenom energetických) produktů.

Mýtus 45:

Pouze ČEZ je schopen dodávat nejlevnější elektřinu v ČR, neboť má nejlevnější zdroje.

Je pravda, že ČEZ má nejlevnější zdroje v ČR, ale nikoliv svojí vlastní zásluhou. Tyto zdro- je byly vybudované za minulého režimu a ČEZu patří shodou historických náhod. Obdob- ným případem je JE Temelín, která byla částečně vybudována za minulého režimu a poté by- la její stavba neustále do roku 1999 dotována, a to způsobem výpočtu regulované tzv. předací ceny⁴ – viz také podrobněji dále v textu studie.

⁴ Podrobně viz L. Dušek: *Zaostřeno na... Temelín, LI, 1998, nebo M. Zajíček: Zaostřeno na... jadernou energetiku v ČR, LI, 1999.*

Nicméně výrobce s nejnižšími výrobními náklady nebo nejlevnější zdroje neurčují cenu na volném trhu. Tu určují mezní výrobci či zdroje. To znamená, že cenotvornou úlohu mají na volném trhu nikoliv ty nejlevnější zdroje, ale ty, které jsou poslední zapojeny do provozu, což jsou zpravidla zdroje s vyššími mezními náklady (v elektroenergetice obecně aproximované palivovými náklady). Ve struktuře trhu v ČR jsou klíčové poslední zapojené zdroje ČEZ, neboť ty determinují cenu ČEZ (spolu s mezními příjmy ČEZ), která je pak díky jeho dominantní pozici určující pro zbytek trhu. Ostatní výrobci (a zdroje) se musí takto determinované ceně přizpůsobit, ať se jim to líbí nebo ne. Pokud z rozdílu mezi cenou a variabilními náklady neuhradí fixní náklady jednotlivých zdrojů a provozu společnosti, pak v delším období se v lepším případě sníží jejich tržní hodnota, v horším případě zkrachují. Na tržní cenu ale nemá vliv to, že některé zdroje ČEZ jsou levnější než všechny ostatní v soustavě nebo mimo ni (tj. v zahraničí směrem na západ od našich hranic). Pokud některý výrobce má nižší náklady než ostatní (jak prohlašuje ČEZ), pak výsledným efektem bude to, že bude pro své majitele generovat vyšší zisky. Pokud by daný výrobce byl schopen svůj produkt dodávat za stejných podmínek ve stále větším množství (tj. že by např. ČEZ vystavěl nákladově stejné elektrárny, jako jsou ty nejlevnější v jeho portfoliu), pak by se mu podařilo vytlačit z trhu ty nejméně efektivní zdroje z pohledu variabilních-mezních nákladů a změnil by tak poslední elektrárnu zapojenou do soustavy. To by pak změnilo cenu. Tu by ale i nadále determinovala mezní elektrárna v soustavě. Podobný krok ale může udělat každý subjekt na trhu.

Tudíž i kdyby měl ČEZ nejlevnější zdroje, pak díky dominantní pozici na trhu může determinovat tržní cenu. Tu však determinují ty poslední zapojené zdroje ČEZ. Ostatní výrobci se přizpůsobí. Všichni výrobci tak budou dodávat za podobných cenových a jiných podmínek bez ohledu na jejich efektivnost v daný okamžik. Efektivnost nakonec určí, kdo z nich přežije v dlouhém období. Pokud tak některý subjekt o sobě tvrdí, že je neefektivnější, pak mu jakákoliv konkurence nemusí vadit, neboť si s ní vždy poradí. Pokud žádá o nějakou formu ochrany nebo výhody, pak to s tvrzením o nejvyšší efektivitě může být všelijaké.

Mýtus 46:

Nebýt českého uhlí, hospodářský vývoj českých zemí by byl mnohem pomalejší.

Sever Moravy i sever Čech by jistě vypadaly jinak, než vypadají dnes. Ale to neznamena, že by hospodářský rozvoj musel nutně být pomalejší. Obecně totiž platí, že charakter krajiny, dostatek nebo nedostatek přírodních zdrojů atd. mají na hospodářský rozvoj vliv pouze zprostředkovaně. Mohou pomoci, ale nejsou základní determinantou rozvoje. Tou je institucionální struktura – především tedy charakter práva a jeho vynutitelnost a hospodářské uspořádání. Typickým příkladem zemí, které neměly ke svému rozvoji žádné suroviny a přesto se vyvinuly rychle, je Nizozemí, Hongkong, Japonsko, ale třeba i jižní Čechy. Naopak mnohé země, které mají přebytek surovin, ve svém rozvoji zaostávají – typicky Rusko, Alžírsko, ropné státy v Perském zálivu, Kongo apod. Bez hnědého uhlí by se na severu Čech vyvinul průmysl také. Byť by měl jiný charakter.

Mýtus 47:

OPEC ovládá ceny ropy a tím i ceny zemního plynu (ZP). Proto je potřeba ceny ZP regulovat, abychom zabránili jejich velké fluktuaci. Hlavně se nesmíme stát závislími na dovozu vnějších energetických zdrojů.

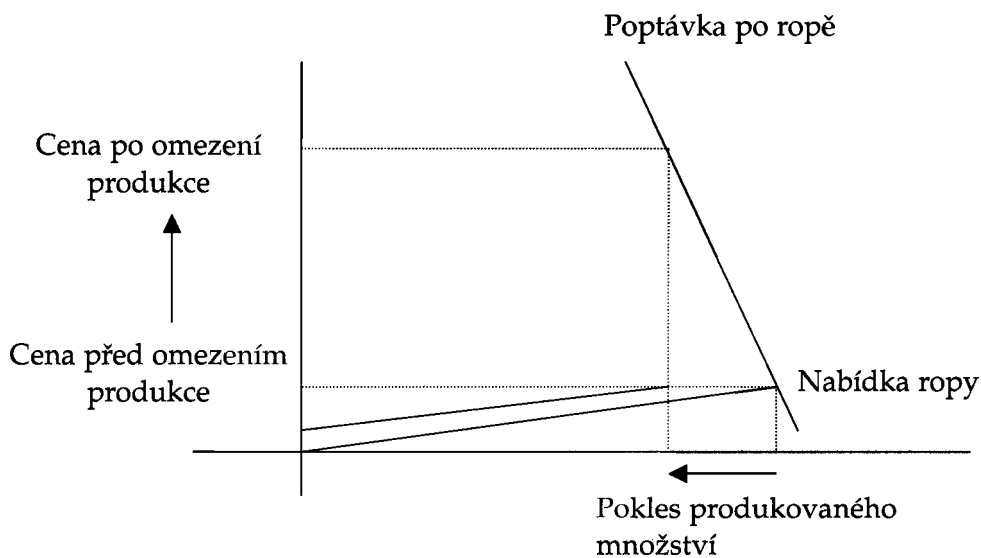
kých zdrojů (především ropných derivátů a zemního plynu), neboť bychom se stali závislími na práci arabských šejků.

K vyvrácení tohoto mocného mýtu, kterým nás zásobují všechna média neustále dávno poté, co klíčový vliv OPEC na trh cen ropy se postupně vytratil, je nutné se podívat na to, jak vůbec trh s ropou a OPEC vlastně fungují. To nám jako návod poskytnou mnohé vhledy do charakteru tržního procesu, kartelů a konstrukce nabídkové křivky.

Ropa je produkována na různých místech světa s různými náklady. Nejlevněji lze ropu produkovat v okolí Perského zálivu. Ostatní místa na světě jsou k těžbě ropy mnohem méně vhodná, protože je daleko nákladnější v nich ropu těžit. Při vysokých cenách se ale těžba v těchto místech stává ekonomickou. Pokud tedy OPEC jako organizace zemí, u nichž jsou náklady na těžbu ropy nejnižší, omezí produkci, aby zvýšila cenu, pak vliv tohoto kroku záleží na tom, jak bude konkrétně vypadat nabídková křivka.

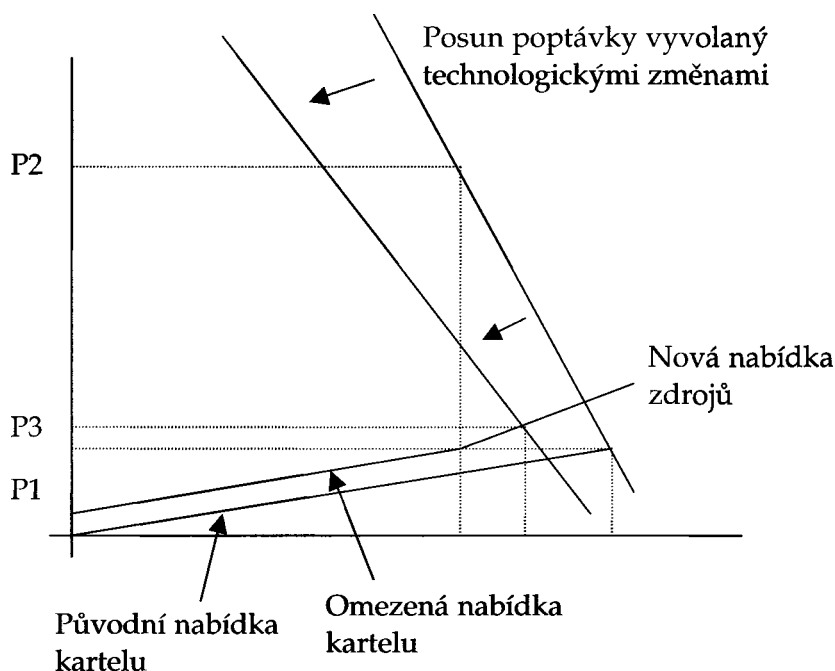
Předpokládejme tedy pro úvodní úvahu, že podíl OPEC na trhu by byl 100 % a neexistovaly by rezervní kapacity pro těžbu ropy. Potom by omezení produkce ropy mělo významný dopad na její cenu. Byla by to vlastně situace, po které všechny kartely touží. Navíc v případě ropy se jedná o komoditu, jejíž elasticita poptávky v krátkém období je nízká, takže výrazné zvýšení ceny vyvolá jenom minimální pokles poptávaného množství. Pak by situace na trhu vypadala zhruba jako na následujícím obrázku.

Obrázek 1: Ideální kartel



Nicméně reálný život hází všem kartelům klacky pod nohy a mnoho faktorů působí proti této kartelové nirváně. Předně i kdyby situace na začátku skutečně odpovídala představám kartelistů, pak růst ceny způsobí, že ziskovými se stanou i zdroje, které při původních cenách nebylo ekonomické provozovat, a proto ani neexistovaly kapacity pro jejich využívání. Postupem času se tak díky vysokým cenám objeví noví producenti. Na trhu s ropou třeba producenti ze Severního moře, kde je produkce dražší než v okolí Perského zálivu. Stejně tak dojde k rozvoji technologií, které umožní šetrnější využívání drahého zdroje – ropy – a také dojde k přechodu k jiným zdrojům, pokud je to technologicky možné – třeba k uhlí. Situace se tak pro původní kartel začne vyvíjet poněkud nepříznivě, jak je patrné z následujícího obrázku.

Obrázek 2: Reakce trhu na ideální kartel



Záleží na konkrétním průběhu nabídkových a poptávkových křivek, zda se cena na konci procesu dostane na původní úroveň nebo i pod ni, zda zisky kartelu zůstanou, i kdyby se cena ustálila na vyšší než původní úrovni, na stejné nebo nižší úrovni atd. V každém případě platí, že v případě existence účinného kartelu má v sobě tržní systém zabudovanu tendenci pozici kartelu v případě dosažení jeho cíle – tj. zvýšení ceny – oslabit. V ten okamžik, kdy úspěch kartelu vyvolá vstup nových subjektů do odvětví, je s jeho vlivem konec. Jedinou cestou, jak obnovit pozici kartelu, je pak snížení ceny a její udržování dostatečně nízko, aby v dlouhém období byli vytlačeni nekarteloví producenti z trhu (tj. v našem modelu producenti s vyššími náklady), což je ale velmi obtížné, protože fixní náklady na nové kapacity jsou již vynaloženy. A i kdyby se nakonec kartelu podařilo získat jeho bývalý skoro monopol, pak jakékoliv zvýšení ceny vyvolá znova již popsaný proces.

Navíc existují velké tendence k tomu, aby se kartel rozpadl zevnitř – jednotliví jeho členové mají tendenci podvádět a získat více, než by jim příslušelo, a proto produkují více. K tomu, aby bylo možné i za takových podmínek (tj. obecného podvádění členů kartelu) udržet nižší produkci, pak musí existovat jeden producent „poslední instance“, který „zastoupí“ podvádějící členy kartelu a sníží produkci ještě více. V OPEC tuto roli plní Saúdská Arábie, která je ochotná neustále vyrovnávat (tj. snižovat) nabídku ropy, pokud ostatní členové kartelu podvádějí. Tím však dosahuje pouze dvou věcí – její podíl na trhu se neustále snižuje a také podíl OPEC na trhu s ropou se neustále snižuje. Tím navíc maskuje subjekty kartelu, kteří podvádějí vůči ostatním (kteří ale také podvádějí).

Navíc ještě neplatí zjednodušující předpoklad jednoduché analýzy výše, že OPEC má vždy nejlevnější zdroje – členy OPEC jsou i země, jejichž produkční náklady jsou srovnatelné s producenty zeměmi mimo OPEC – např. Venezuela, Mexiko apod. Tím se situace ještě více komplikuje, neboť omezení produkce vyvolá poněkud komplikovanější pohyb nabídky, než je na našich obrázcích.

K získání dalšího pohledu je nutné znát podmínky, kdy se kartel rozpadne nebo má tendenci se rozpadnout. A ty jsou následující: homogennost produktu (tj. je velmi obtížné nebo nemožné rozpoznat původce produktu), nemožnost či obtížnost kontroly velikosti produk-

ce, velké množství subjektů v kartelu, velký tržní lem (tj. množství subjektů, které nahradí produkci kartelu, pokud se ta sníží), existence producenta poslední instance (tj. takového producenta, který bude produkovat dodatečné množství, pokud dojde k nenadálým výpadkům v produkci ostatních nebo naopak sníží svoji produkci, pokud ostatní členové kartelu nebo jeho nečlenové budou produkovat více, než je předpokládáno) a roztržitost trhu (a to jak geografická, tak i množstvím subjektů na straně kupujících). Vidíme, že na ropném trhu jsou všechny faktory, které podněcují členy kartelu podvádět, splněny v dostatečné míře. Spíše však v míře vrchovaté.

Praxe skutečně ukázala, že i kdyby se členové kartelu dohodli na společném postupu a kdyby tento postup dodržovali, a i kdyby se jim podařilo zvýšit cenu (viz počátek 70. let), pak jediným důsledkem je rozvoj tržního lemu a posilování jeho pozice (viz model) – se zvyšující se cenou roste jeho tržní podíl a síla dominantního kartelu se oslabuje. To však postupně při relativně dlouhé životnosti kapitálu a nízkých variabilních nákladech oslabuje pozici kartelu jako takového a jeho schopnosti ovlivňovat cenu, neboť jeho tržní podíl klesá. A přesně to se na světovém ropném trhu v posledních 30-ti letech stalo⁵.

Nehledě na to, že vysoké ceny ropy podvazují do budoucna její spotřebu – nejenom proto, že v krátkém období mohou vyvolat ekonomické problémy, které pak způsobí pokles spotřeby energie a tím i ropy. Avšak především z toho důvodu, že vysoké ceny ropy působí jako motivace ke snižování její spotřeby a k rozvoji technologií, které se spotřebě ropy a jejích derivátů vyhýbají – ať už tak, že úplně, a nebo tak, že snižují její absolutní nebo jednotkovou spotřebu. Hra s vysokými cenami ropy je tak pro každého producenta hra s ohněm, při které může zabít husu, která snáší zlaté vejce.

Je tedy vidět, že pozice ropného kartelu OPEC se postupně vytrácí a trh s ropu je tak ve středním a dlouhém období (tj. delším než několik měsíců) plně ovládan tržními silami, a nikoliv silou OPECu. V krátkém období má OPEC vliv na ceny ropy spíše díky přesvědčení většiny dealerů a obchodníků o reálném vlivu kartelu na ceny. Pokud kartel vyhlásí, že sníží produkci ropy, a většina obchodníků bude věřit, že se sníží nabídka a ceny vzrostou, pak jejich reakce musí zákonitě být snaha nakoupit co nejrychleji dodatečné množství ropy, aby byli předzásobeni a alespoň trochu se vyšším budoucím cenám vyhnuli. To vyvolá okamžitou poptávku na trhu, která skutečně ceny vyžene trochu vzhůru, ale na velmi krátkou dobu. Poté spekulativní poptávka poklesne a s ní i cena. Ta ovšem na nějakou dobu může poklesnout i na nižší než na původní úroveň, neboť obchodníci jsou překoupení a ceteris paribus se na nějakou dobu sníží fundamentální poptávka po ropě (předpokládáme nulové fundamentální změny). Typickou ukázkou tohoto efektu byl teroristický útok na WTC 11. září, kdy ceny ropy krátkodobě poskočily (během jednoho dne), ale následně se vrátily na původní úroveň a poté začaly klesat, neboť poptávka po ropných produktech začala výrazně klesat také, a to v důsledku několika faktorů – pokles ekonomické výkonnosti v druhém pololetí 2001 (který ale již začal PŘED teroristickými útoky), pokles letecké dopravy, pokles spotřeby elektřiny v důsledku splasknutí telekomunikační a dot.comové bubliny (podrobněji viz Dodatek D o kalifornské energetické krizi)⁶.

⁵ O efektu zvyšování ceny na tržní podíl dominantní firmy by mohly vyprávět mnohé české energetické společnosti. V první řadě ČEZ, ale také mnohé teplárenské společnosti, které by mohly psát dlouhé historie odpojování spotřebitelů od systémů CZT a jejich postupného rozpadu na mnoha místech. Podrobně viz např. M. Zajíček: *Konkurence v českém teplárenství a koheze energetických trhů*, LI, 2001, nebo dále v této studii.

⁶ Ke stejnému tématu vlivu fundamentálních faktorů na cenu ropy z jiného pohledu viz také M. Zajíček: *Konkurence v českém teplárenství a koheze energetických trhů*, LI, 2001.

Mýtus 48:

Je zapotřebí formulovat nový dlouhodobý výhled energetického hospodářství.

Problémům dlouhodobých předpovědí jsme se již podrobně věnovali v jedné z minulých studií⁷. Jelikož není možné předpovídat budoucnost, pak při pokusech toto činit jsou generovány zákonitě větší či menší chyby. Ten, kdo je na volném trhu schopen odhadnout přání zákazníků a budoucí vývoj, je odměněn někdy i enormním ziskem. Komu se to nepodaří, má smůlu, dostane se do ztráty, v nejhrošším případě zkrachuje. To se ale státním úřadům stát nemůže, i když generují systematicky chyby a z nich pak vycházejí systematicky špatné politiky. Jakýkoliv výhled státních orgánů do budoucna je špatný – ne proto, že se státní orgány náhodou nemohou trefit správně do skutečného vývoje, nýbrž proto, že nejsou trestány za chyby, kterých se dopustí. Dlouhodobý výhled nechť si formují jednotliví tržní hráči. Stát nechť formuje dostatečně kredibilně a transparentně pouze pravidla hry.

Mýtus 49:

Je nutné řešit vznikající nerovnováhu na energetickém trhu v ČR.

Jedná se o mýtus ze stejné škatulky jako ten předchozí. Na volném trhu zásadně nikdy nemůže vzniknout nerovnováha. Jakákoliv diskrepance mezi nabízeným a poptávaným množstvím je vždy, za všech okolností a beze zbytku vyřešena cenou. Nerovnováha na trhu vzniká pouze a jenom tehdy, když není možné, aby se volně pohybovaly ceny. Pokud tedy někdo volá po „řešení nerovnováhy“, pak se naprosto typicky jedná o subjekt, o jehož produkt není vůbec zájem nebo se po něm snižuje poptávka, a svým voláním chce daný subjekt dosáhnout státního zásahu ve svůj prospěch.

Mýtus 50:

Vláda by měla svojí politikou ovlivňovat energetický mix.

Jedná se v bleděmodrém o stejný mýtus jako oba předchozí. Vláda není od toho, aby ovlivňovala energetický mix. Krátkodobě i střednědobě může vláda sice pomocí dotací a zákazů vychýlit energetický mix z rovnováhy, nicméně v dlouhém období se vždy taková politika obrátí proti domácí ekonomice. Dotací vyvolaná vyšší poptávka po některém energetickém médiu ustane v okamžiku, kdy bude tato dotace odstraněna. Po poklesu poptávky bude výsledkem dotační politiky špatně nainvestovaný kapitál, což bude danému odvětví působit problémy ve formě několikrát zmíněných utopených nákladů, které budou prohlašovány za uvízlé. Mnohé z pozůstatků takových politik ale mohou přetrvávat do budoucna a působit další ztráty – např. špatně uzavřené kontrakty. Naopak nedotovaná odvětví se budou muset vyrovnat s uměle snižovanou poptávkou, což jim samozřejmě bude působit problémy, které budou volat po dalších státních zásazích.

⁷ M. Zajíček: *Konkurence v českém plynárenství*, LI, 1999.

Mýtus 51:

Některé zdroje jsou ekologické, jiné ne.

Ano, je pravdou, že využíváním (spalováním) různých zdrojů vznikají různá množství emisí. Avšak jednu surovinu lze využívat různými způsoby, a proto nejde bez dalšího prohlásit, že některé zdroje jsou více ekologické než jiné. Např. využívání hnědého uhlí může v konečném důsledku za určitých okolností produkovat menší množství SO_2 než využívání jaderného paliva. Bude záležet na tom, kde bude dané palivo vyráběno a za použití jakých technologií. Prohlášení a priori o ekologičnosti jednotlivých zdrojů jsou nesprávná.

Mýtus 52:

Hnědé i černé uhlí jsou již nemoderním, neekologickým a přežitým druhem paliva.

S tím souvisí i obecné přesvědčení, že uhlí je „neekologickým“ palivem. Jak už bylo řečeno, není tomu tak a priori. Existují způsoby, jak využívat hnědé uhlí s minimálními dopady na životní prostředí. K tomu má hnědé uhlí mnohé další výhody – je relativně levné a na rozdíl od některých dalších energetických surovin je jeho cena dlouhodobě stabilní. Zatím se v jeho ceně jakkoliv neprojevuje jeho potenciální vyčerpatelnost v ČR. Pokud jde o jeho potenciální vyčerpatelnost ve světě, pak jeho zatím poznané a ekonomicky výtěžitelné zásoby jsou větší než u konkurenčních paliv, jako je ropa nebo zemní plyn, a ačkoliv je veličina „zásoba“ paliv velmi dynamickou, pak fakt, že uhlí (černého a hnědého) je k dispozici větší množství, než ropy a zemního plynu, není zpochybňován v žádných odhadech.

Pokud jde o přežitost hnědého uhlí, pak k tomu je nutné poznamenat, že o mnohých energetických surovinách se toto prohlašovalo již několikrát. Možná se v budoucnu hnědé uhlí nebude využívat stejným způsobem jako v současnosti, ale právě trh jeho místo mezi energetickými zdroji najde. Klasické spalování hnědého uhlí skutečně asi vymizí, nicméně dojde k tomu, že hnědé uhlí se bude spalovat efektivněji a lépe. Do budoucna lze očekávat rozvoj zplyňování uhlí a využívání tohoto plynu pro výrobu elektřiny. Stejně tak je možné očekávat, že hnědé uhlí se stane postupně spíše než energetickou surovinou surovinou chemickou, která bude sloužit jako zdroj dalších produktů – formaldehydů apod.

Mýtus 53:

Je nutné regulovat ceny tepla.

Je jedním z nejhorších mýtů, že ceny tepla je nutné regulovat. V současné době platí regulace cen pro bytové odběry, ale uvažuje se o jejím zpětném zavedení i pro odběry nebytové. Pokud bude toto opatření opětně zavedeno, pak se jedná o veliký krok zpět směrem k centrálně řízené ekonomice. Zdůvodnění regulačního úřadu zní asi následovně – není možné a logické, aby stejné teplo stálo jinak u bytů a nebytů. Proč ne? Dodávka bytům a nebytům je svým charakterem jiná, a to jak z hlediska množství, tak doby dodávky, kvality dodávky atd. Pak není sebemenší důvod pro to, aby se ceny nelišily. Stejně tak se dodávka bytům a nebytům liší v elasticitě poptávky u bytů a nebytů. Je pravda, že v ČR je napojeno na CZT asi 1,5 mil. domácností. To však není důvod k regulacím. Všechny domácnosti kupují denně chléb, přesto se jeho ceny neregulují. Každý provozovatel teplotní soustavy potvrdí, že

cena je určena tržními podmínkami na konkrétním tepelném trhu. Pokud provozovatel CZT přežene cenu, pak dříve nebo později se soustava CZT rozpadne. Podrobný popis tohoto mechanismu a důvodů, proč je třeba ceny na trhu tepla naopak plně deregulovat, je v minulé studii⁸.

Mýtus 54:

Stát musí vytvářet infrastrukturu, aby ekonomika mohla růst a rozvíjet se. V tom je jeho role nezastupitelná.

Pravý opak je pravdou. Skutečností je, že pokud není omezena lidská aktivita státními regulacemi, tak neexistuje omezení zdroji, aneb tvrzení, že bez dostatku elektřiny není možné rozvíjet ekonomiku, je nesmysl, neboť je postaveno na hlavu. Právě rozvoj ekonomiky přinese i růst nabídky elektřiny a jiných infrastrukturních služeb. Pohled prizmatem státního plánovače, který tvrdí, že bez státem vytvořené kvalitní infrastruktury ekonomika neporoste, je zaprvé zmatení pojmů a za druhé pozůstatek komunistického myšlení. Právě neustálé „vytváření“ podmínek pro ekonomický růst ze strany státních regulátorů a plánovačů je naopak hlavním zdrojem zadržování růstu ekonomiky. Státem regulované společnosti, státní podniky nebo státní úřady, které neposkytují služby na trhu žádané nebo je poskytují draho a neefektivně, vysávají touto svojí činností ze soukromého sektoru zdroje, které by mohly být použity mnohem efektivněji a smysluplněji. Třeba právě k poskytování státem neposkytovaných služeb, které nejsou poskytovány proto, že stát či jeho společnosti to neumí a ostatním subjektům na trhu je vstup do těchto odvětví zakázán. Pěkným konkrétním příkladem tohoto mýtu je hned ten následující.

Mýtus 55:

Bez ETE nebude dostatek zdrojů elektřiny pro další rozvoj ekonomiky.

Tento mýtus se ještě nedávno vyskytoval v mnohem horší podobě. Např. v seriózních časopisech byly ještě v letech 1997 a 1998 publikovány články, které hrozily, že bez temelínské elektřiny budou zimy v letech 2000 a 2001 doprovázeny jejím značným nedostatkem. Katastrofická předpověď se ale nesplnila. V zimě 2000/2001 Temelín ještě neprodukoval žádnou elektřinu a nejenom, že jí nebyl nedostatek, ČEZ ji ještě ve velkém množství vyvážel do SRN. V následující zimě sice Temelín občas něco produkoval, ale ČEZ vyvážel ještě masivněji. Nedostatek elektřiny se prostě nekoná a konat nebude a to do té doby, dokud nebudou lidské iniciativě kladeny nepřekonatelné překážky, což se téměř stalo např. v případě kalifornské energetické krize⁹. Nabídka je tažena očekávanou poptávkou, a proto vždy budou zdroje ke krytí poptávky. Druhou námitkou je to, že v případě flexibilních cen nemůže z podstaty věci NIKDY existovat nedostatek nabídky, i kdyby se všichni podnikatelé spletli a nikdo z nich skutečný vývoj poptávky nepředvídal. S nižší nabídkou pouze vzroste cena, a ta vyvolá dodatečný růst nabídky. Ale ani tato vyšší tržní cena nebude omezením ekonomického růstu, neboť minimálně v jednom odvětví růst vyvolá. Důkazem platnosti tohoto

⁸ M. Zajíček: *Konkurence v českém teplárenství a koheze energetických trhů*, LI, 2001.

⁹ *Podrobný rozbor kalifornské energetické krize viz Dodatek B – Kalifornská energetická krize in: M. Zajíček: Konkurence v českém teplárenství a koheze energetických trhů*, LI, 2001, ale také Dodatek D této studie, který je pokračováním Dodatku B studie předchozí. Velmi stručně řečeno, příčinou kalifornské energetické krize byly regulace cen pro jednotlivé zákazníky a omezený vstup do odvětví.

tvrzení je právě vývoj okolo ETE. Ačkoliv je ETE mnohem dražší než původní předpoklady a byla spuštěna mnohem později, než bylo plánováno, tak žádný nedostatek elektřiny nena-
stal. A to v důsledku iniciativy jiných podnikatelů, kteří vybudovali dohromady v republice
výkon odpovídající ETE, ale mnohem rychleji a za mnohem méně peněz. A také bez tolika
na jedné straně kontroverzí a na druhé straně fanfár. Podrobněji viz kapitola 5.

KAPITOLA 2: PROSTŘEDÍ NA ENERGETICKÉM TRHU – EVROPSKÉ SMĚRNICE¹⁰

V rámci liberalizačních tendencí konce tohoto století vydala i Evropská unie několik směrnic týkajících se síťových energetických odvětví. Ještě předtím než přistoupíme k popisu a k výkladu směrnic 92/96/EEC (tzv. elektroenergetická směrnice) a 98/60/EC (tzv. plynárenská směrnice), které nás nejvíce v této práci zajímají, je nutné, abychom se zmínili o energetických směrnících EU obecněji.

Ačkoliv byl energetický sektor jedním z prvních, které byly v západní Evropě integrovány (viz založení ESUO), patří mezi poslední, které jsou liberalizovány. Nejpravděpodobněji to bylo vyvoláno existencí silných mýtů, které se v energetice během posledního století vytvořily a které dodnes nejsou zcela vyvráceny a překonány. Ačkoliv se energetiky týkalo několik směrnic a opatření z předchozích dob (o některých z nich se zmíníme později), vypracovala Evropská komise první zprávu o vnitřním trhu s energií až v květnu 1988. Předpokládala v ní liberalizaci evropského energetického trhu (v žargonu EU se ke slovu liberalizace přidává přídatné jméno „rozsáhlá“). Tato liberalizace se měla týkat zejména plynárenství a elektroenergetiky. Následně byly zahájeny práce na vytváření směrnic o vnitřním trhu s elektřinou a plynem¹¹.

První významnou (ještě společnou) směrnicí byla Směrnice o průhlednosti cen elektřiny a zemního plynu (90/377/EEC) ze dne 29. června 1990. Jejím cílem bylo zajistit cenovou průhlednost pro konečné odběratele plynu a elektřiny tak, že ukládá na bedra elektroenergetických a plynárenských společností povinnost sdělovat dvakrát ročně Eurostatu (statistický úřad Evropské unie) sazby účtované všem skupinám zákazníků. Ukázala se nikoliv překvapivá skutečnost, že sazby a ostatní podmínky dodávek se mezi jednotlivými uzavřenými národními trhy ovládanými národními teritoriálními monopoly velmi liší.

V lednu 1991 došlo k velmi významnému posunu směrem ke konkurenční elektroenergetice a plynárenství, ačkoliv tato skutečnost je velmi málo známá a není téměř nikde zmiňována – došlo ke zrušení Směrnice 75/404/EEC z roku 1975, která zakazovala používání zemního plynu v elektrárnách! Je neuvěřitelné, že tato směrnice mohla platit 15 let. Byla pohrobkem mnoha nesmyslných opatření proti „energetické krizi“ v 70. letech. S vědomím

¹⁰ V této kapitole souhrnně rozebereme pouze platné směrnice, a nikoliv návrhy jejich novelizací. Pro představu, jakým směrem kráčí myšlenky evropských úředníků, viz příslušné části M. Zajčeka: *Konkurence v českém teplárenství a koheze energetických trhů*, LI, 2002. Pro přehled viz také M. Vřba: *Návrh elektroenergetické směrnice – pochod mnoha směrů*, *Energetika* 3/2002. Stejně tak nebudeme rozebírat legislativu v ČR týkající se energetiky, neboť byla již rozebrána v minulých studiích LI dostatečně podrobně.

¹¹ Původně měla být obě odvětví deregulována a liberalizována společně a pravidla měla být stanovena v rámci jedné společné směrnice. Tak vznikla Směrnice 90/377/EEC ze dne 26. června 1990 (viz text). Nicméně z politických důvodů došlo k oddělení úprav obou odvětví a následně ke schválení samostatných směrnic a k oddělenému postupu.

této skutečnosti je nutné se dívat na (ne)rozvoj výroby elektrické energie z plynu v 80. letech a na vývoj v 90. letech. Dalšími směrnicemi týkajícími se energetiky byly Směrnice o tranzitu elektřiny přenosovými sítěmi (90/547/EEC) a Směrnice o tranzitu zemního plynu (91/269/EEC). Jejich záměrem bylo umožnit výměnu elektřiny a plynu mezi nesousedícími státy¹².

Směrnice 94/22/EC, která upravila a zastřešila těžbu zemního plynu a ropy (tj. upravila podmínky pro poskytování autorizací na vyhledávání, průzkum a výrobu uhlovodíků), nemá sice pro země, které netěží ropu, příliš velký význam, ale její vliv je i na dovozní země nepřímý – vytvořila důležitý „předvoj“ ke Směrnici 98/30/EC, tj. k jedné ze dvou směrnic, které nás především zajímají.

Tím se dostáváme ke směrnicím týkajícím se přímo elektroenergetiky a plynárenství. Návrhy byly sice předloženy společně, ale Směrnice 96/92/EC o obecných pravidlech pro vnitřní trh s elektrickou energií byla schválena již 19. prosince 1996, zatímco Směrnice 98/30/EC o společných pravidlech vnitřního trhu se zemním plynem byla přijata až 22. června 1998.

Hlavním objektem našeho zájmu budou již zmíněné Směrnice 96/92/EEC a Směrnice 98/30/EC. Musíme si při jejich popisu a hodnocení uvědomit, že evropské směrnice jsou výsledkem dlouhého schvalovacího procesu, do kterého zasahuje velké množství zájmových a lobbyistických skupin nejrůznějšího charakteru, které se snaží prosadit své zájmy. Směrnice jsou pak výsledkem kompromisů či účelových koalic těchto skupin a jejich základní charakteristika by se dala vyjádřit českým příslovím: „Aby se vlk nažral a koza zůstala celá“. Proto v obou směrnicích najdeme taková ustanovení, která umožňují velice rychle a razantně liberalizovat odvětví, pokud k takovému postupu existuje dostatečná politická vůle. Zároveň však obsahuje i taková ustanovení a pravidla, která efektivně znemožní nebo alespoň zpomalí jakoukoliv deregulaci a liberalizaci, pokud na tom někdo bude mít zájem. Proto můžeme být často svědky, jak se obě strany sporu o deregulaci a liberalizaci ohánějí různými vzájemně protichůdnými ustanoveními těchto směrnic a vzájemně si vytýkají „neevropskost“. Při popisu směrnic se budeme řídit následujícími zásadami:

1. Popíšeme nejdůležitější body směrnice.
2. Upozorníme na ustanovení, která lze zneužít proti deregulaci a liberalizaci obecně.
3. Upozorníme na ustanovení, která lze zneužít proti deregulaci a liberalizaci v České republice.

Elektroenergetická směrnice

Základní charakteristika

- 1) Směrnice se týká výroby, přenosu, distribuce a dodávky elektřiny. Stanoví pravidla týkající se organizace a fungování elektroenergetiky, přístupu na trh, kritérií a procedur veřejných soutěží a poskytování povolení a provozování soustav. Pro ČR je tak relevantní celý její obsah.
- 2) Jako obvykle, stejně jako ve všech ostatních směrnicích se i v této skloňují ve všech pádech slova transparentní, nediskriminační a objektivní – ve skutečnosti záleží na tvrdosti autorizačních kritérií či podmínek připojení, na vybraném modelu deregulace a na konkrétních pravidlech a ještě více na jejich dodržování a vynucování, jaký doo-

¹² V případě elektroenergetické směrnice jde o jakousi obdobu Order 888 FERC (Nařízení 888 Federálního elektroenergetického regulačního úřadu), který znemožňuje bránit wheelingu.

- pravdy vznikne trh a zda-li vůbec. Nicméně hlavním cílem Směrnice, který je artikulován v Čl. 3, odst. 1., je vytvoření konkurenčního trhu s elektřinou.
- 3) V článku 7 odst. 4 se mluví o tom, že provozovatel přenosové soustavy, pokud je součástí integrovaného elektroenergetického podniku¹³, musí být ve své činnosti nezávislý na ostatních činnostech nesouvisejících s přenosem, alespoň co se týče organizace a rozhodování. Tj. nepožaduje se majetkové oddělení přenosových a distribučních aktivit od ostatních aktivit na elektroenergetickém trhu. Požaduje se také vedení odděleného účetnictví pro jednotlivé aktivity.
 - 4) V článku 5 je zpracován způsob zajišťování nových výrobních kapacit. Jedná se o typický příklad bruselské nedůvěry v tržní uspořádání. Každá členská země si tak podle Směrnice musí vybrat mezi dvěma systémy – nabídkovým postupem (tendering procedure) a autorizačním postupem (authorization procedure). Nabídkový postup vychází z principu, že nabídku nových elektráren zajišťuje stát nebo jím pověřený subjekt pomocí výběrových řízení. To není nic jiného než centrální plánování se svými národohospodářskými rezervami výkonu. Organizátor výběrového řízení pak zveřejňuje potřebu výstavby nových zdrojů, může specifikovat jejich parametry (tj. požadavky na bezpečnost, vliv na životní prostředí, druh primárního paliva, finanční zajištění apod.). Stejně tak stanoví kritéria, podle kterých bude vybrána vítězná nabídka. Ta musí být samozřejmě nediskriminační, např. z důvodů země původu zájemce o výstavbu. Důležitým ustanovením v rámci nabídkového postupu je určitá loophole, která umožňuje výstavbu nových zdrojů, i když plánovací orgán necítí jejich potřebu – ustanovení o nabídkovém postupu se nemusí týkat autovýrobců a nezávislých výrobců. Druhou možností, jak organizovat výstavbu nových zdrojů podle směrnice, je tzv. autorizační postup. Na rozdíl od předchozího modelu platí, že tím, kdo primárně rozhoduje o výstavbě nových zdrojů, je výrobce, developer apod. Zájemce o výstavbu pak musí požádat o licenci = autorizaci k výstavbě a ta mu musí být při splnění podmínek udělena. Ovšem tyto podmínky, byť třeba nediskriminační (tj. pro všechny stejné), mohou být stanoveny tak, že zvýhodňují některé výrobce, nebo natolik vágně, aby existoval značný prostor pro tzv. správní uvážení. V případě, že požadovaná licence = autorizace není udělena, musí být sděleny důvody, které vedly k odmítnutí, a musí existovat možnost odvolání.
 - 5) Dalším podstatným ustanovením je volba mezi jednou ze dvou možností nediskriminačního přístupu k sítím. Tato ustanovení jsou obsažena v čl. 15 a 16. Jedná se tedy pře-

¹³ Směrnice definuje následující pojmy:

výrobce = fyzická nebo právnická osoba vyrábějící elektřinu

autovýrobce = fyzická nebo právnická osoba vyrábějící elektřinu v podstatě jen pro svoji vlastní potřebu

nezávislý výrobce = výrobce, který nezajišťuje přenos nebo distribuci elektřiny na území pokrytém soustavou, kde má své sídlo

přenos = přeprava elektřiny vysokonapěťovými propojenými soustavami s cílem zásobovat koncové zákazníky nebo distributory

distribuce = přeprava elektřiny středně- nebo nízkonapěťovými distribučními soustavami s cílem zásobovat zákazníky

velkoobchodní zákazníci = fyzické nebo právnické osoby, které nakupují elektřinu pro účely dalšího prodeje

koncoví zákazníci = zákazník nakupující elektřinu pro svou potřebu

zajatý zákazník = zákazník, který nemá právo si vybrat svého dodavatele elektřiny

oprávněný zákazník = zákazník, který má právo si vybrat svého dodavatele elektřiny

uživatel soustavy = právnická nebo fyzická osoba dodávající nebo odebírající z přenosové nebo distribuční soustavy

integrovaný elektrický podnik = vertikálně nebo horizontálně integrovaný podnik

vertikálně integrovaný elektrický podnik = podnik zabývající se nejméně dvěma z následujících činností: přenos, distribuce, výroba a dodávka elektřiny

horizontálně integrovaný podnik = podnik zabývající se alespoň jednou z těchto činností: výroba pro prodej, přenos, distribuce nebo dodávka a jinou činností nesouvisející s elektrickou energií

malá izolovaná soustava = soustava se spotřebou pod 2500 GWh ročně v roce 1996, v níž se propojením s jinými soustavami kryje méně než 5 % roční spotřeby

doplňkové služby = všechny služby potřebné k provozu přenosové nebo distribuční soustavy

dodávka = prodej elektřiny zákazníkům

ekonomické pořadí = pořadí zdrojů dodávky elektrické energie v souladu s ekonomickými kritérii

devším o volbu mezi dvěma základními modely – jediný kupující (single buyer neboli SB) a přístup třetích stran (third party access neboli TPA). V případě modelu SB existuje opět státem pověřený subjekt, který vykupuje elektřinu od všech výrobců v přenosové soustavě a dále ji prodává distribučním společnostem nebo přímo spotřebitelům. Má tak faktický monopol na velkoobchod s elektřinou. Výroba je sice plně konkurenční, ale tito konkurenti soupeří mezi sebou nikoliv o zájem konečných zákazníků nebo různých velkoobchodníků, nýbrž o dodávky jedinému kupujícímu. Dalším problémem je to, že ačkoliv to směrnice nikde nestanovuje, pak model jediného kupujícího je více méně spojen s modelem nabídkového postupu pro výstavbu zdrojů (i když i autorizační postup si lze v modelu SB představit). Avšak kombinace nabídkového řízení a modelu SB je více méně zachováním centrálního plánování. Jediným únikem tak je zmíněná loophole a povinnost otevřít trh alespoň pro některé zákazníky bez ohledu na zvolený model (viz podrobně dále). Druhým modelem, který Směrnice umožňuje, je zmíněný model TPA. V něm se povoluje distribučním společnostem, velkoobchodníkům a oprávněným zákazníkům uzavírat kontrakty na dodávku přímo s výrobcem nebo mezi sebou navzájem. Provozovatelé soustav (přenosových a distribučních) pak musí zveřejnit nediskriminační tarif za použití sítí a mají právo z technických důvodů odmítnout přístup do soustavy (tj. pokud v ní není dostatečná kapacita). Právě tarify rozlišují dvě varianty modelu TPA. Sjednaný TPA neboli *neg(otiated) TPA* znamená, že provozovatel soustavy zveřejní pouze rámcové indikativní rozmezí sazeb za použití soustavy a konkrétní výši stanoví dohodou s uživatelem soustavy. Regulovaný TPA neboli *reg(ulated) TPA* (někdy také nazývaný jako otevřený čili *open TPA*) znamená naopak zveřejnění pevných sazeb za použití sítí, které pak platí pro každého.

- 6) Pokud jde o otevírání elektroenergetického trhu, které muselo podle Směrnice proběhnout bez ohledu na zvolený model uspořádání trhu, pak postupné minimální kroky byly Směrnicí definovány takto: od roku 1999 spotřebitelé nad 40 GWh roční spotřeby elektřiny, v roce 2002 spotřebitelé nad 20 GWh a od roku 2005 spotřebitelé nad 9 GWh. Ukázalo se však při otevření trhu 19. 2. 1999, že stanovené minimální limity pro elektroenergetický trh byly výrazně překročeny¹⁴.
- 7) Ustanovením, které je z hlediska dlouhodobého rozvoje trhu velmi zajímavé, je to, které umožňuje výstavbu přímých vedení a obejití tak stávajících sítí. Právě výstavba přímých vedení nebo alespoň hrozba jejich výstavby tak může v dlouhém období rozbít poslední představy o tom, že elektroenergetická síť je přirozeným monopolem.
- 8) Mnoho ustanovení Směrnice je výsledkem tlaku naprosto různých zájmových skupin. Příkladem mohou být ústupky ekologům, kteří si vymohli ustanovení, že členské státy mohou po provozovateli dispečinku výrobních zařízení upřednostňovat obnovitelné zdroje energie, naopak uhelné společnosti si vymohly, aby členské státy mohly po provozovateli dispečinku vyžadovat využívání domácích zdrojů (se zdůvodněním zajištění bezpečnosti dodávek).

Ustanovení, která lze zneužít proti deregulaci a liberalizaci obecně

Stejně jako u následující plynárenské směrnice existují dvě zásadní ustanovení, která jsou pro deregulaci a liberalizaci naprosto smrtelná – členské země mohou, je-li to v „obecném ekonomickém zájmu“, uvalit na energetické podniky „závazek veřejné služby“. Tuto veřej-

¹⁴ V první fázi otevírání (19. února 1999) mělo být otevřeno 23% elektroenergetického trhu, o rok později 28 % a v únoru 2005 alespoň 33 %. V roce 2006 se očekávalo další otevření trhů s tím, že to bude vyžadovat novou legislativní úpravu. Skutečnost však naprosto předčila očekávání a dne 19. února 1999 bylo otevřeno 66 % trhu Evropské unie, když některé země otevřely trh najednou (např. Německo, nebo severské země Švédsko nebo Norsko, které tento krok učinily již mnohem dříve).

nou službu je pak možné použít jako únikovou klauzuli pro omezení některých zásadních požadavků směrnice, tj. především uvolnění přístupu do sítí.

Tento závazek veřejné služby se může vztahovat na „bezpečnost, včetně zabezpečení zásobování, pravidelnost, kvalitu a cenu dodávek a na ochranu životního prostředí“. Čili se dá zdůvodnit čímkoliv.

Stejně tak Směrnice umožňuje provádět cenovou diskriminaci ve prospěch privilegovaných spotřebitelů, opět pokud je tato diskriminace prohlášena za „obecný ekonomický zájem“. Stejně tak členské státy mohou zavést institut „dlouhodobého plánování“¹⁵ atp.

V ustanoveních, která lze jednoduše zneužít proti liberalizaci a deregulaci, jsou si obě směrnice – tj. elektroenergetická a plynárenská, velmi podobné. Proto jejich podrobnější popis ponecháme až do podrobné charakteristiky plynárenské směrnice¹⁶.

Ustanovení Směrnice zvláště nebezpečná pro Českou republiku

Významným nebezpečím pro ČR, a jak se ukázalo, tak naprosto reálným, jsou ustanovení Směrnice, která lze charakterizovat pod pojmem reciproční a ekologická doložka. V případě uplatnění reciproční doložky lze zamezit dovozům elektřiny ze států, jejichž trh je otevřen méně než trh domácí.

Tato dvě ustanovení, ačkoli mohou některým uším znít férově, jdou proti samotným principům trhu a volného obchodu. Uvalení dovozních omezení především poškozují domácí ekonomiku. Může poškodit i ostatní, ale nejhorší reakcí na situaci, kdy jedna země neumožní volný obchod směrem dovnitř, je uzavřít se také. Jedná se o stejnou situaci, jako kdyby nám někdo ušetřil políček a my bychom v reakci na to si sami dali ještě jeden dodatečný. Reciproční doložka umožňuje zpomalit otevírání trhu a rozvoj mezinárodních transakcí. Její uplatnění je tak de facto vývoz protekcionismu ze zemí, které nemají rády deregulaci a tím se především samy poškozují, do zemí, které jsou liberálnější, ale nejsou dostatečně inteligentní.

Obdobné důsledky má ekologická doložka. Jedná se o možnost uložení zákazu dovozu tzv. špinavé elektřiny – tj. vyrobené ve zdrojích, které nespĺňují nějaké (zpravidla domácí) ekologické standardy. Opět se jedná o ochranu domácích monopolů před konkurencí ze zahraničí, a tím, kdo trpí, je především domácí zákazník. Obě doložky byly v našem energetickém zákoně uplatněny beze zbytku a v praxi také.

Obdobným ustanovením, které se sice v ČR zatím příliš neuplatnilo (ale stále to hrozí), je ustanovení o stranded costs. Členský stát může požádat o přechodné odložení platnosti některých ustanovení směrnice nebo o jiný způsob úhrady stranded costs svých energetických společností. Žádost spolu s odůvodněním musí být předložena Evropské komisi, která o ní rozhodne. Typickými příklady stranded costs jsou závazky energetických společností vyplývající ze stavby jaderných elektráren, závazky vyplývající z tvorby penzijních fondů nebo závazky vyplývající z investic ve veřejném zájmu (např. zavlažovací zařízení), které byly elektroenergetickými společnostmi prováděny jako prodlouženými pažemi státní správy v minulosti. O konkrétním dopadu stranded costs na evropskou elektroenergetiku bude jedna z následujících kapitol. V ČR se jedná o otázku pořád otevřenou, byť pomalu uhasínající bez většího reálného efektu.

¹⁵ Podle Směrnice je dlouhodobé plánování plánováním potřeby investic do výrobních přenosových a distribučních kapacit v dlouhodobém horizontu s cílem uspokojit poptávku po elektrické energii a zabezpečit dodávku pro zákazníky.

¹⁶ Zde je nutné poznamenat, že Směrnice vstoupila v účinnost 19. října 1999. Nicméně tři země si vyjednaly odklad této účinnosti. Belgie a Irsko si vyjednaly roční odklad, Řecko pak dvouletý.

Plynárenská směrnice

Základní charakteristika

- 1) Směrnice se týká přepravy, distribuce, dodávky a uskladňování zemního plynu. Stanoví pravidla týkající se organizace a fungování plynárenství, přístupu na trh a provozu plynárenských soustav a kritéria a postupy při udělování autorizací k přepravě, distribuci, dodávce a uskladnění zemního plynu. A to jak v plynné podobě, tak v kapalné (LNG), čili některé její části (zvláště problematika LNG¹⁷) se ČR příliš netýkají.
- 2) Jako obvykle, stejně jako ve všech ostatních směrnících se i v této skloňují ve všech pádech slova nediskriminační a objektivní – ve skutečnosti záleží na tvrdosti autorizačních kritérií či podmínek připojení a na konkrétních pravidlech a ještě více na jejich dodržování a vynucování, jaký doopravdy vznikne trh a zda-li vůbec. Nicméně hlavním cílem Směrnice, který je artikulován v Čl. 3, odst. 1., je vytvoření konkurenčního trhu se zemním plynem.
- 3) V kapitole V., která se týká rozklíčování a průhlednosti účetnictví, je stanoveno jako minimální požadavek u integrovaných plynárenských podniků (tj. podniků zabývajících se alespoň dvěma nebo více činnostmi z těžby, přepravy, distribuce, dodávky nebo uskladnění zemního plynu = tzv. vertikálně integrovaných podniků, nebo podniků zabývajících se alespoň jednou z činností z těžby, přepravy, distribuce, dodávky nebo uskladnění zemního plynu a neplynárenskou činností = horizontálně integrovaných podniků¹⁸) oddělení účetnictví v oblasti přepravy, distribuce a uskladnění zemního plynu¹⁹.
- 4) V kapitole VI. je zpracován přístup do soustavy. Na rozdíl od elektroenergetiky neexistuje v plynu možnost uspořádání „Jediného kupujícího“ (Single Buyer = SB). Lze si vybrat pouze mezi dvěma aplikacemi varianty „Přístupu třetích stran“ (Third Party Access = TPA)²⁰. Čl. 15 upravuje tzv. sjednaný přístup, ve kterém je plynárenským podnikům a oprávněným odběratelům umožněno sjednávání přístupu do soustavy tak, že tyto subjekty uzavírají smlouvy na základě dobrovolných komerčních dohod s tím, že plynárenské podniky jsou povinny publikovat hlavní obchodní podmínky pro využití soustavy. Čl. 16 upravuje tzv. regulovaný přístup, kdy plynárenský podnik umožňuje přístup do soustavy na základě publikovaných sazeb nebo jiných podmínek a povinností.
- 5) Podle Čl. 18 Směrnice je povinností členského státu stanovit, kdo je oprávněný odběratel (tj. takový odběratel, který má právo sám si zvolit svého dodavatele plynu podle Čl. 15 a 16)²¹ s tím, že musí být za oprávněné odběratele považováni výrobci elektrické energie v tepelných elektrárnách spalujících plyn (bez ohledu na roční spotřebu) a další koneční odběratelé, jejichž roční spotřeba na každém odběrném místě činí více než 25 milionů m³ plynu. Směrnice dále stanoví postup při otevírání trhu – v polovině

¹⁷ LNG – liquid natural gas (česky: zkapalněný zemní plyn = ZZP) – problematika zkapalněného zemního plynu se týká především zemí, které dovážejí plyn v této formě po moři – tj. zvl. Francie a Španělsko, ale i Řecko, Itálie a Turecko.

¹⁸ Viz Směrnice, kapitola 1: „Rozsah a definice“

¹⁹ Tzn. že vnitropodnikové samostatné účetní výkazy musí zahrnovat rozvahu a výkaz zisků a ztrát vypracované pro jednotlivé činnosti (Čl. 13, odst. 3)

²⁰ Terminologii SB a TPA zde přebíráme z elektroenergetiky. Varianta SB pro plyn není možná. Varianta negotiated TPA v elektroenergetice odpovídá sjednanému přístupu pro plynárenství (Čl. 15) a varianta open TPA odpovídá regulovanému přístupu (Čl. 16).

²¹ Směrnice definuje následující pojmy.

uživatel soustavy = fyzická nebo právnická osoba, která do soustavy dodává nebo je ze soustavy zásobována

odběratel = velkoobchodní nebo konečný odběratel zemního plynu nebo plynárenský podnik, který nakupuje zemní plyn

konečný odběratel = spotřebitel, který zemní plyn nakupuje pro svou vlastní spotřebu

velkoobchodní odběratel = fyzická nebo právnická osoba, která nakupuje a prodává zemní plyn a nezabývá se přepravními nebo distribučními činnostmi uvnitř ani mimo soustavu, ve které byla založena.

(viz Směrnice, kapitola 1: „Rozsah a definice“)

roku 2000 musí být otevřeno nejméně 20 % trhu (tj. 20 % celkové roční spotřeby plynu na celostátním trhu plynu), v r. 2003 nejméně 28 % a v r. 2008 nejméně 33 %. Tato ustanovení jsou stanovena jako minimální. Avšak výhody volného trhu jsou natolik velké, že jakmile jednou dojde k narušení zákonných monopolů, pak deregulaci a liberalizaci již nikdo nezastaví a půjde mnohem rychleji, než se očekává.

- 6) Regulační orgán je ve Směrnici zmíněn a charakterizován velmi vágně, takže záleží na každém ze členských států, jaké institucionální uspořádání zvolí. Hlavním úkolem regulátora podle Směrnice je urychlené (do 12 týdnů) řešení sporů mezi stranami vyjednávajícími o přístupu do soustavy (tj. především situace, kdy dojde k odmítnutí přístupu ze strany majitele soustavy). Cílem regulace je vytvoření takových mechanismů k regulaci, řízení a transparentnosti, aby bylo znemožněno zneužívání dominantního postavení a loupeživé chování na úkor spotřebitelů.

Ustanovení, která lze zneužít proti deregulaci a liberalizaci obecně

Směrnice je jako vše v EU kompromisem, který dává těm zemím, které neuvažují o skutečné liberalizaci odvětví, dostatečný prostor k tomu, aby ji efektivně znemožnily. Typickými instituty, kterými toho lze dosáhnout, jsou ustanovení o *povinnosti veřejné služby* (Čl. 3, odst. 2), nebo ustanovení o omezení účinnosti některých ustanovení z důvodů *obecného ekonomického zájmu* (Čl. 3, odst. 3).

Povinnost veřejné služby se podle Směrnice může vztahovat na bezpečnost, včetně bezpečnosti dodávek, pravidelnost, jakost a cenu dodávek a na ochranu životního prostředí. Přičemž tyto povinnosti musí být jednoznačně definovány a musí být transparentní, nediskriminační a ověřitelné. Navíc jako prostředek realizace povinností veřejné služby mohou členské státy zavést institut dlouhodobého plánování²². V tomto ustanovení se naplno projevuje neochota mnohých uznat, že právě konkurenční prostředí a vlastní zájem výrobců je tou silou, která nejvíce dopomůže ke zvýšení bezpečnosti dodávek, bezpečnosti obecně, k pravidelnosti a jakosti dodávek, ke zlepšení životního prostředí a v neposlední řadě ke snížení cen pro všechny skupiny zákazníků. Všechna zmíněná opatření ve skutečnosti vedou pouze k zajištění a ochraně výsad zákonně monopolních podniků, a nikoliv k ochraně kohokoliv jiného.

Ve stejném duchu lze pojednat i o všech ustanoveních týkajících se obecného ekonomického zájmu, autorizací (např. Čl. 4) či technických pravidel a předpisů (př. Čl. 5 nebo Čl. 23). Pokud již bude nezbytné, aby existovaly autorizace či množství dalších pravidel, pak platí, že čím jednodušší budou a čím jich bude méně, tím lépe.

Autorizace na výstavbu nebo na provoz plynárenských zařízení mohou díky složitým podmínkám, délce schvalovacího řízení apod. zcela zamezit vstupu nových firem do odvětví a rozšiřování stávajících kapacit, nebo je alespoň maximálně zpomalit a prodražit, a to i v případě, že kritéria budou objektivní, nediskriminační, zveřejněná a bude možné se proti rozhodnutí o neudělení autorizace odvolat, jak to vyžaduje Směrnice. Jediným, kdo bude v tomto případě poškozen, je konečný spotřebitel. Již samotné stavební předpisy a jiné normy (např. ekologické) zabezpečují omezenou napadnutelnost plynárenského trhu. Není sebemenší důvod, proč tyto obtíže ještě zvyšovat.

Dále je Směrnici členským zemím umožněno, aby byla distribučním nebo dodavatelským podnikům uložena povinnost dodávat zemní plyn odběratelům v jisté oblasti nebo odběratelům jisté kategorie, nebo obojí. Sazby za tyto dodávky mohou být regulovány (Čl. 9). Povinnost dodávat se opět tváří jako oběť plynárenských firem, ale zase neznamená nic jiného

²² Dlouhodobé plánování je podle Směrnice definováno jako plánování dodávek a přepravní kapacity plynárenských podniků na dlouhodobém základě s cílem uspokojit poptávku po zemním plynu, diverzifikovat zdroje a zabezpečit dodávky odběratelům (viz Směrnice, kapitola 1: „Rozsah a definice“).

než ochranu monopolního postavení určité firmy vůči skupině zákazníků nebo na daném území. Čl. 9 tak umožňuje zachovat výsadní monopolní systém alespoň na určité části trhu, a to přesně takový systém, který má být aplikací této Směrnice rozbit.

Členský stát, který bude kvalifikován jako vznikající trh²³, může zneplatnit (Čl. 26, odst. 2) některá ustanovení týkající se autorizace, otevírání trhu a zásobování přímými plynovody. Opět se zde vychází z mýtu, že volná konkurence je při stavbě soustav méně efektivní a pomalejší než centrální řízení. Tato derogace pouze zakonzervuje stávající stav a zpomalí rozvoj plynárenství. Naštěstí se toto ustanovení České republiky netýká.

Ustanovení Směrnice zvláště nebezpečná pro Českou republiku

Jedná se především o ustanovení Čl. 17 a Čl. 25, zvláště při určitém výkladu. Podle Čl. 17 může vlastník soustavy odmítnout přístup, pokud nemá dostatek kapacit, při plnění veřejné služby (uvedených v Čl. 3 odst. 2) a na základě vážných ekonomických a finančních obtíží v souvislosti se smlouvami „take-or-pay“ (lepším vyjádřením tohoto eufemismu by byl výraz „pay-if-you-take-or-not“) s ohledem na kritéria a postupy Čl. 25.

Čl. 25 stanoví, že při vážných potížích vyvolaných z existence závazků vyplývajících ze smluv typu „take-or-pay“ mohou být kompetentním orgánem (tj. pravděpodobně regulátorem) na základě žádosti postiženého podniku dočasně derogovány Čl. 15 a 16 (tj. přístupy do soustavy) s tím, že Evropská komise může toto rozhodnutí zvrátit.

Členský stát, který není přímo napojen na propojenou soustavu jiného státu²⁴ a který má pouze jednoho hlavního vnějšího dodavatele, může zneplatnit (Čl. 26, odst. 1) některá ustanovení týkající se autorizace, otevírání trhu a zásobování přímými plynovody. Opět se zde vychází z mýtu, že volná konkurence je při stavbě soustav méně efektivní a pomalejší než centrální řízení. Tato derogace opět pouze zakonzervuje stávající stav a zpomalí rozvoj plynárenství. Toto ustanovení by se však při určitém extenzivním výkladu České republiky týkat mohlo. Za hlavního dodavatele se považuje dodavatel s více než 75% podílem na trhu, což je pro ČR společnost Gazprom (díky dlouhodobému kontraktu z roku 1999 se její pozice hlavního dodavatele ještě více posílila). Dodejme jen tolik, že právě konkurence vyvolá mnohem větší diverzifikaci než plánovaný státem dirigovaný postup a naopak derogace zmíněných ustanovení zpomalí rozvoj trhu a diverzifikaci zdrojů, tj. závislost na jednom dodavateli spíše zvětší.

²³ „Vznikající trh“ je takový členský stát, ve kterém byla první komerční dodávka na základě jeho první smlouvy na dodávky zemního plynu uskutečněna nejdříve před deseti lety. Z této charakteristiky plyne, že Česká republika nemůže být uznána jako „vznikající trh“, protože naše plynárenství má mnohem delší tradici (a to i pokud se týká zemního plynu a jeho dovozu).

²⁴ Toto ustanovení se nemůže týkat České republiky, platné je pouze ve vztahu k Finsku.

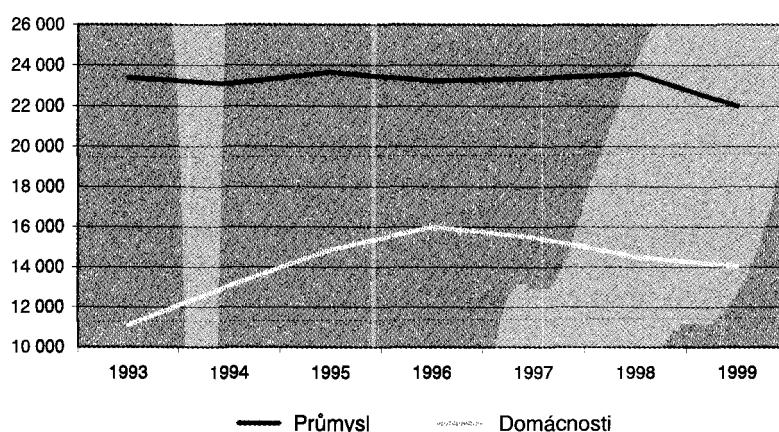
KAPITOLA 3: TRH HNĚDÉHO UHLÍ V ČR V KONTEXTU ENERGETICKÝCH TRHŮ

Předtím, než se pustíme do rozboru trhu s hnědým uhlím, ve stručnosti popíšeme, jak stát zasahoval do energetického trhu. Je možné vysledovat tři zásadní vlny zásahů – podporu elektrického vytápění, plynofikační mánie a nakonec pobláznění obnovitelnými zdroji. Ne každá doba byla stejně dlouhá a každá stejně významná z hlediska trhu s hnědým uhlím. K jejich konkrétním dopadům se dostaneme podrobně později.

Doba „elektrická“

První období, které můžeme vysledovat v naší historii tržních distorzí, je doba elektrická. Jedná se o období zhruba od roku 1993 do roku 1996, kdy byly nejenom poskytovány dotace na instalaci přímotopů, ale i tarify byly uzpůsobeny tak, aby bylo výhodné přímotopy využívat. Důsledky na sebe nedaly dlouho čekat – růst spotřeby elektřiny v letech 1993 až 1996 byl hnán především růstem spotřeby domácností a především růstem množství elektřiny používané na vytápění – viz následující graf.

Obrázek 3: Spotřeba elektřiny v domácnostech a průmyslu



Vidíme, že spotřeba v sektoru průmyslu v podstatě stagnuje – nereaguje příliš ani na hospodářský cyklus. Tato doba elektrická skončila spolu s likvidací křížových dotací v druhé polovině 90. let a se skončením poskytování dotací na elektrické přímotopy.

Doba „elektrická“ mohla na první pohled hnědému uhlí pomoci, neboť zvyšovala v krátkém období poptávku po elektřině. Nicméně, jak to u státních politik bývá, pak konečným důsledkem bylo něco poněkud jiného. Prudký vzestup spotřeby elektřiny vyvolaný především růstem spotřeby v sektoru domácností znamenal také zdánlivé potvrzení predikcí o prudkém růstu spotřeby elektřiny v naší zemi, který je nutné krýt masivní výstavbou dalších zdrojů – především jaderných, a tedy dokončením Temelína (ETE). Je také pravda, že v letech 1993 až 1997 se o nutnosti dokončit Temelín z důvodů růstu spotřeby elektřiny v zemi v obecném povědomí nepochybovalo. To, že důsledkem spuštění ETE nebude žádný výrazný propad v poptávce po hnědém uhlí, je důsledkem exportní schopnosti českého elektroenergetického sektoru a otevření elektroenergetických trhů v západní Evropě (tedy z pohledu českého trhu s hnědým uhlím víceméně náhodných jevů mimo kontrolu českých tržních subjektů). Bez liberalizace elektroenergetiky by spuštění ETE mělo pro uhelný průmysl fatální následky. Podrobně viz dále.

Doba „plynová“

Skutečnou dobou plynovou lze nazvat období kolem poloviny 90. let, kdy došlo k obrovskému rozmachu plynofikací měst a obcí. Tento prudký rozvoj byl vyvolán opět dvěma faktory – dotovanými cenami zemního plynu pro konečné zákazníky a dotacemi na plynofikaci. Ke konkrétnímu vlivu plynofikace na trh s hnědým uhlím se dostaneme podrobně dále. Výsledkem obrovského rozmachu plynofikace byla i obrovská tempa růstu spotřeby ZP, což uměle vyvolalo potřebu k „zajištění dodávek“ ZP do ČR. Toto „zajištění“ bylo provedeno v praxi tak, že byl na podzim roku 1998 uzavřen dlouhodobý kontrakt na dodávku ruského ZP, který pak na druhou stranu používal Transgas jako argument proti liberalizaci a otevření trhu se ZP²⁵.

Doba „obnovitelná“

V současnosti se začíná masověji rozvíjet na všech úrovních podpora tzv. obnovitelných zdrojů energie (neboli Renewable Energy Sources = RES). Projevuje se naprosto stejně jako doby předchozí – možností masivních dotací do výstavby zdrojů tepla na obnovitelné zdroje energie a také jejich povinným výkupem ve většině případů s regulovanými cenami. Stejně jako v předchozích případech se jedná o regulace, které jsou velmi volatilní, těžko predikovatelné a nekonzistentní. Mají všechny znaky toho, aby se staly terčem všemožných lobbyistických tlaků.

Existuje několik zásadních druhů „obnovitelných“ zdrojů, které jsou dnes státem podporovány v různé formě a s různým výhledem k budoucím podporám.

Kogenerační elektřina

Podpora kogenerační elektřiny – tedy elektřiny vyrobené spolu s teplem především v tepelnárnách, má relativně dlouhé trvání. Již od roku 1995 byla v tehdejší energetickém zákoně stanovena povinnost vykupovat elektřinu vyrobenou kogeneračním způsobem. Ale nebyla stanovena cena, za kterou je nutné tuto elektřinu vykupovat. Skutečným tématem se stala kogenerace až po schválení stávajícího energetického zákona, kdy povinné výkupy se staly způsobem boje IPPs proti ČEZ²⁶. Dnes tedy existuje nejenom povinnost kogenerační elektřinu vykupovat, ale existuje i vyhláška, která stanovuje, co kogenerační elektřinou je a co ne-

²⁵ Podrobný rozbor kontraktů Transgasu a jejich vlivu na české plynárenství viz M. Zajíček: *Konkurence v českém plynárenství*, LI, 1999.

²⁶ O tomto „souboji“ mimo trh mezi IPPs spoléhajícími se na povinné výkupy a ČEZem naopak spoléhajícím na podpůrné služby jsme podrobně pojednali v M. Zajíček: *Konkurence v českém teplem a koheze energetických trhů*, LI, 2001.

ní. Navíc jsou v cenových výměrech stanoveny výkupní ceny pro kogenerační elektřinu. Poměrně důležitou úlohu při rozhodování o povinných výkupu v ČR sehrál v Německu přijatý tzv. Teplárenský zákon neboli KWK²⁷. Pro rok 2002 tak platí, že REASy mají za povinnost vykupovat kogenerační elektřinu za 970 Kč/MWh. Z celého charakteru cenového rozhodnutí je patrné, že se nejedná o nic jiného než o způsob, jakým si velké teplárny snaží zajistit vyšší příjmy a uhradit tak svoje stranded costs, které vznikly v druhé polovině 90. let jako výsledek přehnané investiční aktivity – viz podrobně dále.

Pro budoucnost je však nutné počítat s tím, že povinnost výkupu zůstane pravděpodobně zachována, což ale v souvislosti s rozvojem trhu ztratí na významu, neboť v systému TPA de facto existuje povinnost připojit se k síti pro KAŽDÉHO výrobce, a nikoliv jen pro privilegovaného. Stejně tak je nutné počítat s tím, že cenové regulace (tj. cena určená pro výkup kogenerační elektřiny) postupně zmizí. V tomto směru lze chápat i záměr ERÚ změnit regulaci výkupu kogenerační elektřiny pro rok 2003 následovně:

Teplota ze spaloven a technologických procesů

V současnosti existuje povinnost pro provozovatele teplárenských sítí připojit a vykupovat teplo ze spaloven komunálního odpadu a také teplo produkované technologickými procesy. Není určena výkupní cena, a tak se z logiky věci výkupní ceny stanoví zpravidla ve vyšší variabilních nákladů toho, kdo teplo vykupuje. V souvislosti se vstupem do EU lze očekávat, že podpora výkupu tepla ze spaloven komunálního odpadu poroste stejně, jako poroste tlak na jejich výstavbu. Je velmi obtížné předvídat, jakou formu tato podpora bude konkrétně mít. V každém případě se bude jednat o zvýhodněné úvěry a přímé dotace. Otázka povinného výkupu je méně jasná. Doufejme, že ERÚ či jiný státní úřad odolá pokušení regulovat výkupní ceny tepla ze spaloven a jiných technologických procesů.

Klasické RES

Jedná se především o elektřinu produkovanou solárními a malými vodními elektrárnami, pak elektřinu z biomasy, bioplynu, větru a geotermálních zdrojů včetně tepelných čerpadel. V současnosti je povinný nejenom výkup z těchto zdrojů, ale jsou určeny i regulované ceny, za které je nutné takto vyrobenou elektřinu vykupovat. Samozřejmě se jedná o ceny mnohem vyšší (až několiknásobně), než by byly ceny tržní. Na rozdíl od ostatních případů popisovaných RES je možné předpokládat další „rozvoj“ jejich podpory, a to především v souvislosti s podpisem Kyótského protokolu, možným obchodováním s emisemi a také se „zeleňou“ politikou EU²⁸.

Druh RES	MVE	Větrné elektrárny	Biomasa	Bioplyn	Geotermální energie	Sluneční záření
Minimální výkupní cena (Kč/kWh)	1,50	3,00	2,50	2,50	3,00	6,00

²⁷ Podrobný rozbor KWK viz M. Zajíček: Konkurence v českém teplárenství a koheze energetických trhů, LI, 2001.

²⁸ K této problematice a především ke kritice takových politik podrobněji dále a také M. Zajíček: Konkurence v českém teplárenství a koheze energetických trhů, LI, 2001.

Jako ukázkou praktické politiky dotací do obnovitelných zdrojů na teplárenském trhu nám poslouží dvě případové studie – CZT Děčín a Výtopna Dešná. V obou případech byly vytvořeny technicky zajímavé a v případě Děčína dokonce unikátní zdroje – ovšem za obrovskou cenu.

CZT Děčín

V Děčíně koncem 80. let vyrostla nová teplárna na hnědé uhlí, která měla zásobovat celý systém CZT – tj. oblasti Březiny, Kamenická, vnitřní Děčín a Staré Město. Hnědouhelná teplárna s vysokým komínem tak měla nahradit 7 lokálních zdrojů a výrazně tak ulehčit ekologicky zatíženému děčínskému údolí. V důsledku politických změn došlo těsně před spuštěním teplárny v roce 1990 k zastavení celého projektu, neboť spalování hnědého uhlí, byť na tehdejší dobu v moderním zařízení, nebylo politicky populární.

Místo toho tedy v exponovaném údolí bylo dále využíváno lokálních zdrojů. To, že v průběhu 90. let došlo v Děčíně a jeho okolí k výraznému zlepšení životního prostředí, je dáno následujícími faktory:

- Odsířením severočeských elektráren a tepláren, které byly hlavním znečišťujícím zdrojem pro děčínské údolí;
- Ukončením provozu v Palivovém kombinátě Ústí nad Labem, tj. především tlakové plynárně Úžin (k tomu podrobněji později);
- Zvýšením počtu aut využívajících katalyzátory (být tento vliv byl oslaben vyšším automobilovým provozem);
- Snížením spotřeby tepla, jak pro průmyslové potřeby v souvislosti s poklesem průmyslové výroby a krachem a následnou totální fyzickou likvidací některých podniků²⁹, tak i pro potřebu domácností a
- Výraznou plynofikací.

Nespuštěním teplárny na hnědé uhlí šli vlastně děčínská radní PROTI všem těmto trendům, neboť moderní hnědouhelný zdroj s odsířením je mnohem lepší než staré lokální kotelny, ve kterých pak byl spalován TTO, LTO, koks nebo ZP.

Místo toho byl zpracován alternativní projekt využívání geotermální energie. V podstatě až do roku 2000, kdy do děčínského teplárenského podniku TERMO vstoupila německá společnost MVV, se až na některé přípravné práce (tj. provedení vrtů a vyvedení termální vody na zemský povrch) nedělo vůbec nic a lokální kotelny musely pracovat místo neexistujícího hnědouhelného zdroje. Na jeho místě totiž zbyl pouze komín a betonová deska. Teprve po výběru strategického partnera, kdy jednou ze zásadních podmínek prodeje 66,6 % akcií v TERMO bylo dokončení geotermální teplárny, se práce rozjely naplno, neboť se otevřela cesta k finančním zdrojům. 2. října 2002 byla pak slavnostně otevřena unikátní teplárna, ve které je k ohřevu TUV využívána geotermální energie a pro další potřebu je používán ZP. Celkové investiční náklady akce – tj. vrty, výstavba teplárny a výstavba primárních rozvodů – činily 530 mil. Kč (z toho 30 mil. Kč byl grant dánské vlády). Poměrně hodně na zdroj o instalovaném výkonu v teple 43 MW. V důsledku rozhodnutí nespustit původní teplárnu a využívat i nadále lokální zdroje na TTO, LTO a ZP jsou v Děčíně jedny z nejvyšších cen tepla v republice – kolem 420 Kč/GJ. To se se spuštěním geotermální teplárny nijak nezmění.

²⁹ Typickým příkladem je Desto Děčín za vedení pozdějšího ministra průmyslu a obchodu Grégra a jeho náměstkyně Milady Vlasákové.

Výtopna na biomasu v Dešné

Obdobným příkladem, ale v mnohem menším měřítku, je výstavba Výtopny v Dešné. Výtopna na biomasu v Dešné (okres Jindřichův Hradec) byla první stavbou svého druhu, která vznikla v rámci programu MŽP ČR a SFŽP na ozdravení ovzduší a nahrazení lokálních uhelných zdrojů centrálním vytápěním na biomasu. Výstavba teplárny na biomasu probíhala od února do září 1997, poté následoval zkušební provoz a do trvalého provozu byla teplárnička spuštěna v březnu 1998. Jedná se o velmi malý zdroj s instalovaným výkonem 2,7 MW v teple. Na dvoutrubkový teplovodní (105/70) systém je napojeno 90 % domů v Dešné (tj. 86). Teplárnička spaluje především slámu, ale je možné používat i dřevní štěpky. Vše vypadá pěkně, až na cenu zařízení – 38,5 mil. Kč, z toho 17,5 mil. Kč na rozvody tepla a předávací stanice. Bez přímých dotací a bez toho, že obec získala zvýhodněné úvěry, by nikdo takovou teplárničku nepostavil.

Na závěr této podkapitoly si na jednom efektu podpor spotřeby biomasy ukážeme, jak zajímavě někdy fungují trhy. Podpora spotřeby biomasy (tj. dotace na instalaci zdrojů tepla a elektřiny na biomasu, povinnost připojení a vysoké regulované ceny výkupu) má na rozdíl od podpory spotřeby plynu v 90. letech jeden zajímavý rys – cena biomasy není nijak regulovaná – právě na rozdíl od ceny zemního plynu. V polovině 90. let totiž masivní podpora spotřeby zemního plynu a tím prudký vzestup poptávky po něm neudělala naprosto nic s jeho cenou – ta byla regulována Ministerstvem financí, takže zohledňovala politické, a nikoliv ekonomické vlivy. To není případ biomasy. Masivní podpora její spotřeby vyvolala zvýšenou poptávku po biomase, která rezultovala do vyšších cen, jež tak samozřejmě výhodnost využívání státních dotací v tomto směru snižují. Pokud ale podpory vydrží, pak se nabídka biomasy nakonec zvýší, neboť její vysoké ceny vyvolají investice do její produkce a to přinese její vyšší nabídku. Nicméně je pravda, že díky omezenější nabídce biomasy je distorzní efekt podpory její spotřeby přece jenom alespoň v krátkém období nižší, než by byl v případě, že její cena by byla regulována a někdo měl navíc povinnost ji dodávat v jakémkoliv požadovaném množství (což byl případ zemního plynu v 90. letech).

Analytický pohled na trh s HU

Jelikož se jedná o studii zabývající se palivovou strukturou v České republice, pak je velmi vhodné podívat se na to, jak vypadá trh s největší domácí energetickou surovinou – hnědým uhlím. Při popisu trhu s hnědým uhlím se dostaneme i k popisu trhu ostatních energetických surovin.

Poptávka po HU

Poptávku po hnědém uhlí je možné analyticky rozčlenit do několika částí:

- Poptávka generovaná trhem s elektřinou;
- Poptávka generovaná trhem s teplem na úrovni CZT;
- Poptávka generovaná trhem s teplem na úrovni lokálních zdrojů tepla;
- Neenergetická poptávka po HU.

Elektroenergetický trh

Nejvýznamnější částí poptávky po hnědém uhlí je poptávka vyvolaná spotřebou elektráren pro výrobu elektřiny. V současné době se jedná o největší část poptávky, která bu-

de do značné míry determinovat, jak se bude vyvíjet celková poptávka po hnědém uhlí. Jedná se především o poptávku 11 hnědouhelných elektráren ČEZ, která pohltí kolem 55 % veškeré produkce hnědouhelných dolů. Dále se pak jedná o velké teplárny, které jsou kromě dodavatelů tepla i významnými producenty elektrické energie (12 velkých tepláren) – ty tvoří asi 15 % poptávky po hnědém uhlí. A zároveň se jedná o firemní energetiky, z nichž některé také patří mezi nezávislé producenty elektřiny, z níž většinu spotřebovávají jejich mateřské podniky, ale část jde i jiným zákazníkům (11 velkých firemních energetik) – ty tvoří asi 10 % poptávky. K tomu lze ještě připočítat spotřebu uhlí v PPC Vřesová (podrobně později) pro výrobu elektřiny, což jsou asi 4 % poptávky. Pokud sečteme spotřebu uhlí pro výrobu elektřiny, či obsluhu velkých firemních energetik, pak zjistíme, že se jedná asi o 84 % veškeré poptávky po hnědém uhlí na našem trhu.

Poptávka po hnědém uhlí pro výrobu elektřiny je determinována několika faktory. Výrobou elektřiny jako takovou. Ta je dále určena výkonností ekonomiky a její energetickou náročností. Dále je poptávka po hnědém uhlí určena konkurencí mezi jednotlivými palivy, které lze využít pro výrobu elektřiny. V podstatě se jedná o konkurenci mezi následujícími komoditami:

- Hnědé uhlí (včetně lignitu)
- Černé uhlí
- Uran
- Zemní plyn
- Ropa a její deriváty
- Alternativní zdroje (biomasa, voda apod.)

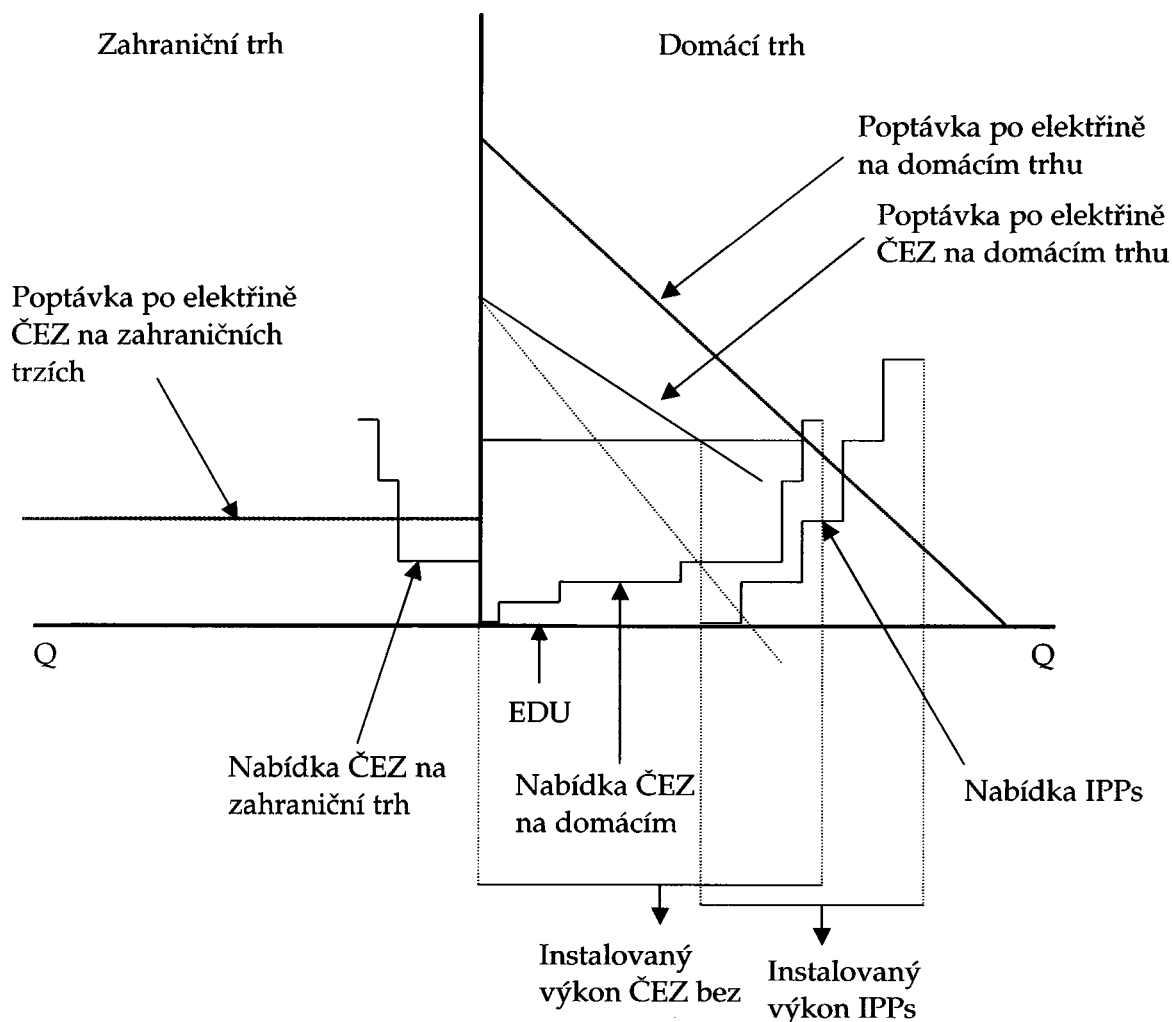
V podmínkách ČR jsou v současnosti hlavními konkurenty v surovinách pro výrobu elektřiny hnědé uhlí (plus černé) a uran. V následujícím období lze s postupným posilováním kurzu koruny a rozvojem konkurence na trhu se zemním plynem očekávat i vstup zemního plynu do výroby elektřiny v ČR. V současnosti je spotřeba zemního plynu pro výrobu elektřiny ve velkých zdrojích omezena na Teplárny Brno (Teplárna Červený Mlýn), momentálně odstavené PPC Trmice, plynové turbíny v ECKG Kladno a pak množství menších kogeneračních zdrojů na bázi plynových motorů. Alternativní zdroje a ropa nehrají a v nejbližší budoucnosti nebudou hrát významnější roli v palivovém mixu ČR.

Jelikož se konkurenční boj na elektroenergetickém trhu v ČR odehrává na úrovni ČEZ vs. nezávislí výrobci (IPPs), pak z toho vyplývá, že vzájemné přelévání tržních podílů mezi ČEZ a IPPs nemá pro poptávku po hnědém uhlí klíčový význam. Byť k tomuto obecně a v zásadě platnému tvrzení je nutné dodat dvě upřesnění:

1. Podíl hnědouhelných zdrojů vůči černouhelným v palivovém mixu ČEZ je o něco málo vyšší než podíl hnědouhelných zdrojů vůči černouhelným v palivovém mixu IPPs. Stejně tak někteří IPPs spalují pro výrobu elektřiny i ZP. Nicméně tyto nuance nejsou v celkových číslech trhu z pohledu HU příliš podstatné.
2. Co je podstatné, a to především z pohledu jednotlivých těžebních společností, je to, kdo bude elektřinu vyrábět – zda-li ČEZ nebo IPPs a kdo z nich více a kdo méně. Pozice jednotlivých těžebních společností není u různých IPPs ani u ČEZ stejná.

Pokud jde o to, jak český elektroenergetický trh vypadá, lze jej analyticky zobrazit na následujícím grafu.

Obrázek 4: Elektroenergetický trh pro české výrobce před najetím ETE



Pravá část grafu ukazuje domácí trh s dominantním ČEZem a nezávislými výrobci jako tržním lemem. Levá část grafu ukazuje vliv zahraničního trhu na produkci elektřiny v ČR.

Zajímavostí takto pojaté konstrukce modelu elektroenergetického trhu v ČR je to, že může „jevově“ potvrzovat pozitivní korelaci mezi tržním podílem ČEZ a poptávkou po HU v mnohem vyšší míře, než bylo zmíněno výše. Ale to je pouze důsledek jiného efektu, který určuje chování firem v tomto modelu³⁰. S růstem ceny elektřiny platí, že podíl dominantní firmy na trhu klesá a vice versa. Jenomže s poklesem ceny roste i poptávané množství (ceteris paribus). S růstem poptávaného množství roste i poptávka po HU (ceteris paribus). Tedy existuje v tomto modelu silnější pozitivní korelace mezi podílem ČEZ na trhu a poptávkou po HU. Tato korelace je však pouze korelací, a nikoliv kauzálním vztahem. Není možné tedy říci – vyšší podíl ČEZ vyvolá automaticky vyšší poptávku po HU. Vazba je, jak jsme ukázali, komplexnější a je vedena skrze velikost trhu³¹.

Pokud tedy podíly jednotlivých výrobců na českém trhu nemají pro poptávku po HU klíčový význam, pak je nutné zodpovědět otázku, které jsou hlavní síly určující směr poptávky

³⁰ Podrobně byl tento model elektroenergetického trhu v ČR rozebrán ve studii M. Zajíček: *Konkurence v českém teplárenství a koheze elektroenergetických trhů*, LI, 2002. Stejně tak na něj bude navázáno v kapitole 6.

³¹ Tato poznámka mimochodem ukazuje velmi podstatnou vlastnost ekonomie – v ekonomii nemusí statistické korelace znamenat vůbec nic, i když budou velmi silné. Korelace není závislost.

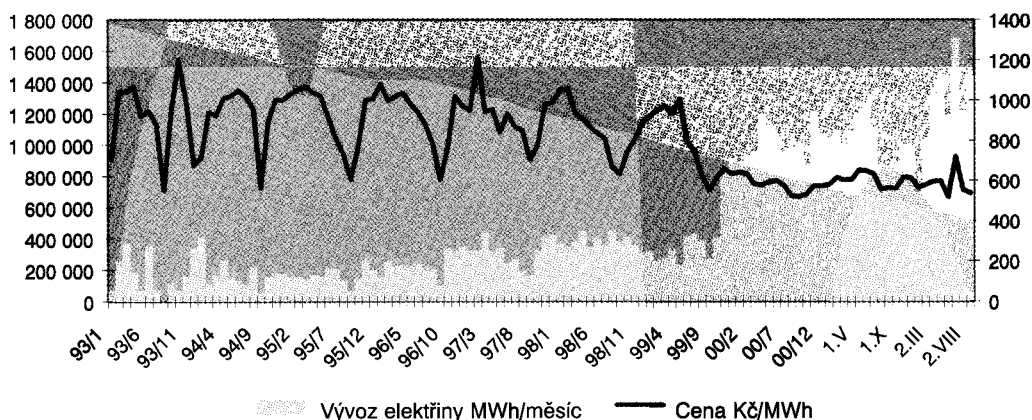
(kromě krátkodobých fluktuací vlivem počasí nebo zmíněných tržních podílů) za předpokladu stabilní poptávky.

Obecně je chápáno, že hlavními determinanty podílu HU na elektroenergetickém trhu jsou dva faktory – konkurence mezi HU a jádrem a vývozy elektřiny. Rozeberme oba faktory po-
de�řel z vlivu na podíl HU v palivovém mixu.

Vývozy elektřiny

Začneme s vývozy elektřiny. Vývozy elektřiny začaly být aktuální otázkou v české elektroenergetice v souvislosti s otevíráním elektroenergetických trhů v EU a především v SRN. K otevření trhu v SRN došlo v souladu s elektroenergetickou směrnicí 19. února 1999. V tomto roce začaly také masivní vývozy ČEZ do SRN. Ne že by předtím ČEZ do zahraničí nevyvážel (známý je především jeho kontrakt se švýcarskou společností NOK za královských podmínek uzavřený na počátku 90. let – dnes je již ukončen), ale v té době se jakkoliv nedalo mluvit o obchodu s elektřinou. Skutečný rozvoj obchodu nastal až v roce 1999. ČEZu tak k domácímu trhu přibyla vlastně „levá část grafu“ neboli zahraniční trh. Ceny silové elektřiny v té době byly na zahraničním trhu mnohem nižší než na trhu domácím. Ale přesto se pro ČEZ jednalo o výhodný vývoz, neboť pro rozhodování o dodatečné výrobě nehrají roli fixní náklady, nýbrž pouze marginální, které jsou v elektroenergetice aproximovány palivovými náklady³².

Obrázek 5: Vývozy elektřiny a jejich ceny



Z výše uvedeného modelu je možné odvodit několik zásadních poznatků.

- S rostoucí cenou na zahraničním trhu množství vývozu roste (zde je nutné poznamenat, že pokud by ČEZ neměl expozici v dluhové službě v zahraničních měnách, pak musíme uvažovat pouze ceny v Kč; existence závazků v zahraničních měnách tento pohled poněkud komplikuje); tato tendence je potvrzena praktickými čísly.
- Růst domácí poptávky snižuje množství elektřiny na export.
- Arbitráže mají tendenci vyrovnávat cenu na domácím a zahraničním trhu (to znamená, že tzv. zákon jediné ceny platí i pro elektroenergetický trh³³).

³² Metodologicky se nejedná o čistý postup, ale pro praktické palcové úvahy naprosto stačí.

³³ Podrobně je princip vyrovnávací arbitráže popsán ve studii M. Zajíček: Konkurence v českém teplotním a koheze elektroenergetických trhů, LI, 2002.

- V okamžiku, kdy jsou ceny na domácím a zahraničním trhu zhruba srovnány, pak rozsah elektroenergetického trhu pro domácí výrobce je maximální. Pokud budou ceny elektřiny nějakými ochrannými opatřeními drženy vyšší na domácím trhu než v zahraničí (např. zavedením dovozních poplatků nebo zvýšením administrativních překážek), pak rozsah domácího trhu bude pro domácí výrobce elektřiny menší než v případě volného trhu v důsledku nižšího poptávaného množství. Sice platí, že pokles tržního podílu si dominantní výrobce vynahradí vyššími vývozy, a tak součet domácího elektroenergetického trhu a vývozu elektřiny bude po zavedení ochranných opatření ceteris paribus o něco větší. Nicméně tento rozdíl ve velikosti celkového trhu je zhruba na úrovni fluktuací vyplývajících z teplotních výkyvů během roku – čili pro elektroenergetický trh nepodstatné. A především není vůbec jisté, že tento marginální vzestup se projeví v růstu poptávky po uhlí. A nutno říci, že spíše nikoliv. Mnohem přesnější by bylo říci, že tendence je taková, že se zavedením ochranných opatření poptávka po hnědém uhlí nezmění. Důvodem je již jednou zmiňovaný podíl HU zdrojů v palivové struktuře ČEZ a IPPs (všech). Jelikož rozdíl ve velikosti trhu je dán výhradně výrobou na straně IPPs (ČEZ bude v případě poklesu domácího podílu realizovat dovozy), a to především dražšími zdroji z hlediska palivových nákladů (tj. ČU zdroji nebo plynovými motory nebo turbínami), pak vzestup velikosti trhu se bude realizovat především nad rámec výroby elektřiny z HU. Z modelu plyne překvapivý a poměrně netriviální závěr – dovozní omezení na elektroenergetickém trhu nemají na poptávku po HU vliv. Naopak, nepřímo se může situace na trhu s HU zhoršit. Významná dovozní omezení by mohla vyvolat protireakci směřující proti našim vývozům. Jejich umělý – administrativní pokles by se na trhu HU projevil fatálně.
- Důvodem, proč tedy vyvážíme elektřinu (resp. ČEZ), je nákladová efektivnost její výroby vůči zahraničí. V ekonomické hantýrce by se dalo říci, že v současnosti máme komparativní³⁴ výhodu k výrobě elektřiny vůči okolním státům. Jelikož trh je dynamický, tak je možné, že tento stav se později změní. Nicméně v současnosti je tato výhoda zřetelná. Vývozy a dovozy jsou tedy kombinací hry tržních sil (tj. poptávky a nabídky na domácím a zahraničním trhu) a sledovat specifickou obchodní bilanci v obchodě s elektřinou nemá význam ani pro ekonomické analytiku, ani pro uhelné společnosti. Čistý vývoz není kategorií, která by určovala, kolik se vytěží hnědého uhlí. Čistý vývoz je pouze výslednicí ekonomického vývoje v ČR, okolních státech a ekonomické efektivnosti české výroby elektřiny. Jakákoliv omezení v obchodu s elektřinou nepomohou ani českému hornictví, ani české ekonomice jako celku. Důvod, proč vzrostla poptávka po HU po zvýšení vývozu ČEZ, je v tom, že otevření trhů v EU v roce 1998 znamenalo otevření dveří svobodnému obchodu z předchozího stavu jeho omezenosti. Jakékoliv jeho opětovné omezení současnou situaci zhorší. Co situaci z hlediska uhelných společností může zlepšit, je hledání nových trhů (o jednom z relativně úspěšných pokusů viz v následující kapitole).

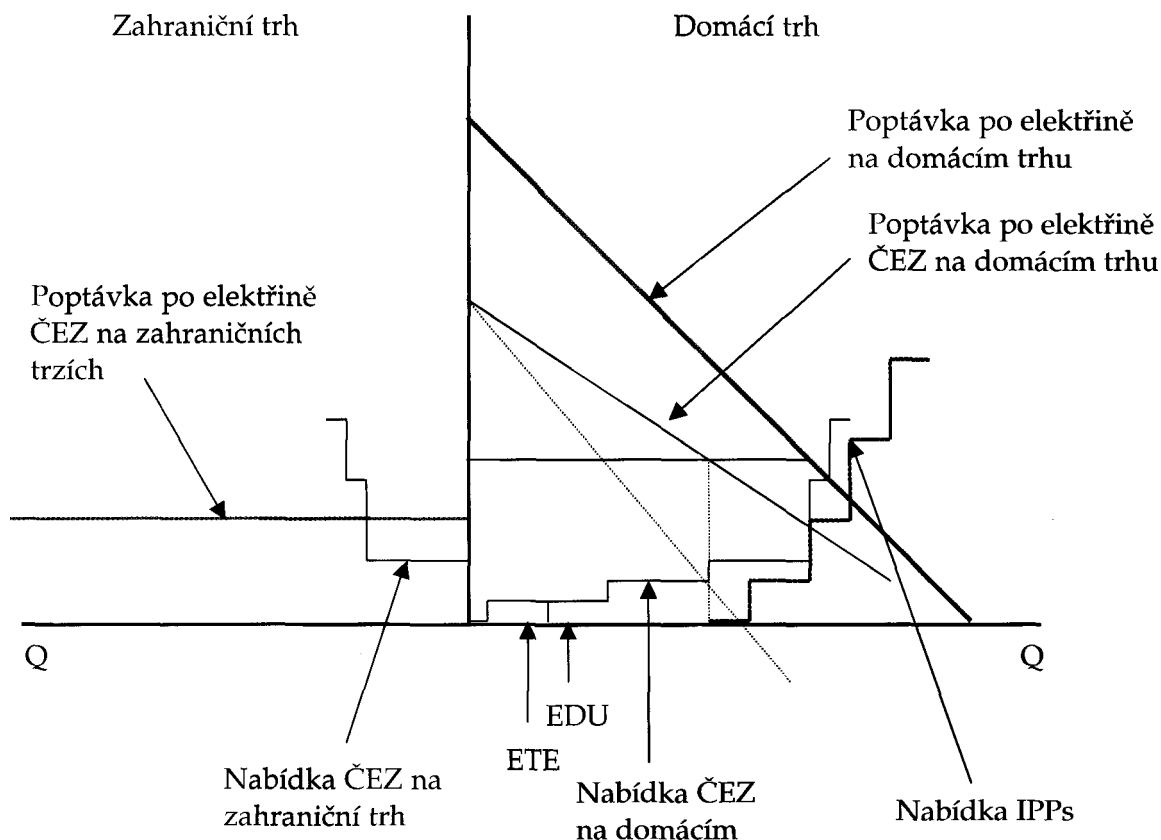
Prvním dílčím závěrem analýzy je tedy to, že dovozy elektřiny nesnižují podíl HU na elektroenergetickém trhu.

³⁴ Zde je nutné upozornit, že slovo „komparativní“ používáme na tomto místě především z důvodů obvyklosti jeho užívání v této souvislosti. Striktně vzato se jedná spíše o výhodu absolutní. K problematice absolutní a komparativních výhod viz M. Zajíček: *Teorie mezinárodního obchodu* v díle D. Ricarda, diplomová práce na VŠE, 1998.

Vliv ETE

Druhým podstatným faktorem pro poptávku po HU je uvedení ETE do stabilního provozu. Podívejme se, co způsobí uvedení ETE do plného provozu. Nová situace změní graf následovně.

Obrázek 6: Elektroenergetický trh po plném najetí ETE



K tomu, abychom se dopracovali k odpovědi na otázku, proč se poptávková křivka posune tak, jak je znázorněno na obrázku, je nutné vyřešit na první pohled až triviální problém – o kolik se zvýší po definitivním spuštění, ETE reálný instalovaný výkon ČEZ v naší elektrizační soustavě? Zdánlivě jednoduchá otázka, ale odpověď tak triviální není. Výjimečnost Temelína v naší elektrizační soustavě vyplývá mimo jiné i z toho, že se bez jakýchkoliv námitek jedná o největší jednotkový zdroj v soustavě. Každá turbína má výkon 981 MW_e. Druhý nejmenší zdroj v soustavě je turbína v elektrárně Mělník III a ta má-měla výkon 500 MW³⁵. Následují turbíny v druhém jaderném zdroji Dukovany. Je jasné, že případný výpadek jednoho bloku ETE velice vyzkouší stabilitu soustavy a její podpůrné služby. Právě z tohoto důvodu drží ČEZ v současnosti navíc jenom z důvodů existence ETE dodatečných rezervních 400 MW výkonu pro případ, že by blok I vypadl ze sítě – z jakýchkoliv důvodů. Pokud by tento požadavek byl identický i v případě postupně najížděného druhého bloku, pak místo dodatečných 2000 MW výkonu po zprovoznění obou bloků by do soustavy přibýlo „pouze“

³⁵ Po havárii na podzim 2001 se její reálný výkon velmi pravděpodobně o něco snížil (to přiznává i ČEZ ve svém vlastním magazínu). Autor studie ovšem nemá dostatek informací k posouzení, o kolik procent se jedná.

1200 MW. Tyto údaje byly zahrnuty do konstrukce grafu – tj. významné zvýšení kapacit JE a snížení kapacit HU elektráren.

Opět je možné z uvedeného modelu dospět k několika zásadním závěrům.

- Po uvedení ETE do provozu bude existovat ze strany ČEZ tendence snížit cenu, neboť křivka mezních nákladů se posune doprava. To bude znamenat růst celého elektroenergetického trhu a také tržního podílu ČEZ.
- Uhelné zdroje vytlačené ETE z uplatnění na domácím trhu budou přesunuty na trh zahraniční – tím více, čím vyšší bude cena na zahraničním trhu.

A zde se dostáváme k zajímavému paradoxu – tím, že dojde k růstu trhu a ETE vytlačí HU elektrárny na zahraniční trhy, bude existovat tendence k větší (!) poptávce po HU, byť marginálně. To, co ji bude naopak snižovat, je zmíněná praxe ČEZ držet zálohy pro případ výpadku jednoho z bloků ETE³⁶. Kdyby jednotlivé bloky ETE neměly tak obrovské jednotkové výkony (ale místo 1 krát 1000 MW třeba 2 krát 500 MW), pak by výsledná tendence po spuštění ETE do provozu byla spíše ve směru mírného zvýšení poptávky po HU než naopak. Jaký bude výsledný efekt za současných podmínek (tj. faktické nutnosti držet dodatečné zálohy ze strany ČEZ)? Pokles, neboť efekt růstu trhu bude s velkou pravděpodobností mnohem menší než efekt vynuceně drženého výkonu především v hnědouhelných zdrojích.

Proč tedy po spuštění EDU v roce 1985 došlo k poklesu poptávky po HU? Odpověď je jednoduchá. V té době byla česká resp. československá elektroenergetika relativně izolovaným systémem. Zahraniční obchod s HU v podstatě neexistoval. Stejně tak byly regulovány ceny. V takto izolovaném systému bez cenových pohybů pak uvedení EDU do provozu muselo snížit poptávku po HU. V takové situaci naprosté autarkie se však nyní nenacházíme.

Druhým dílčím závěrem analýzy je to, že uvedení ETE do plného provozu sice sníží o něco poptávku po HU, ale ne v takovém rozsahu, jak se uvažuje (tj. místo 12 až 15 mil. tun uhlí/rok se bude jednat spíše o zhruba kolem 5 až 6 mil. tun uhlí/rok – po plném najejí obou bloků pravděpodobně ještě méně).

Skutečně se tedy ukazuje, že prostor pro elektřinu z elektráren spalujících HU bude po plném najejí ETE menší. A s tím budou muset společnosti těžící HU počítat. Jelikož však spuštění ETE je proces pomalý a dlouhý, pak i propad poptávky po HU nebude skokový, ale spíše postupný.

Upozornění: Tento vztah platí pouze a jenom proto, že existuje mezinárodní obchod a prostor pro vývoz elektřiny. A stejně tak je pro jeho platnost klíčové, že produkce z uhelných elektráren je na zahraničních trzích konkurenceschopná. Jakákoliv změna v těchto oblastech oba závěry změní. Ale to souvisí s celkovou konkurenceschopností HU na trhu paliv a konkurenceschopností české elektřiny. Po dlouhých analýzách jsme se tedy nakonec dostali k poměrně přímočarému tvrzení, že na volném trhu se HU bude těžit a používat k výrobě elektřiny pouze a jenom tehdy, pokud bude vůči jiným palivům konkurenceschopné.

K tomu je nutné dodat, že existují i jiné názory (např. v oficiálních materiálech MPO): tj. že najejí ETE způsobí skokový pokles odběru HU pro potřeby výroby elektřiny v rozsahu 12 až 15 mil. tun HU ročně. Tento vývoj by ale nastal pouze tehdy, kdyby se nepodařilo vyvážet elektřinu, tj. kdybychom existovali v podstatě v režimu elektroenergetického ostrova, kde se ovšem nenacházíme.

³⁶ Důvodem pro tuto praxi jsou ustanovení o platbách za odchylky u Operátora trhu, neboť v případě náhlého výpadku tak velkého množství výkonu, jako je jeden blok Temelína, by neměl bez držení záloh ČEZ jako subjekt účtování možnost tak velký výkon rychle nahradit a dostal by se na nějakou dobu do odchylky, která je velmi nákladná. ČEZ tedy není povinen zálohy držet, nicméně tak činí, a to s ohledem na riziko výpadku jednoho velkého zdroje.

Teplárenský trh

Teplárenský trh HU lze analyticky rozdělit do dvou podtrhů:

- dodávka tepla na úrovni CZT;
- dodávka tepla na úrovni lokálních zdrojů.

V obou případech je hlavním konkurentem HU zemní plyn. Na lokálním trhu hrají menší roli i alternativní zdroje, jako je dnes tolik populární biomasa, tepelná čerpadla, ale i sluneční kolektory na ohřev TUV nebo naopak historické zdroje na LTO. Těmito méně významnými způsoby vytápění či přípravy TUV se nebudeme podrobněji zabývat, neboť mají spíše místní význam. Byť s postupem času budou především dotované zdroje (biomasa, tepelná čerpadla apod.) postupně ukrajovat malé části celkového trhu. Z hlediska uhelných společností se však jedná o zanedbatelný tržní podíl.

K pochopení vývoje na teplárenském trhu je nutné udělat si malou odbočku do vzdálenější historie. V prosinci 1947 bylo na zasedání klíčových lidí v tehdejší československé plynárenství na Kunětické hoře rozhodnuto o tom, že bude vybudována celostátní síť pro rozvod svítiplynu³⁷, která kromě několika místních a lokálních zdrojů (jejichž úloha byla spíše stabilizační) bude zásobována ze tří velkých průmyslových zdrojů – Záluží (neustále inovovaná plynárna původně z 2. světové války), Úžin (plynárna spuštěná v roce 1961) a Vřesová (největší tlaková plynárna na našem území, spuštěná v roce 1969). Toto rozhodnutí znamenalo v podstatě konec městských plynáren. Zároveň znamenalo zkoncentrování výroby svítiplynu do pánevních oblastí HU (56 generátorů plynu ve třech výše zmíněných plynárnách – z toho 26 ve Vřesové) a zajistilo jeho dominantní postavení ve vytápění – tj. na teplárenském trhu. Tam, kde nebyl používán svítiplyn, bylo používáno hnědé nebo černé uhlí.

Toto uspořádání v podstatě vydrželo až do konce 70. let, kdy začal postupný přechod plynárenské sítě na využívání ZP, a to na základě vládního rozhodnutí o plošném využití ZP dodávaného z tehdejšího SSSR. Toto rozhodnutí o přechodu od svítiplynu k zemnímu plynu bylo provedeno především v souvislosti s budováním tranzitního plynovodu, který propojil ruská ložiska se západoevropskými sítěmi³⁸. S přechodem na zemní plyn došlo ke dvěma důležitým změnám na teplárenském trhu – začaly se zmenšovat a poté likvidovat výrobní svítiplyny, které odebíraly značná množství hnědého uhlí, a na druhé straně se zemní plyn začal stávat alternativou pro lokální vytápění. Uhlí tak vznikl zdatný a velice dravý konkurent s významnou podporou státu. První plynárnou, která byla odstavena z provozu, byla právě ta nejstarší v Záluží u Mostu. Po revoluci v roce 1989 byl tento proces ještě urychlen. K problematice plynárny Úžin a Vřesová se ještě podrobněji vrátíme.

V první polovině 90. let se tak na plynárenském trhu sešly dvě významné determinanty – masivní plynofikace podporovaná dotacemi a nízkými cenami zemního plynu pro tehdejší „odběratele“ (viz výše „doba plynová“) a ukončení přechodu plynárenské soustavy na zem-

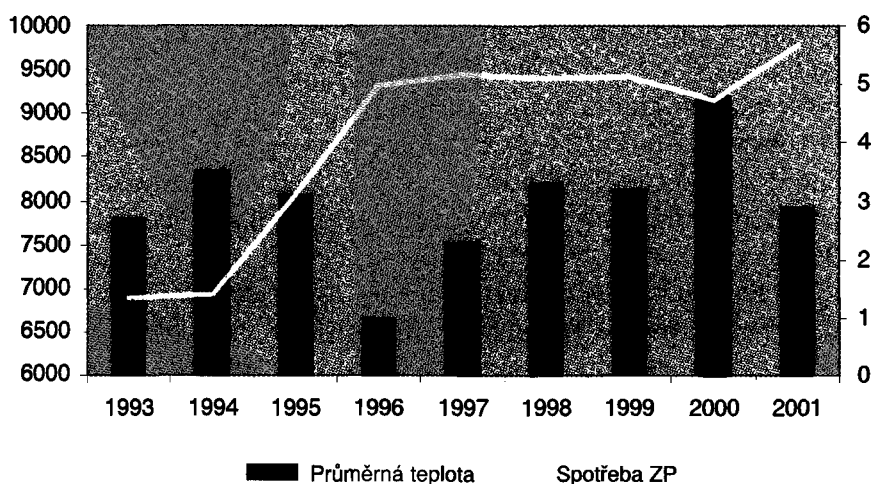
³⁷ Pouze pro úplnost je nutné dodat, že lokální výroba a rozvod svítiplynu měly v českých zemích velmi dlouhou tradici. Po prvních demonstracích využitelnosti svítiplynu (např. znojemské pokusy Zachariáše Winzlera v roce 1802) a řekněme pionýrském období jeho výroby a využití byla v roce 1847 zahájena první průmyslová výroba svítiplynu v Praze-Karlíně. V tehdejší době převládaly při výrobě svítiplynu karbonizační technologie. Později se začalo využívat nízkotlaké zplyňování uhlí, avšak technologie výroby svítiplynu tlakovým zplyňováním kyslíkem a parou byla vyvinuta až ve 30. letech 20. století firmou Lurgi. Tato technologie se pak velice rychle rozšířila v celém Německu. V roce 1944 byla spuštěna první tlaková plynárna na výrobu svítiplynu z hnědého uhlí i na českém území – v Záluží u Mostu (v závodě na výrobu syntetického benzínu z hnědého uhlí). Právě tato plynárna se později stala jedním z jader výroby svítiplynu u nás.

³⁸ Pro úplnost je potřeba dodat, že prvním naším mezinárodním plynovodem byl plynovod „Bratrství“, který v letech 1965 až 1967 vybudoval Plynostav Pardubice a který propojil plynovodní systémy tehdejšího Československa a také tehdejšího SSSR. Roční přepravní kapacita činila asi 4 mld. m³. Přechod od využívání svítiplynu k zemnímu plynu byl zahájen již v roce 1969 na jižní Moravě. V roce 1974 byla zahájen přechod na ZP v Praze (první částí byl Hloubětín). V Praze byl přechod na ZP ukončen v roce 1988. Pokud jde o tranzitní plynovod, pak koncepce výstavby tranzitního plynovodu byla vládou schválena v roce 1970 a v tomtéž roce byla podepsána smlouva mezi ČSSR a SSSR o tranzitní přepravě ZP do NDR, SRN a Rakouska. Dodávky do Rakouska byly zahájeny již v roce 1972, v roce 1973 byly zahájeny dodávky do Německa přes stanici ve Waidhausu. V roce 1974 byla napojena na ZP i tlaková plynárna ve Vřesové, kde byl ZP používán pro zvýšení spalného tepla svítiplynu.

ní plyn. Poslední zdroje svítiplynu byly odstaveny v roce 1996 – 12. března byl odstaven zdroj Střední Čechy I v Horních Měcholupech a 27. června byly ukončeny dodávky z poslední a také největší plynárny v ČR ve Vřesové (její následný vývoj viz dále). Historie výroby svítiplynu v Čechách ve své klasické podobě dlouhá bezmála jedno a půl století (přesně 149 let) skončila. Posledním městem převedeným ze svítiplynu na zemní plyn byla Bílina.

Tyto dvě zásadní determinanty způsobily prudký růst spotřeby zemního plynu v první polovině 90. let, jak je jasně patrné z grafu. Především na úkor právě HU.

Obrázek 7: Spotřeba zemního plynu v ČR v letech 1993 až 2001



V podstatě skokově (několik málo let) tak poklesla poptávka po hnědém uhlí v sektoru tepláren a lokálních zdrojů (ať už domácích kotlíků nebo blokových kotelen).

Nicméně s postupným cenovým narovnáváním – tj. se zvyšováním ceny ZP pro konečné odběratele – koncem 90. let došlo ke dvěma zásadním procesům³⁹. Zaprvé, teplárny, které vyráběly teplo ze ZP nebo převážně ze ZP, musely postupně začít zvedat ceny tepla pro odběratele připojené na CZT, což přivililo v té době již probíhající procesy odpojování odběratelů ze systémů CZT a někde i jeho rozpad. Jednalo se v podstatě o pokračování procesu odpojování od soustav CZT vyvolaného v první vlně právě „dobou plynovou“ – tj. dotačními politikami podporujícími plynofikaci a využívání ZP. Mnohá území, která do té doby byla doménou teplárníků, se tak nejednou stala doménou přímo plynářů nebo opět uhelných společností. Toto pokračování rozpadu soustav nebo omezování jejich rozsahu nastalo především v oblastech, kde bylo pro vytápění využíváno ZP. Uhelné teplárny svoji pozici na trhu neztrácely tak rychle, neboť cena uhlí příliš nerostla.

S růstem cen ZP pro domácnosti souvisí také to, že velké množství z nově plynofikovaných domků a bytů začalo ZP využívat spíše k temperování než na vytápění. Snížily tak poptávku po ZP a vrátily se částečně k tuhým palivům. Spolu s rostoucími cenami také došlo k nárůstu významu energetických úspor, neboť mnohé se začaly vyplácet a celkový teplárenský trh se tak snížil – pro všechna média.

Dalším faktorem, který je nutné vzít v úvahu, je to, že mnohé nově postavené zdroje byly konstruovány jako zdroje černouhelné, a nikoliv hnědouhelné. Obdobně došlo v rámci rekonstrukcí stávajících zdrojů často i ke změnám paliva z hnědého uhlí na černé nebo ZP. Jedná se o zdroje zpravidla kogenerační – tj. o zdroje, které do značné míry spojují oba separátně analyzované trhy – elektroenergetický a teplárenský.

³⁹ K vývoji cen ZP v 2. polovině 90. let a k jejich determinátům viz podrobně M. Zajíček: *Konkurence v českém teplárenství a koheze energetických trhů*, LI, 2002.

Pokud tedy shrneme vývoj z pohledu HU, pak došlo k víceméně skokovému poklesu potávky po něm v obou teplárenských sektorech, nicméně po tomto skokovém poklesu došlo spíše ke stabilizaci tržního podílu HU na trhu tepláren. V sektoru lokálních zdrojů tepla pak došlo po počátečním poklesu k mírnému zpětnému získávání pozic.

Projekt Napáječ Mělník – Praha

Výjimečným případem, který šel proti zmíněným trendům, je hlavní město Praha. Tam naopak došlo k poklesu spotřeby ZP právě na úkor HU. Hlavním důvodem tohoto procesu je tzv. mělnický přívaděč. Jednalo se v podstatě o sérii investičních projektů, který následovaly po sobě v rychlém (na teplárenství) sledu:

1. Tepelný napáječ Mělník – Praha: konkrétně se jedná o horkovod z Elektrárny Mělník I do Teplárny Třeboradice (32,4 km) a dále do Teplárny Malešice (18,2 km) včetně připojení přílehlých sídlišť Čakovice, Bohnice, Kobylisy, Severní Město, Hloubětín, Černý Most a část průmyslové oblasti Vysočan.
2. Úprava Elektrárny Mělník z klasické kondenzační elektrárny na teplárenský provoz.
3. Odsíření Elektrárny Mělník I.
4. Projekt napojení Jižního Města ve dvou fázích: fáze I. – sídliště Skalka, Rybníčky, Zahradní Město, Košík a Jižní Město I a II; fáze II – sídliště Krč, Lhotka, Lhotka-Libuš, Novohradská a Modřany.

Pokud jde o zkrácenou historii projektu, pak je nutné se vrátit do 70. let, kdy bylo rozhodnuto, že nejvhodnějším způsobem, jak zásobovat Prahu a především její velká sídliště teplem, bude jeho přivedení z nějakého velkého zdroje v okolí Prahy. Jako nejvhodnější zdroj se ukázala Elektrárna Mělník I (nejstarší ze všech mělnických elektráren). Tehdy se projekt ještě nazýval „Zásobování teplem hl. m. Prahy“. Realizován začal být ale až koncem 80. let. V roce 1987 bylo započato se stavebními pracemi na napáječi. Financování bylo zajištěno sdružením prostředků sedmnácti investorů – budoucích odběratelů tepla. Nicméně v roce 1990 se projekt dostal do finančních potíží, a to díky neplnění závazků ze strany investorů. V březnu 1991 doporučila hospodářská rada vlády ČR projekt dočasně zastavit a v lednu 1992 bylo generálním ředitelem tehdy ještě Českých energetických závodů rozhodnuto o definitivním zastavení výstavby. Ovšem nově zřízená akciová společnost ČEZ předala rozestavěný napáječ také nově založené společnosti Energotrans a. s., kde majoritu získala Pražská teplárenská a. s. ČEZ si vkladem napáječe podržel necelých 30 % akcií. Energotrans nakonec projekt napáječe dovedl ke zdárnému konci. Stavba napáječe byla ukončena 16. října 1995, a to včetně úprav ve Výtopně Třeboradice a teplárně Malešice. Investiční náklady na přívaděč dosáhly 5 mld. Kč.

V Elektrárně Mělník byly čtyři ze šesti stávajících kondenzačních turbín rekonstruovány, a to dvě na protitlaké turbíny a dvě na odběrové turbíny. Dvě zůstaly i nadále kondenzační.

V letech 1995 až 1998 bylo realizováno odsíření Elektrárny Mělník I. Již v roce 1995 byly na napáječ připojeny Letňany a Čakovice, v roce 1998 Vysočany a Hloubětín. V letech 1998 až 2001 se realizovala 1. fáze připojení Jižního Města, kdy došlo k propojení jednotlivých kotelen na JM a jejich připojení na teplárnu Malešice a tím i na napáječ Mělník – Třeboradice – Malešice (stavbou propojení projekt v říjnu 1998 začal). Dosavadní plynové kotelny pak byly postupně přestavěny na předávací stanice, přičemž stávající sekundární rozvody tepla a příprava TUV byly ponechány v původním stavu. Celkově bylo v oblasti JM zrušeno 33 plynových kotelen. Investiční náklady této fáze dosáhly 1,3 mld. Kč.

Pražská teplárenská sice stále zůstává největším odběratelem ZP od Pražské plynárenské, ale její odběr ZP se snížil ze zhruba 160 mil. m³/rok na méně než 60 mil. m³/rok. Těchto

100 mil. m³ bylo nahrazeno právě hnědým uhlím spalovaným ve zdroji Mělník I. V 90. letech skutečně nevídaná změna paliva.

Ovšem pro naprostou úplnost došlo mezitím v Praze i k dalším významným investicím v teplárenství. V letech 1997 a 1999 byla rekonstruována za necelou miliardu Kč (900 mil. Kč) teplárna Malešice – čili tzv. projekt BIVOJ. Pro naši potřebu je zajímavé především to, že při rekonstrukci došlo ke změně paliva – z hnědého uhlí na černé. Projekt rekonstrukce Teplárny Malešice začal být promyšlen opět v poněkud vzdálenější minulosti – již v roce 1992, kdy bylo na základě výsledků studie rozhodnuto o změně paliva – z hnědého uhlí na černé – a o retrofitu kotlů. Definitivní rozhodnutí padlo v roce 1994. V roce 1997 byla zahájena rekonstrukce a ta byla ukončena v květnu 1999.

Zajímavým rozšířením působnosti je rozhodnutí o napojení tepelného systému města Neratovic na napáječ Mělník – Praha. Toto rozhodnutí bylo vydáno jako důsledek povodní v létě 2002. Nicméně z pohledu podílu hnědého uhlí na energetické bilanci Neratovic nebude mít toto rozhodnutí vliv, neboť doposud byly Neratovice zásobovány z teplárny místní chemičky Spolany – ta ovšem používá také hnědé uhlí.

Nicméně je nutné zdůraznit, že oba teplárenské segmenty trhu tvoří v současnosti dohromady již méně 15 % poptávky po hnědém uhlí na našem trhu. Proto ani jejich vliv na celkovou pozici uhelných společností není klíčový, byť samozřejmě není zanedbatelný.

Ostatní využití HU

Posledním segmentem jsou vývozy HU, které v současnosti dosahují kolem 2 mld. tun ročně, ale jejich trvání je časově omezené (do konce roku 2003), a technologické využití, které je ale zatím minimální. Avšak je možné, že právě toto využití bude budoucností HU, neboť, jak jsme již poznamenali, HU je spíše chemická surovina a jeho spalování může být do určité míry považováno za poměrně chabé využití, byť do současnosti zatím víceméně jediné ekonomicky smysluplné. To se ale může postupem času změnit. Možná někdo vymyslí způsob, jak vyrábět z hnědého uhlí formaldehydy, benzín, fenol, amoniak, dehty atd., za ekonomicky smysluplných podmínek. V současnosti tomu tak není, ale nikdo netuší, co přinese budoucnost.

PPC Vřesová

Do této kategorie je také možné zařadit slíbenou podrobnější zprávu o již zmíněném PPC Vřesová provozovaném a vlastněném Sokolovskou uhelnou a. s. (SUH). Na počátku 90. let se plynárna Vřesová ocitla v nezáviděníhodné pozici výrobce svítiplynu, který operoval na neustále a rychle se zmenšujícím trhu se svítiplynem a jehož dny byly v podstatě sečteny rozhodnutím nahradit svítiplyn kompletně v plynárenské soustavě zemním plynem.

V té době se ale v tehdejší palivovém kombinátu projevila poměrně značná schopnost nalézt v této situaci řešení. Mezi uvažovanými variantami, jak využít stávající technologie (tj. 26 generátorů plynu), byly např. výroba metylalkoholu nebo tzv. náhradního zemního plynu (SNG). Vítěznou variantou se nakonec stalo využití produkovaného svítiplynu pro výrobu tepla a elektřiny ve dvou paroplynových blocích. Toto klíčové rozhodnutí padlo již v roce 1992, tedy ještě v dobách, kdy tlaková plynárna Vřesová byla součástí státního podniku Palivový kombinát Vřesová. Výstavba elektrárenské části byla zahájena v srpnu 1993. V roce 1996 (1. blok) a 1997 (2. blok) byla po bezmála dvou letech provozních zkoušek uvedena do

plného provozu už jako součást SUH. Stalo se tak ve stejném okamžiku, kdy byly ukončeny poslední dodávky do plynárenské sítě.

Pokud jde o technologické úpravy, které byly ve Vřesové provedeny, pak se jednalo o několik skupin úprav – přímou přípravu na výrobu elektřiny a tepla (tj. především výstavbu obou paroplynových bloků, odstavení druhého stupně vypírky plynu⁴⁰), investice do zefektivnění, zabezpečnění a „zpríjemnění“ provozu (tj. především odstranění únikových cest pro škodliviny a pachy, vybudování nového zařízení na konverzi separovaného H₂S na kyselinu sírovou, změnu řídicího systému apod.).

Každý paroplynový cyklus obsahuje plynovou turbínu, kotel a parní turbínu, přičemž pro spolehlivost celé soustavy je klíčová její schopnost využívat jakoukoliv směs zemního plynu a svítiplynu (v tomto případě dnes už nazývaného energoplynu) – od čistého ZP po čistý energoplyn. V případě poklesu výroby energoplynu dochází automaticky k využívání většího množství ZP. Jelikož se jedná o zdroj s velmi dobře regulovaným výkonem (v oblasti nad jeho minimálními možnými výkony – tj. 75 MW_e v každém PPC), je nejvíce využíván pro potřeby sekundární regulace při poskytování podpůrných služeb. Jedná se tak o jeden z nejlepších a nejspolehlivějších zdrojů v české elektrizační soustavě pro potřeby poskytování systémových služeb.

V této souvislosti lze poukázat na to, že lidé ze Sokolova-Vřesové prokázali mnohem větší smysl pro realitu, schopnost predikovat budoucnost a řešit problémy než lidé v Ústí nad Labem, kteří krátce před Vřesovou stáli před naprosto stejným problémem – co s vyrobeným svítiplynem-energoplynem. Na nic nepřišli, nebo se o nic významného nepokusili a Palivový kombinát Ústí nad Labem s plynárnou Úžin byl zlikvidován. Přitom se jednalo o téměř identický případ a možné řešení bylo navlas stejné – vybudovat PPC, který by sloužil jako regulační zdroj pro potřeby elektrické soustavy a také jako zdroj tepla pro potřeby Ústí nad Labem. Paradoxem života je, že po likvidaci palivového kombinátu v Ústí byl ve druhé polovině 90. let vystavěn právě v Ústí, resp. v jeho okrajové části Trmicích, nový paroplynový cyklus. Investorem a vlastníkem PPC Trmice byly SČE a Teplárna Ústí nad Labem. Avšak zásadním rozdílem mezi PPC Vřesová a PPC Trmice je to, že palivem pro PPC Trmice byl výhradně zemní plyn a také to, že PPC Trmice nebyl koncipován jako zdroj pro poskytování regulačního výkonu, nýbrž jako zdroj pro výrobu elektřiny v základním zatížení. A právě to se mu prozatím stalo osudným, neboť z důvodů vysokých cen ZP musel být po roce provozu zastaven, jelikož příjmy z prodeje tepla do soustavy Teplárny Ústí nad Labem a z prodeje elektřiny nestačily k pokrytí variabilních nákladů – tj. především nákladů na zemní plyn. Pokud by ústečtí prokázali větší míru předvídativosti a schopnosti riskovat, pak bychom unikátní PPC cykly, jako dnes stojí ve Vřesové, mohli mít v ČR dva. V Ústí nad Labem by stál zdroj pro poskytování regulačního výkonu (byť menší než Vřesová), který by na rozdíl od PPC Trmice vyráběl elektřinu a jehož palivem by byl energoplyn vyráběný z hnědého uhlí. Zde se ukazuje, jak draho se někdy může platit za špatné podnikatelské a manažerské rozhodnutí. Vtip (a také velký půvab tržní ekonomiky) je v tom, že cenu nenesou spotřebitelé – nýbrž vlastníci podniku, který nebo jehož manažeři provedli špatné rozhodnutí. Bohužel v tomto případě se jedná o stát – a tím náklady minulých chyb nesou daňoví poplatníci. To zase ukazuje hrůzu a neefektivnost státního vlastnictví, neboť evidentní chyby v rozhodování nejsou po zásluze potrestány – ztráty totiž nese někdo jiný než hypotetický, ale špatný vlastník – „stát“. Náklady chyb nesou daňoví poplatníci.

O jak zajímavý zdroj ve Vřesové jde, je vidět i z toho, že PPC Vřesová se dostal i do zprávy amerického Ministerstva pro energetiku (Department of Energy), která popisovala stav zplyňovacích technologií ve světě. Srovnatelných technologií – tj. zplyňování uhlí pro výro-

⁴⁰ Jeho původním účelem bylo snižovat obsah CO₂ ve svítiplynu a tím zvyšovat jeho výhřevnost pro potřeby spotřebičů napojených na plynárenskou síť. V současnosti již tato úprava plynu již není nutná.

bu elektřiny, není ve světě mnoho. V podstatě se jedná pouze o pět zdrojů, z nichž ale ani u jednoho nejde o kogenerační výrobu elektřiny a tepla (to je ovšem již pouze maličkost), neboť právě kogenerace není tím největším specifickým Vřesové).

Tabulka 1: Srovnání PPC Vřesová se zahraničím

Vlastník	Lokalita	Země	Výkon MW _t
Sokolovská uhelná a. s. (SUH)	Vřesová	ČR	636
Public Service of Indiana	Wabash River	Indiana – USA	591
Elcogas SA	Puertollano	Španělsko	588
Demokolec	Buggenum	Holandsko	466
Tampa Electric	Tampa	Florida – USA	445

Jediná Vřesová je ale zdrojem, který „jede“ v řádném provozu. Je největším zdrojem svého druhu na světě. Její hlavní zajímavostí je ale unikátní kombinace moderní elektrárenské části (dodavatelé Alstom – plynová turbína, a ABB – PBS – kotel a parní turbína), moderních řídicích prvků a staré, ale výborně zvládnuté zplyňovací technologie.

Výhodou použité kombinace technologií je i environmentální dopad PPC Vřesová. Především proto, že H₂S se odstraňuje již z vyrobeného plynu, což je proces mnohem účinnější než případné odstraňování oxidů síry ze spalin. Obdobné je to i u ostatních látek, jako jsou halogenovodíky, organochlorové sloučeniny, prach, NO_x apod., u nichž je jejich únik do okolního prostředí řádově nižší než u prostého spalování HU. Environmentalisty můžeme potěšit i v tom ohledu, že emise CO₂, který mnozí podezřívají z tzv. globálních změn klimatu, jsou v PPC Vřesová nižší než u klasických uhelných elektráren. Na tomto místě ale musíme zdůraznit naši velkou skepsi k teoriím globálních změn klimatu, které mají být údajně způsobeny emisemi CO₂, tj. především spalováním fosilních paliv – podrobně jsme naše námitky k teoriím o globálních změnách klimatu, k navrhovaným politikám k jejich zastavení a především ke Kyótskému protokolu vyjádřili již v M. Zajíček: Konkurence v českém teplotě a koheze energetických trhů, LI, 2001. Ať už tak nebo onak, PPC Vřesová je unikátním zdrojem. Škoda, že nebyla využita historická příležitost k jejich většímu rozvoji v ČR.

V současné době se plánuje nahrazení staré části technologie – 26 zplyňovacích generátorů – novou. Mělo by se jednat o dva velké generátory typu HTW (celková investice okolo 6 mld. Kč). V této souvislosti je nutno poznamenat, že nahrazení 26 generátorů pouze dvěma velkými je rozhodnutím, které může významně ovlivnit dosavadní vynikající charakteristiky zdroje.

Především se jedná o to, že nová navržená technologie je do značné míry nevyzkoušená a ve smlouvě o její dodávce musí být určeno, kdo a jakou bude mít zodpovědnost za její bezproblémovost. Provozovatel PPC Vřesová a investor by měl žádat velké záruky za bezproblémový provoz technologie ze strany dodavatele. Pokud by tak neučinil, pak by se do značné míry vystavoval z pohledu prováděné investice do otevřené pozice vůči dodavateli.

Dalším problémem dvou nově navržených generátorů je to, že jsou jenom dva. Namísto 26 spolehlivých menších zdrojů energoplynu by měly do budoucna existovat pouze dva velké – pro každý cyklus jeden. Pravděpodobnost, že vypadnou všechny malé generátory, je už nejenom s ohledem na jejich vyzkoušenost a rutinnost provozu, ale především s ohledem na statistickou pravděpodobnost mizivá. Naopak v případě existence pouze dvou generátorů je i při jejich vysoké spolehlivosti provozu mnohem vyšší. Navíc pokud vypadne jeden velký generátor, představuje to značné omezení produkce energoplynu, což sice neznamená zastavení PPC, ale významně by to zhoršilo ekonomiku zdroje, neboť kvůli výpadku nevyráběný energoplyn by musel muset být nahrazen ZP, jehož nákup je mnohem dražší než

vlastní výroba energoplynu. Nahrazením mnoha menších generátorů pouze dvěma zdroji se tak Vřesová sama vystavuje nebezpečí snížení spolehlivosti provozu z pohledu energoplynu, což se v ekonomice může projevit vyššími provozními náklady.

S tím souvisí i další otázka. V případě výpadku současného generátoru z provozu je možné jej zprovoznit – tj. dostat ze studeného a prázdného stavu do stavu plného výkonu za zhruba 3 hodiny. V případě velkých vyzděných reaktorů je tato doba podstatně delší – téměř 24 hodin. Navíc odstavování velkých reaktorů a výkyvy výkonů, což u zdroje pro regulační výkon je do značné míry nutná vlastnost, tyto reaktory poškozují. Tento problém lze samozřejmě částečně řešit uskladňováním energoplynu (to ale opět něco stojí).

Na druhou stranu je pravda, že zplyňování je nutné v jeden okamžik modernizovat. Modernizace zplyňovacích jednotek by měla pomoci tomu, aby bylo možné zplyňovat i např. prachová uhlí a také aby byla vyloučena tvorba dehtů, fenolů nebo zpracování plynového kondenzátu. Je ovšem otázkou, zda tyto výhody převáží možná rizika instalace pouze dvou zplyňovacích jednotek.

Nicméně tento text není o tom radit manažerům ze SUH, jak stavět nový zdroj a provádět investice či zajišťovat rizika z nich plynoucí. V podstatě vše je pouze otázka rizika, které jsou ochotni podstoupit. Určitým problémem je v této souvislosti majorita státu v SUH, která by mohla míru rizika, kterou jsou ochotni jednotliví manažeři „snést“, být nevědomky, zvyšovat.

Syntéza poptávky po HU

Pokud tedy shrneme, pak základním hnacím motorem poptávky po HU je jeho konkurence na trhu s elektřinou s jadernými zdroji, případně plynovými kogeneračními zdroji (byť to je zatím v ČR omezený segment, ale např. v UK se právě ZP stal hlavní silou, která vytlačovala postupně uhlí z elektroenergetického trhu⁴¹), nebo mikrogenerací (tzv. decentralizovaná energetika⁴²). V ČR dominuje soupeření uranu a HU. Druhým motorem poptávky po HU je soupeření HU se ZP na teplotenském trhu. Ostatní vlivy – tj. neenergetická poptávka po HU, povinné výkupy z kogeneračních zdrojů, povinné výkupy z RES nebo dovozy elektřiny – jsou marginální.

V obou hlavních determinantách poptávky po HU tahá HU za poněkud kratší konec provazu. A to především díky činnosti státu a jeho dotacím. ETE bude nakonec dokončena a spuštěna. Přestože na volném trhu by nikdy nikdo takovou elektrárnu stavět ani nezačal, pak díky prostavěným 30 mld. z dob komunismu a skrytým dotacím ve formě „dělení koláče“ v 90. letech bude ETE pro ČEZ generovat zdroje, neboť se bude po Dukovanech jednat o elektrárnu s nejnižšími variabilními náklady. Zde je ale nutné říci i to, že rozdíl mezi ETE a pánevními elektrárnami na HU není zase až tak obrovský – zhruba 20 %. ETE jsou utopené investice a nemá smysl plakat nad rozlitým mlékem – ETE bude vyrábět elektřinu. Stát by měl zajistit, aby byly na elektroenergetickém trhu vytvořeny rovnocenné podmínky a aby se masivní dotace do jaderné energetiky již neopakovaly. Ovšem jedná se o krok nereverzibilní.

Plynofikace jsou poněkud složitějším oříškem. Díky dotacím bylo mnoho plynofikací provedeno i v oblastech, kde je návratnost provedených investic minimální a dnes v nich dochází k minimálním odběrům ZP a k návratu k HU. Bylo by zajímavé porovnat, zda by environmentálních cílů, kterými byly dotační programy zdůvodňovány, nebylo možné dosáhnout levněji tím, že by bylo necháno na lidech, jak příslušné dotace využijí (pokud již

⁴¹ Viz podrobně Dodatek A o britském trhu, kde je popsán postupný rozvoj tzv. CCGT výroben elektřiny.

⁴² K problematice decentralizované energetiky viz podrobněji M. Zajíček: *Konkurence v českém plynárenství a koheze energetických trhů – Dodatek A, LI, 2001.*

někdo chtěl dotovat) – např. by si koupili kvalitní kotel na pevná paliva, který umožňuje jejich dokonalejší spálení.

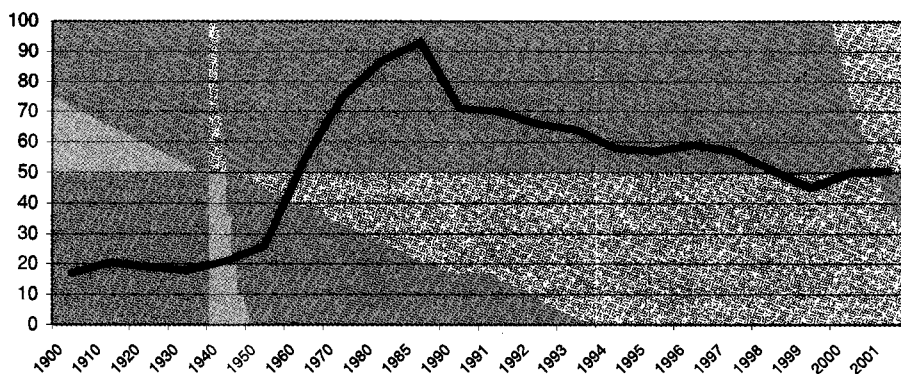
K poklesu podílu HU by sice také s největší pravděpodobností došlo, ale jednalo by se o postupný proces, environmentálních cílů by bylo dosaženo tak jako tak, ale bylo by to mnohem levnější, a to jak v přímých (tj. dotace a náklady měst při plynofikaci), tak nepřímých nákladech na státní rozpočet (tj. dotace a platby zmírňující dopady poklesu poptávky po HU na některé regiony).

Pokud tedy shrneme v heslech všechny hlavní síly působící na trhu s hnědých uhlím, které významně determinovaly jeho spotřebu v posledním desetiletí 20. století, pak se jedná o následující vlivy:

- Přechod plynárenské soustavy od svítiplynu k zemnímu plynu;
- Nevhodná reakce některých uhelných společností na tento vývoj (s výjimkou SUH);
- Státem stanovená cenová diskriminace HU oproti ZP;
- Státem podporovaný jaderný program (tj. dostavba a zprovoznění ETE);
- Významná omezení vývozu HU do zahraničí;
- Státní dotace na masovou plynofikaci.

Všechny tyto vlivy se pak musely zákonitě projevit v poklesu poptávky po HU a tím i těžby, jak je patrné z následujícího grafu:

Obrázek 8: Těžba hnědého uhlí v ČR 1900 až 2001



Poznámka: Naprostého maxima těžby bylo dosaženo v roce 1984, a to 96,872 mil. tun.

Výhled poptávky po HU

Pokud bychom chtěli shrnout základní vývojové trendy, kterými bude uhelné hornictví ovlivňováno v blízké a střední budoucnosti, pak by se jednalo o následující:

- Růst poptávky po elektřině: růst poptávky po elektřině, a to nejenom na domácím trhu, vytváří pro HU a jeho producenty značnou příležitost, aby tento nárůst spotřeby elektřiny byl pokryt z parních elektráren na HU nebo paroplynovými cykly na energoplyn. Konkurence bude značná – viz dále.
- Vliv RWE na plynárenství, elektroenergetiku a multiutilitní business u nás: ačkoliv jedna z podmínek, kterou RWE Gas dostala při koupi Transgasu a spol., je zákaz výstavby nových elektroenergetických a teplárenských zdrojů (viz podrobně kapitola 5), pak tento zákaz je omezen do doby privatizace české elektroenergetiky nebo na dobu pěti let. Stejně tak se nevztahuje na jiné společnosti ze skupiny RWE. Proto je nutné počítat

s tím, že RWE se bude snažit na našem území budovat plynové elektrárny, jak pro základní, tak pro špičkové zatížení.

- Vliv zpevňujícího kurzu koruny: k předchozímu bodu patří i tato poznámka – vzhledem k tendenci Kč posilovat se bude reálná cena ZP pro české uživatele snižovat, což bude zlepšovat pozici ZP na trhu s energetickými médii.
- Vliv otevírání trhu s plynem v ČR a deregulace trhu s plynem ve světě: pro úplnost je nutné ještě dodat vliv deregulace plynárenství ve světě, která postupně přináší rozvolnění vztahu mezi cenami ZP a ropy⁴³. Stejně tak deregulace přinese postupně se snižující ceny ZP (samozřejmě budou existovat i nadále výrazné fluktuace). To samé lze očekávat i po otevření trhu v ČR, které dříve nebo později stejně nastane především v souvislosti s navrženými změnami směrnic EU o energetice.
- Vliv dotací na RES: dotace a povinné výkupy za regulované ceny pro privilegované zdroje elektřiny a tepla, které jsou obvykle nazývány „obnovitelnými“, budou samozřejmě prostor na trhu pro HU snižovat. Nicméně podíl RES bude i nadále velmi malý, a proto nebudou tyto rušivé vlivy pro celkový obraz trhu podstatné.
- Vliv otevírání elektroenergetického trhu vůči východním zemím: zde navážeme na výsledky předchozích analýz – pokud si naše energetika a HU uchová své komparativní výhody, pak vliv otevření našeho elektroenergetického trhu vůči konkurenci z východních zemí by neměl být velký.
- Vliv mezinárodních závazků: mnohem větším nebezpečím pro HU na trhu je činnost států především v oblasti ekologických regulací. Existuje velké nebezpečí zavedení selektivních ekologických daní, které by v nejlepším případě nezhoršily postavení HU na trhu. Avšak mnohem pravděpodobněji by produkci elektřiny a tepla z HU znevýhodnily. Stejně tak je nutné se obávat regulací vyvěrajících ze závazků vyplývajících z Kyotského protokolu. Především se jedná o protežování některých zdrojů na úkor fosilních paliv – RES a především jaderných elektráren, a to ve všech či většině zemí. Neboli hrozí zhoršení situace, neboť by mohl být na základě závazků z Kyóta omezen mezinárodní obchod s elektřinou a tím i zmenšen trh pro české HU.
- Růst životní úrovně a s ní rostoucí poptávka po pohodlí: dalším vlivem, který není dobré podceňovat, je rostoucí životní úroveň a s ní substituce mezi cenou a kvalitou. HU při všech svých výhodách (především zajímavé ceně pro zákazníky) má oproti tzv. ušlechtilým palivům některé nevýhody. Ty vyplývají především z obsluhy uhelných zařízení, z pohodlí téměř bezobslužného provozu zdrojů na ZP, vyšší schopnosti regulace zdrojů na ZP atd. Proto i za stejných cenových hladin ZP a HU dojde při růstu životní úrovně k postupnému přechodu od uhelných zdrojů (HU a ČU) k zemnímu plynu nebo elektřině.
- Privatizace české elektroenergetiky: její vliv na trh HU není možné jednoznačně určit. Bude záležet na tom, jak bude privatizace provedena a kdo získá jednotlivé privatizované subjekty.

Důsledkem zmíněných vlivů bude spíše tendence ke stagnaci nebo poklesu spotřeby HU pro účely, pro které je používáno v současnosti. Před uhelnými společnostmi stojí tak dva úkoly – zvládnout tuto depresní předpověď a především nalézt nové trhy pro HU.

O problematice útlumu se ještě podrobněji zmíníme v následující podkapitole a v kapitole 5. O tom, jak by měly a mohly uhelné společnosti reagovat alespoň ve středním horizontu na zmenšující se trh HU a o potenciální privatizaci se podrobněji zmíníme ve stejné kapitole.

⁴³ O důvodech vazby mezi zemním plynem a ropou viz podrobně M. Zajíček: *Konkurence v českém teplotárenství a koheze energetických trhů*, LI, 2002.

Nabídka HU

Podívejme se ještě krátce na tržní nabídku pro oblast HU. Ta je mnohem jednodušší než poptávka po HU. V současnosti existují pouze tři aktivní společnosti, které těží a prodávají hnědé uhlí – Sokolovská uhelná a. s., Mostecká uhelná a. s. a Severočeské doly a. s. Přičemž dvě z nich se nacházejí na stejném nalezišti – MUS a SČD – v Mostecké pánvi. SUH vykazuje některá specifika. Těmi jsou především její velikost (je nejmenší), její vlastnictví a provozování poměrně unikátního paroplynového cyklu (PPC) ve Vřesové, který využívá energetického plynu vyráběného z hnědého uhlí (viz podrobně výše), a také to, že je od svých sestřiček poněkud geograficky oddělena (jedná se o samostatné ložisko – o samostatnou pánev).

Geneze hnědouhelných společností

Pokud se podíváme na stav hnědouhelného sektoru v období listopadové revoluce, pak v roce 1989 a 1990 byla veškerá důlní a související činnost rozdělena do dvou velkých státních společností – Severočeské hnědouhelné doly, koncern Most (ten obhospodařoval veškerou činnost v Mostecké hnědouhelné pánvi) a Hnědouhelné doly a briketárny, koncern Sokolov (ten naopak obhospodařoval veškerou činnost v Sokolovské pánvi).

30. června 1990 byla ukončena činnost společnosti Hnědouhelné doly a briketárny, koncern Sokolov a bylo vytvořeno šest samostatných podniků – Palivový kombinát Vřesová (PKV), Hnědouhelné doly Březová (HDB), Rekultivace Sokolov (RS), Dolové služby, Sokolovské strojírny a Báňské stavby Sokolov. Obdobně byl zrušena společnost Severočeské hnědouhelné doly a bývalé koncernové podniky vznikly jako samostatné společnosti (z toho šest těžebních). Tento stav v podstatě platil až do 1. 1. 1994.

Zásadními změnami v období let 1989 a 1990 bylo především stanovení územních limitů těžby HU v obou zmíněných pánvích (vládní usnesení č. 444/1991 Sb. a č. 490/1991 Sb.) a také rozhodnutí o útlumu lomu Chabařovice u Ústí nad Labem (vládní usnesení č. 331/1991 Sb.).

Gheyselinckův plán

V této době se není možné nezmínit o roli, kterou v českém uhelném hornictví sehrál pan T. O. J. Gheyselinck. Ten byl na doporučení IBRD pozván vládou ČR jako poradce a expert ministerstva pro hospodářskou politiku a rozvoj ČR s tím, že má během let 1991 a 1992 analyzovat stav českého uhelného hornictví (hnědouhelného i černouhelného) a navrhnout strukturální změny. Výsledkem jeho mise byl návrh na vytvoření pěti uhelných společností – tří hnědouhelných a dvou černouhelných s tím, že po vyjasnění odpovědnostních otázek za ekologické škody vzniklé před 31. 12. 1992 bylo uvažováno o jejich privatizaci.

Návrh na takovou reformu byl schválen 21. května 1992 Hospodářskou radou vlády ČR, poté poradou ekonomických ministrů 13. října 1992 a nakonec vládou usnesením č. 691 ze dne 9. prosince 1992. V jeho důsledku bylo vytvořeno pět uhelných těžebních společností, které známe dodnes:

- Sokolovská uhelná a. s.
- Mostecká uhelná a. s.
- Severočeské Doly a. s.
- OKD a. s.
- Českomoravské doly a. s. (od 30. června 2002 je jejich kladenská část v útlumu)

Vedle těchto základních společností byly zachovány i další společnosti Východočeské uhelné doly, Západočeské uhelné doly Zbůch, Palivový kombinát Ústí nad Labem (PK ÚL) a JLD (Jihomoravské lignitové doly – dnes Lignit Hodonín a. s.), které byly určeny k útlumu a následné likvidaci se státní asistencí⁴⁴. Částečná privatizace měla být a byla provedena v 2. vlně kupónové privatizace.

Součástí reformy byly i některé zásady podílu státu na závazcích minulosti:

- Krytí ztrát ze sociálně-zdravotních nákladů vzniklých do 31. 12. 1992;
- Zásady novely horního zákona;
- Rozhodnutí o cenách HU a ČU;
- Program útlumu dolů.

Bez ohledu na rozporuplnost názorů na restrukturalizační Gheyselinckův plán a jeho realizaci je to právě tento dokument, který dodnes spolu s následnými vládními rozhodnutími předznamenal podobu českého uhelného hornictví.

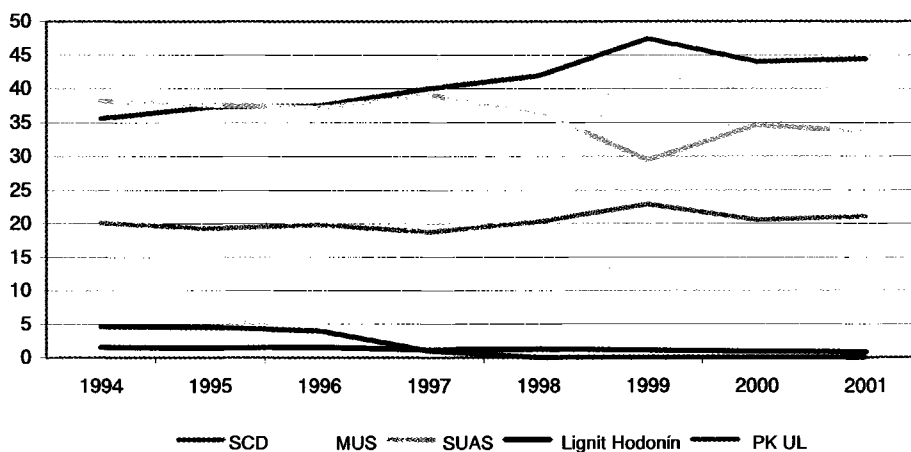
V roce 1993 došlo ke zrušení regulací cen uhlí pro podnikatelské subjekty a v roce 1995 pro ostatní subjekty, tedy domácnosti. Ceny uhlí jsou od té doby řízeny pouze nabídkou a poptávkou. Na rozdíl od mnoha jiných cen v energetickém sektoru – viz výše.

Pokud jde o privatizaci, pak ve dvou hnědouhelných společnostech si stát dodnes ponechal většinu – v Sokolovské uhelné a Severočeských dolech. Mostecká uhelná je dnes na rozdíl od svých sestřiček soukromou firmou. Pokud jde o OKD, pak přesto, že podíl státu se majoritě blíží, stát efektivně ztratil vládu na celém koncernem ve prospěch soukromých subjektů. V oblasti černouhelného hornictví došlo také k majetkovému propojení obou vytvořených a. s. a dnes se tak u nás vyskytuje de facto pouze jedna majetková skupina, která ovládá trh s černým uhlím.

Vývoj tržních podílů na trhu s hnědým uhlím 1994 až 2001

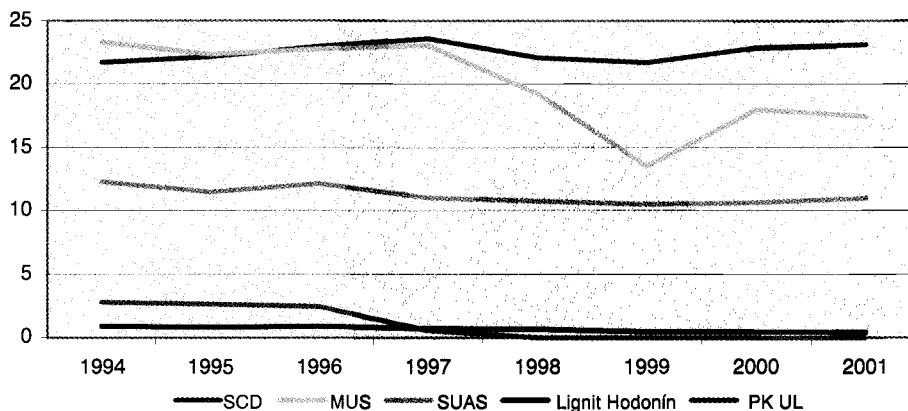
Po usazení šokových změn v ekonomice v polovině 90. let nastal ve vývoji těžby uhlí z pohledu produkce jednotlivých uhelných společností zajímavý vývoj. PK ÚL ukončil v roce 1997 svoji činnost a dnes dochází k postupnému zaplávání Chabařovického lomu. Spolu s ním ukončila činnost i plynárna Úžin, jak jsme se již zmínili výše. Čili část poklesu těžby hnědého uhlí šla na vrub právě PK ÚL. Nicméně velká část poklesu těžby hnědého uhlí v druhé polovině 90. let (1997 až 2000) šla na vrub jiné společnosti – Mostecké uhelné. Z následujících grafů je to velmi jasně patrné. Zobrazují trh s hnědým uhlím jak v relativním, tak v absolutním vyjádření.

Obrázek 9: Vývoj tržních podílů na trhu s hnědým uhlím



⁴⁴ Společnost Lignit Hodonín dodnes pokračuje v činnosti, ale těžba lignitu je prováděna hlubinným způsobem.

Obrázek 10: Těžená množství hnědého uhlí jednotlivými společnostmi



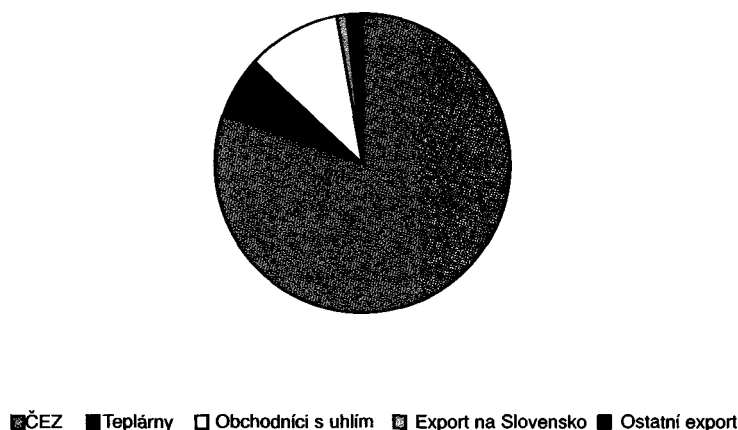
S ohledem na výše řečené je relativně jednoduché tento vývoj vysvětlit. Zaprvé Mostecká uhelná má u svých lomů pouze tři pánevní elektrárny – Počerady (ČEZ), Komořany (United Energy) a Chemopetrol (Unipetrol). Z nich pouze Počerady jsou klasickou kondenzační elektrárnou. Ta leží asi 8 km od lokality Hrabák (původně dva lomy – Hrabák a Jan Šverma) a jedná se o jednu z nejlepších elektráren ČEZ (ne-li z hlediska variabilních nákladů o vůbec nejlepší uhelnou elektrárnu) a také o jednu z největších (1000 MW – zhruba výkon jednoho bloku Temelína). Ta odebere zhruba 6 mil. tun hnědého uhlí ročně (odhad autora), což je méně než 50 % produkce MUS. Na mnohem větší těžební lokalitě – Lom ČSA – se nacházejí již pouze zmíněné menší zdroje (Chemopetrol a Komořany), které jsou však spíše teplárnami než elektrárnami. Kuriozitou je pak také to, že pod Mosteckou uhelnou (či pod její dceřinné společnosti) patří i některé stále fungující hlubinné doly na hnědé uhlí – Koh-i-noor (zavřen v létě 2002) a Centrum (stále v provozu – předpokládané zavření 2005 – 2007), jejichž produkce ale stále klesá a těžba je velmi nákladná.

Naproti tomu je situace Severočeských dolů z mnoha důvodů výhodnější. Severočeské doly provozují svoji činnost ve dvou lokalitách – Doly Tušimice Nástup (západní část Severočeské uhelné pánve) a Doly Bílina (východní část Severočeské uhelné pánve). Na obou dvou lokalitách se nacházejí pánevní elektrárny ČEZ. Na Dolech Tušimice Nástup se nachází elektrárny Pruněřov I (440 MW) a II (nejmodernější a největší hnědouhelná elektrárna ČEZ – 1050 MW) a Tušimice II (800 MW). Na Dolech Bílina se jedná o elektrárny Ledvice II a III (330 MW). Samotný odběr těchto pánevních elektráren se pohybuje kolem 14 mil. tun hnědého uhlí ročně (odhad autora).

Navíc ČEZ v roce 1997 zakoupil 37,12 % akcií Severočeských dolů a má tak díky částečnému propojení velkou motivaci odebírat uhlí pro své nepánevní elektrárny (skupina elektráren ve středních a východních Čechách) právě od Severočeských dolů, a nikoliv od jiných subjektů⁴⁵. A to se nemohlo na zmenšujícím se či stagnujícím trhu neprojevit. Expozice SČD oproti jeho nejvýznamnějšímu minoritnímu vlastníku je tak skutečně velká – viz následující obrázek. Odběr jiných zákazníků činí zhruba 20% celkového odběru od SČD.

⁴⁵ Na toto téma proběhlo i řízení u Úřadu na ochranu hospodářské soutěže.

Obrázek 11: Podíly zákazníků Severočeských dolů Chomutov



Díky všem zmíněným faktorům se podařilo SČD vyhnout se razantnímu poklesu odběru uhlí i na neustále se snižujícím či stagnujícím trhu.

Sokolovská uhelná se v 90. letech soustředila na zásobování svojí teplárny a PPC Vřesová a na dodávku některým teplárnám v západních Čechách a tak si udržela v druhé polovině 90. let svoji produkci v podstatě nezměněnou.

Mostecká uhelná nemá ani vlastní elektrárnu, ani není majetkově propojena s ČEZ, ani nemá výrazný podíl na dodávkách pro pánevní elektrárny. Čili Mostecká uhelná je mnohem více závislá na odběru malých tepláren, velkoobchodníků s uhlím a na možném poklesu výroby z elektráren ČEZ mimo pánevní oblast než její konkurenti Sokolovská uhelná a Severočeské doly Chomutov. A právě elektrárny ČEZ mimo pánevní oblast jsou ty, které vyrábějí převážně na export – tj. jsou na konci nabídkové křivky ČEZ. Situaci s odběrem hnědého uhlí v letech 2000 a následujících zlepšilo především otevření elektroenergetických trhů v západní Evropě v roce 1999 a exportní úspěchy ČEZ při prodeji jeho elektřiny v SRN. Kromě toho je samozřejmě Mostecká uhelná nejvíce citlivá na spouštění Temelína, neboť pokles výroby elektřiny v uhelných elektrárnách, ke kterému dojde (byť v menším rozsahu, než se mnohdy předpokládá – podrobně viz výše), může dopadnout (a pravděpodobně dopadne) nejvíce právě na MUS. Proto lze bez problémů rozumět nejenom vývoji podílu MUS na trhu, ale i její další investiční strategii – nákupu podílů v teplárnách⁴⁶, které odebírají mostecké uhlí (nebo by je mohly odebírat), plánům na výstavbu nové (či nových) pánevní(ch) elektrárny(en) v severních Čechách, snaze zakoupit majoritní státní podíl v Severočeských dolech Chomutov, ale i jejímu zájmu účastnit se privatizace uhelné části ČEZ. K možné konsolidaci uhelných společností se ještě vrátíme v kapitole 5.

Vliv ceny HU na elektroenergetický trh

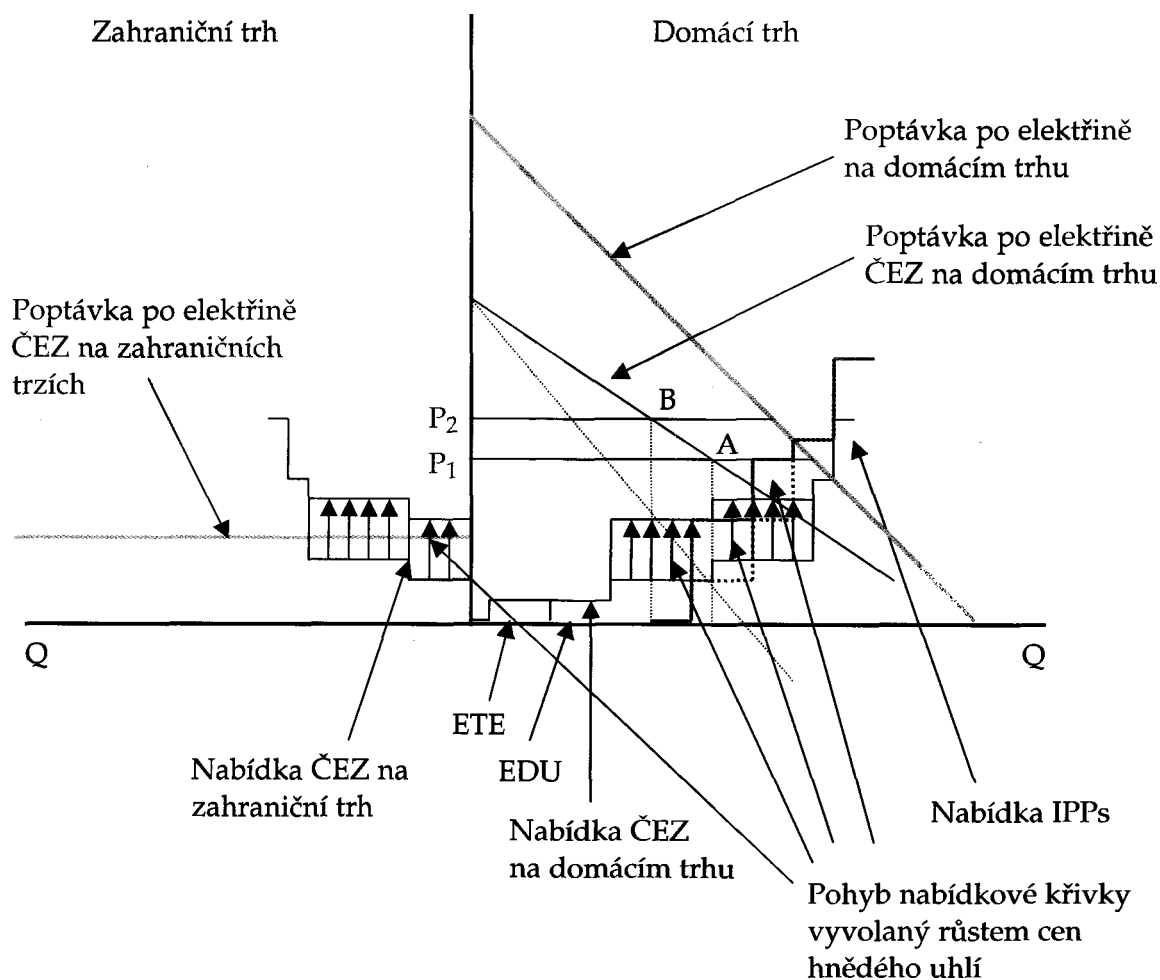
Co historický vývoj a vytvoření současné struktury uhelného hornictví znamená pro poptávku? Jelikož existují značné kapacity na těžbu HU, pak zvýšení poptávky po HU neznamená zvýšení fixních nákladů na jeho dobývání. Graficky lze tento stav vyjádřit tím, že nabídková křivka je relativně plochá až vodorovná, alespoň v relevantním rozsahu trhu. Proto vliv nabídky na rozsah těžby je v případě ČR marginální, neboť současný stav v podstatě znamená, že těžební společnosti mohou uspokojit růst poptávky po HU ve značném rozsahu.

⁴⁶ Jedná se doposud o teplárny Strakonice, Otrokovice a Malenovice.

hu bez výraznější změny ceny. Mohli jsme tedy bez problémů v minulé části této kapitoly odvozovat z pohybů poptávky i tržní rovnováhu neboli vytěžené množství. Je to dáno právě tímto specifickým trhem s hnědým uhlím v ČR.

Na tomto místě se nicméně (modelově) podívejme na to, jaký vliv by měl pohyb cen hnědého uhlí na velkoobchodní trh v ČR. Nebudeme se zabývat příčinou pohybu cen, pouze prozkoumáme komparativní statiku námi již několikrát použitého modelu elektroenergetického trhu.

Obrázek 12: Vliv zvýšení cen elektřiny na velkoobchodní trh s elektřinou A

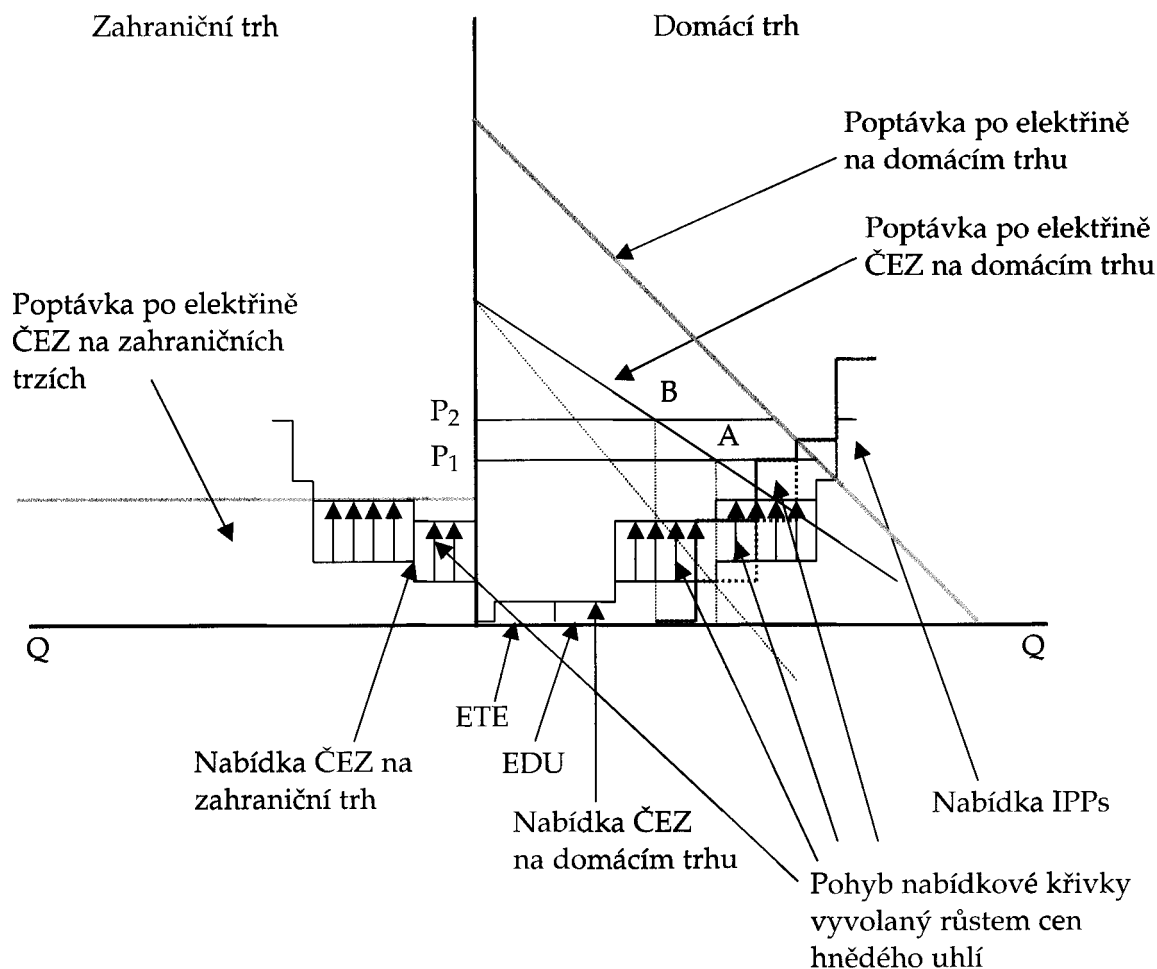


Pohyb ceny hnědého uhlí směrem nahoru se v našem modelu projeví v růstu variabilních-mezních nákladů, což je vyjádřeno posunem některých částí křivky variabilních-mezních nákladů. Důvod, proč byla posouvána právě tato část křivky, je jednoduchý – předpokládáme růst ceny hnědého uhlí z hlavních dolů v ČR (tj. SUAS, SČD a MUS), nikoliv růst ceny černého uhlí nebo lignitu. Růst cen, který je vyznačen na grafu, by měl dalekosáhlé důsledky – přestal by export, neboť variabilní náklady produkce elektřiny by byly vyšší než dosahované ceny. Stejně tak by došlo k růstu ceny na domácím trhu, byť o méně než o růst cen hnědého uhlí, a došlo by k menší spotřebě elektřiny. Množství nakupovaného uhlí ze strany ČEZ by razantně pokleslo. Podíl IPPs na domácím trhu by ale vzrostl. Avšak jejich poptávka po hnědém uhlí by se pravděpodobně podstatněji nezměnila (ale to závisí na palivovém mixu IPPs – viz podrobně výše). Otázkou je, zda by růst prodaného množství elektřiny vyvážil po-

kles jejich marží. Nicméně i případná mírně vyšší poptávka IPPs by z pohledu uhelných společností nevyvážila pokles poptávky od ČEZ. Jenomže takové zvýšení cen by bylo i pro uhelné společnosti samotné rizikové, neboť není jasné, zda zvýšení cen by převážilo snížení odebíraného množství. Vražedným koktejlem by se tato situace stala pro ČEZ, neboť jeho příjmy by poklesly razantně (vyšší ceny na domácím trhu by nepřevážily pokles exportu, nižší marže z uhelných elektráren doma a pokles podílu na domácím trhu). Vše by záleželo na jednotlivých tvarech křivek a elasticitách. Nicméně bez velkého úsilí a za realistických předpokladů by se dala namodelovat situace, ve které by na tom byly všechny zainteresované skupiny hůře než dnes – spotřebitelé, IPPs, ČEZ i uhelné společnosti. Takový vývoj by ale byl sebevražedný pro kteroukoliv ze zúčastněných stran.

Nicméně můžeme si namodelovat i jinou situaci. Předpokládejme, že růst cen hnědého uhlí nebude natolik razantní, aby významně ovlivnil exporty – zisková marže z exportů se sice sníží, ale stále bude výhodné vyvážet. Pak by situace vypadala naprosto jinak. Analyticky si tuto situaci zobrazme na shodném obrázku, jen posuňme cenu na zahraničním trhu výše⁴⁷.

Obrázek 13: Vliv zvýšení cen elektřiny na velkoobchodní trh s elektřinou B



⁴⁷ Pojednáváme o relativních cenách, a proto si takové ulehčení práce s překreslováním grafu můžeme dovolit.

Cena na domácím trhu opět půjde nahoru, ale o méně než růst cen hnědého uhlí, podíl ČEZ se sníží, ale o to více bude vyvážen, neboť zvýšení variabilních nákladů není pro export omezující). Naopak podíl IPPs na domácím trhu vzroste, byť velikost domácího trhu o něco poklesne (kvůli růstu ceny). Toto „optimální“ zvýšení cen hnědého uhlí by bylo výhodné pro jeho producenty. Naopak, nevýhodné by bylo pro ČEZ, IPPs a spotřebitele.

Takové důsledky budou samozřejmě platit v okamžiku, kdy bude domácí trh relativně uzavřen oproti trhům zahraničním. Pokud bude trh otevřen, pak pohyby cen hnědého uhlí budou mít na pohyb velkoobchodní ceny elektřiny mnohem menší vliv (to mimochodem platí obecně pro všechny případy komparativní statiky, které jsme uvažovali). Kdybychom dovedli opět tento příklad do krajnosti, pak v případě naprosto volného trhu s elektřinou nebude mít pohyb cen hnědého uhlí na domácím trhu na velkoobchodní ceny elektřiny vůbec žádný vliv (všichni na elektroenergetickém trhu jsou v tomto případě price-takeři). Bude mít vliv pouze na podíl producentů hnědého uhlí na trhu výroby – s růstem ceny hnědého uhlí by tento podíl klesal.

KAPITOLA 4: STŘÍPKY Z ELEKTROENERGETIKY

V této kapitole rozebereme několik podstatných skutečností, které se týkají elektroenergetického trhu a které tak ovlivňují trh paliv. Jedná se o pět okruhů problémů:

- ETE
- Duhová energie
- Coal energy
- Ostrovní provozy v zahraničí
- Nepřirozené monopoly

Jaderná elektrárna Temelín

O ETE už snad bylo napsáno skoro všechno – o její výstavbě, o jejích nákladech, o její domnělé výhodnosti či nevýhodnosti pro ČR, ČEZ, stát, spotřebitele a kdo ví koho ještě. Stejně tak se jedná o stavbu milovanou i nenáviděnou, a stejně zavile doma i v zahraničí. Zdánlivě je to tedy problém, jehož rozebíráním nemůžeme již nic vytěžit. Není to tak úplně pravda. Pojďme se podívat na to, jak by se jevil a jak se dnes jeví Temelín ekonomicky výhodný pro jeho investora – tedy společnost ČEZ. Zopakujeme si na tomto mentálním cvičení některé ekonomické principy, jejichž opakování, zvláště v energetice, není nikdy dost. Demonstrujeme především ten princip, který tvrdí, že „utopené náklady nehrají pro rozhodování žádnou roli“.

Pro provedení rámcových úvah o ekonomické výhodnosti či nevýhodnosti výstavby ETE je nutné nejdříve provést několik zjednodušení a předpokladů.

Předpoklady úvah:

- Determinismus: tzn. vše víme dopředu, není možné překvapení – ať už milé nebo nemilé.
- Hodnotíme pouze a jenom jadernou elektrárnu Temelín per se, čili nehodnotíme její případné synergické efekty s ostatními možnými zdroji nebo s případnými potřebami budoucího kupce ČEZ. Stejně tak nehodnotíme výdaje na další související stavby (Dlouhé stráně, rozvodna Kočín apod.) ani příjmy generované Temelínem pro ČEZ z podstaty regulace cen v 90. letech⁴⁸.
- Nebereme v úvahu náklady výstavby alternativních zdrojů – ty by pro naši úvahu byly zajímavé pouze potud, že by byly vyšší než u ETE. Tím, že je ignorujeme, de facto mlčky říkáme, že jsou nižší (na tento předpoklad se podíváme dále podrobněji).
- Používáme základní ekonomický princip „sunk cost does not matter“.

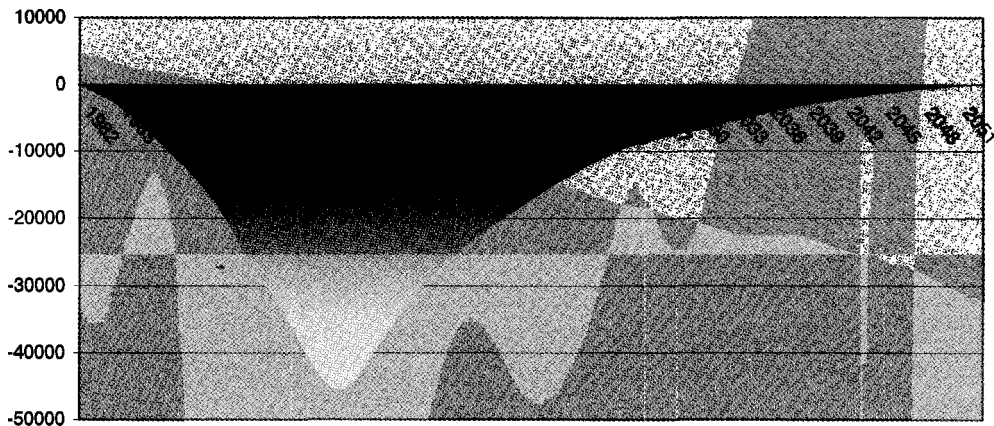
⁴⁸ Podrobně k tomuto českému příkladu Averch-Johnsonova efektu viz např. L. Dušek: *Zaostřeno na... Temelín*, LI, 1998 nebo M. Zajíček: *Zaostřeno na... jaderná energetika v ČR*, LI, 1999. K podstatě samotného Averch-Johnsonova efektu viz např. M. Zajíček: *Konkurence v českém plynárenství*, LI, 1999 nebo D. Šťastný, M. Markoš a M. Zajíček: *Telekomunikace – nové trhy, staré regulace*, LI, 2002.

- Uvažujeme, že elektřinu vyrobenou v ETE prodáme do sítě vždy a beze zbytku za cenu 1000 Kč/MWh (optimistický předpoklad); variabilní náklady ETE uvažujeme ve výši 206 Kč/MWh. Stejně tak uvažujeme velmi vysoké využití ETE neboli 7700 hod./rok.
- Pro údaje předpokládané (tj. od roku 2003 dále) uvažujeme v reálných číslech – tj. bez vlivu inflace, diskontní míru budeme uvažovat na velmi nízké úrovni 6 % (z hlediska reálné rizikovosti akce opět velmi optimistický předpoklad – v modelu riziko nemáme); naopak u známých dat (tj. do roku 2002) uvažujeme v nominálních veličinách (opět tak vylepšujeme podmínky pro ETE).
- Neuvažujeme případné neočekávané provozní problémy, neboť jsme v deterministickém modelu. Stejně tak neuvažujeme s žádnými zásadními rekonstrukcemi po dobu životnosti Temelína, kterou předpokládáme 50 let.

Ekonomické kalkulace v modelu

Ekonomika ETE od počátku výstavby

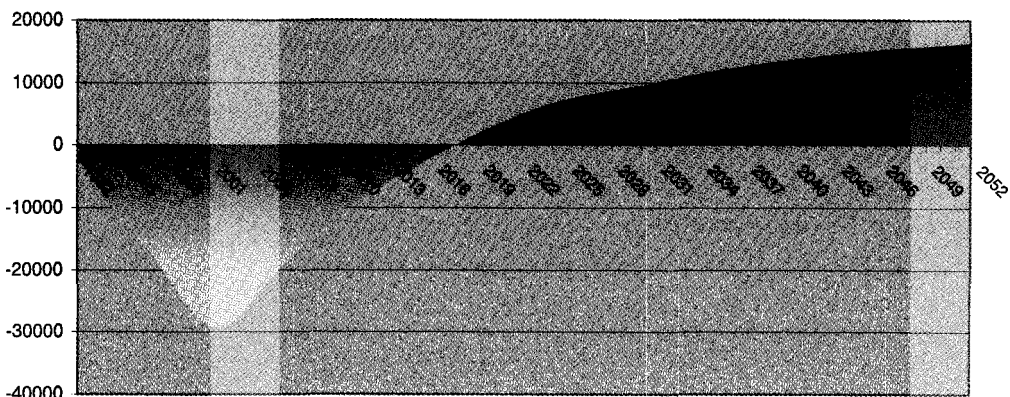
Obrázek 14: Kumulované cash flow ETE od roku 1982



Tento obrázek říká především to, že pokud by někdo na počátku výstavby věděl, co všechno se stane, pak by pravděpodobně nikdy ETE stavět nezačal – z ekonomických důvodů. ETE se z pohledu roku 1982 zaplatila až za 70 let – a to za všech možných zvýhodnění, která jsme ve výpočtu provedli. To skutečně není investice, pro kterou by srdce investora hořelo.

Ekonomika ETE v roce 1992

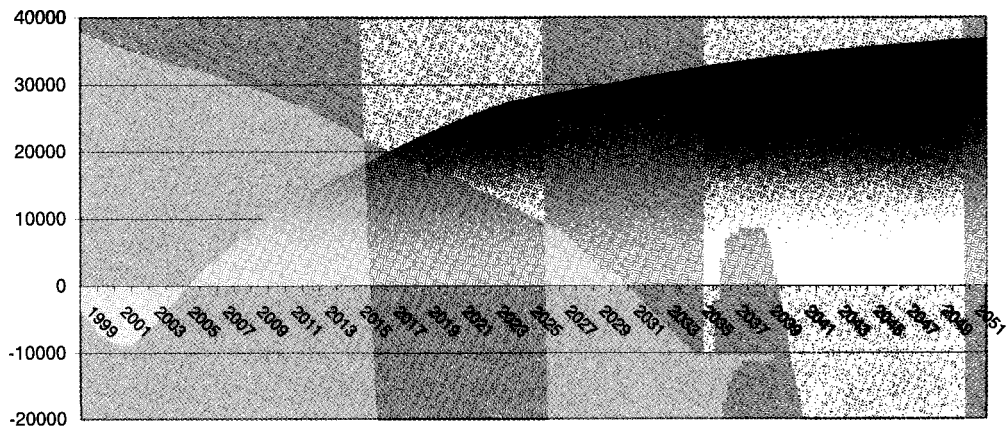
Obrázek 15: Kumulované cash flow ETE od roku 1992



V letech 1992 bylo nutné rozhodnout, zda ETE dostavět, nebo nikoliv. Situace však byla proti roku 1982 jiná v tom, že elektrárna již byla rozestavěna. Ovšem rozdíl NENÍ způsoben tím, že bylo již do ETE investováno kolem 30 mld. Rozdíl je v tom, kolik ještě investovat zbývá – tedy 70 mld. Z tohoto pohledu se jednalo o investici, jejíž návratnost činila v optimistickém případě, který uvažujeme, 25 let. Je to hodně, nebo je to málo? To záleží pouze na investitorovi a na těch, kteří poskytnou potřebné cizí zdroje na výstavbu. V každém případě na počátku 90. let první Klausova vláda o dostavbě rozhodla.

Ekonomika ETE v roce 1999

Obrázek 16: Kumulované cash flow ETE od roku 1999



V roce 1999 se situace opakovala s tím rozdílem, že k dostavbě zbývalo velice málo. Pak bylo rozhodnutí pro dostavbu z ekonomického pohledu relativně jednoduché. Dostavba (nikoliv ETE jako celek) byla v roce 1999 návratná během pěti let! Paradoxní je to, že právě rozhodování vlády v roce 1999 bylo nejméně jednoznačné. Pokud Klausova vláda rozhodla jednomyslně (hlasování se zdržel pouze tehdejší ministr životního prostředí František Benda), pak Zemanova vláda rozhodla v poměru 11:9 ve prospěch dostavby.

Nicméně i uvažovaná optimistická varianta ukazuje, že tehdejší současná hodnota ETE pro ČEZ byla mnohem nižší, než je vedena v účetních knihách ČEZ – necelých 40 mld. Kč oproti více než 80 mld. Kč v bilanci ČEZ. Z tohoto pohledu není účetnictví ČEZ plně vypovídající o skutečné hodnotě majetku společnosti.

Pokud by se realizovala v roce 1999 varianta, kterou navrhoval Liberální institut⁴⁹ – tedy prodej ETE mimo ČEZ, pak výsledkem této operace by bylo vytvoření účetní ztráty na úrovni 40 mld. Kč. Což by ale neznamenalo finanční kolaps ČEZ, to by pouze znamenalo, že by vytvořil účetní ztrátu, se kterou by musel podle účetních předpisů naložit.

Závěr o ekonomice ETE

V naší krátké analýze jsme nebrali v úvahu rizika, neboť náš model byl deterministický. Podívejme se, jak obecně riziko, vyplývající z provedení investice tak velkého rozsahu a v takovém časovém rozmezí, změní ekonomické výpočty návratnosti ETE. Dalším zdrojem rizika je riziko překročení rozpočtu, což u ČEZ byla dlouhou dobu téměř jistota. Možnosti, jak zahrnout rizika do modelů, jsou v podstatě tři – vytvoření stochastického modelu, vytváření alternativních scénářů a jejich následné vážení podle subjektivní pravděpodobnosti nastání a konečně zahrnutí rizika do diskontní sazby s tím, že čím vyšší riziko, tím vyšší dis-

⁴⁹ Viz např. L. Dušek: *Konkurence – cesta k efektivní výrobě a spotřebě elektrické energie*, LI, 1998.

kontní míra. Výsledky všech tří variant jsou rovnocenné, a proto z expozičních důvodů použijeme variantu pohybu diskontní míry. Jako základní variantu uvažujeme diskontní míru 6% a tu postupně zvedeme. Abychom si uvědomili, jak velké riziko při stavbě ETE existovalo, pak se podívejme na tabulku, ze které je jasné, jak se neustále prodlužoval termín dokončení a překračoval rozpočet výstavby.

Tabulka 2: Vývoj stavby ETE

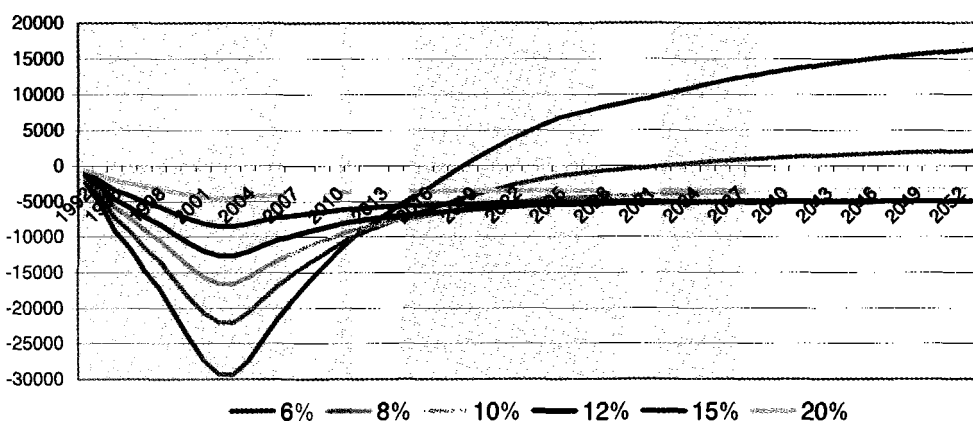
Rok	Předpokládaný termín spuštění 1. bloku	Předpokládaná cena (mld. Kč)	Proinvestováno celkem (mld. Kč)	Poznámky	
1978	1987	–	–	Původní myšlenka byla spustit ETE k 70. výročí VŘSR	
1982	1991	35	–	Předběžný odhad	
1984	1992	35	–		
Červen 1990	Květen 1994	52	–		
Červen 1992	Květen 1995	68	–		
Březen 1993	Prosinec 1995	69	–	Rozhodování o dostavbě a zásadních změnách v projektu – tj. rozhodnutí o postavení pouze dvou bloků místo původně plánovaných čtyř	
Květen 1994	Červen 1996	69	–	Období naprostých zmatků ve výstavbě a dik-tátu dodavatelů – to vše s politickou podporou ministra průmyslu a obchodu Vladimíra Dlouhého a premiéra Václava Klause	
Říjen 1994	Září 1996	72	26,6		
Duben 1995	Červen 1997	74			
Červenec 1995	Září 1997	74			
Leden 1996	Prosinec 1997	76	33,2		
Únor 1996	Jaro 1998	77			
Květen 1996	Květen 1998	79			
Červen 1996	Září 1998	79			
Leden 1997	Jaro 1999	83	41,8		
Duben 1997	Duben 1999	93			
Listopad 1997	Podzim 1999	94	48,8		
1998	Jaro 2000	96	58,9		Začíná diskuse o dostavbě ETE, jsou vytvořeny dvě komise hodnotící její dostavbu a zastavení dostavby, které měly vytvořit podklad pro rozhodování vlády
1999	Podzim 2000	98,6	70,2		Za tento termín se zaručil Ministr Grégr svojí hlavou, což však nesplnil poté, co spuštění elektrárny (tj. najíždění) bylo o několik měsíců posunuto
2000		98,6	81,6	Zavezení paliva do 1. bloku, od prosince probíhá energetické spouštění 1. bloku	
2001		98,6	88,1	Energetické spouštění 1. bloku, které doprovázely problémy v sekundární části, jež způsobily odstavení bloku na několik měsíců	

Jak je patrné z tabulky – ETE v období od 1994 do 1998 byla neustále v situaci, kdy bylo třeba doinvestovat zhruba 35 mld. a zbývaly asi dva až tři roky k jejímu dokončení.

Z tohoto pohledu je třeba významně ocenit práci posledního (a tím také současného) ředitele výstavby ETE Františka Hezouckého, který jako první v zásadě dodržel termíny a rozpočet (až na skutečné maličkosti).

V následujícím grafu je ukázáno, jaký vliv má riziko na návratnost investice – tj. na rozhodnutí, zda danou investici provést nebo nikoliv. Jako okamžik pro provedení analýzy jsme si vybrali rozhodování Klausovy první vlády o dostavbě ETE krátce po sametové revoluci. Pokud by tehdy někdo kalkuloval s diskontní mírou 8,5 %, což není příliš závratná výše, zvláště s ohledem na riziko a délku projektu, pak při této diskontní míře byla v roce 1992 investice do ETE zhruba na hranici únosnosti. Jakákoliv vyšší diskontní míra ji posílala do červených čísel – a to i na počátku 90. let!

Obrázek 17: Citlivost investice ETE na riziko



Dalším faktorem, který je možné do ekonomik ETE přidat, je pohled investora, který věděl, že ETE bude generovat příjem z podstaty regulace i v době, kdy nevyráběla ani kWh elektřiny. Důvodem tohoto paradoxu byl způsob regulace cen elektřiny mezi ČEZ a REASy. Ve stručnosti v letech 1993 až 1999 byla cena mezi ČEZ a REASy určována metodou tzv. dělení koláče. Tj. politickým rozhodnutím byly určeny ceny pro konečné spotřebitele a tím i celkové výnosy pro energetické společnosti. Tyto výnosy se pak musely rozdělit mezi ČEZ a REASy, a to na základě vynaložených výdajů s tím, že do těchto výdajů se započítávala i nedostavěná aktiva⁵⁰ – tedy především ETE. Pro přehled, jaký význam měla výstavba ETE v investičním programu ČEZ, viz následující tabulka.

⁵⁰ Podrobně např. viz L. Dušek: *Zaostřeno na... JETE, LI, 1998.*

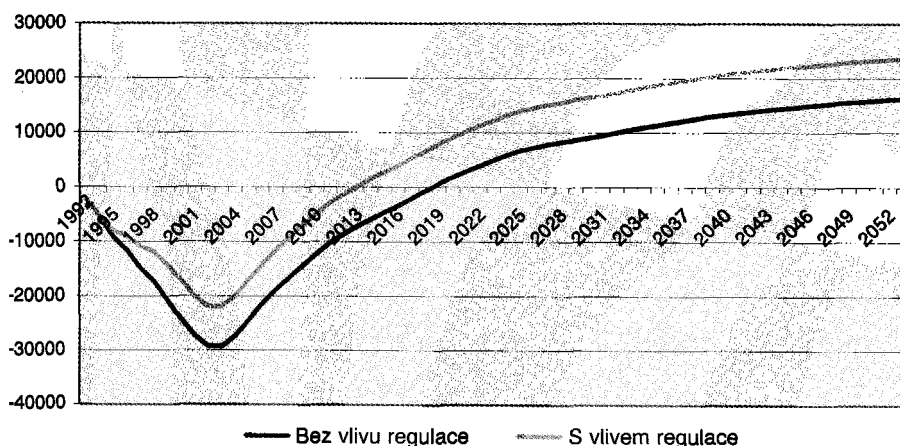
Tabulka 3: Investiční program ČEZ

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	Celkem
Jaderná energetika	8,9	6,6	8,6	7,0	10,1	11,3	11,4	6,5	5,6	76,0
z toho: Temelín	8,1	5,5	7,7	6,1	9,3	10,3	9,4	4,9	4,2	65,5
Ekologie	6,2	9,7	6,9	6,4	3,0	0,8	0,2	0,2	0,3	33,7
z toho: odsíření	4,8	6,9	4,2	3,9	1,1	0,3	—	—	0,1	21,3
fluidní kotle	0,8	2,3	2,2	1,8	0,8	0,1	0,1	—	—	8,1
Zpracování odpadů	1,7	1,8	2,1	1,4	0,6	0,4	0,3	0,4	0,9	9,6
Uhelné elektrárny	2,0	3,5	2,3	1,7	1,8	1,1	0,4	0,5	0,1	13,4
Zásobování teplem	0,1	0,1	0,1	0,1	—	0,1	0,1	—	0,1	0,7
Vodní elektrárny	1,0	0,9	0,3	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	—	2,8
Přenosová soustava	1,4	1,5	1,1	1,1	1,3	0,6	—	—	—	7,0
Ostatní	0,5	0,5	0,9	1,1	1,2	1,4	0,9	0,6	1,6	8,7
Celkem	21,8	24,6	22,3	18,9	18,1	15,8	13,5	8,3	8,6	151,9
Podíl ETE na celkových investicích (v %)	37,2	22,4	34,5	32,3	51,4	65,2	69,6	59,0	48,8	43,1

Z tohoto důvodu generoval ČEZ svému investorovi peníze ještě před tím, než vyrobil byt i jedinou kWh elektřiny.

Do dokonalosti však chyběla maličkost – zaručený monopol na dodávku elektřiny REASům. Díky snahám o zvýšení cen elektřiny ze strany ČEZ a díky tomu, že REASům dodávaly i jednotliví IPPs. A díky tomu klesal tržní podíl ČEZ, což na druhou stranu oslabovalo tendenci k růstu cen, a proto Temelín negeneroval pro ČEZ tolik příjmů, jak by si asi představoval. Nicméně i tento efekt podstatně ovlivnil ekonomiku ETE, jak je vidět na následujícím grafu.

Obrázek 18: Vliv regulace na návratnost výstavby ETE



Dodatek k ekonomice ETE

Abychom uvedli ekonomiku ETE do dalších souvislostí, pak na tomto místě podpoříme číslu argumentaci provedenou u Mýtu 55 v kapitole 2. Opustíme tak předpoklad neuvážování alternativních nákladů výstavby jiných zdrojů. IPPs skutečně postavili za pět let

v druhé polovině 90. let instalovaný výkon, který odpovídá jednomu bloku jaderné elektrárny Temelín, a to levněji. Další výhodou těchto zdrojů je to, že si nevyžádaly vynucené investice typu PVE Dlouhé stráně. Dále nevyvolaly žádné mezinárodní napětí a skandály. Stejně tak není nutné, aby jejich provozovatelé drželi dodatečný výkon v rámci podpůrných služeb, protože výpadek jednotlivých zdrojů IPPs nezpůsobí elektrizační soustavě příliš velké problémy. Na druhou stranu je pravda, že zdroje IPPs mají vyšší variabilní náklady než ETE – vyplývá to z použitých technologií. Je také pravda, že zdroje stavěné IPPs byly v mnoha případech také finančně „přestřelené“ – tj. budou mít problémy se zaplatit a tak reálné tržní náklady na výstavbu těchto zdrojů jsou ještě o něco menší. V každém případě je závěr jednoduchý – iniciativa tržních subjektů zajistí dostatečné zdroje pro budoucí růst poptávky. Zdůvodnění ETE jako určitého myšlenkového pokračování „národohospodářské zálohy“, jak se nám snažili mnozí představitelé ČEZ a MPO vsugerovat, není správná. Nepotřebujeme centrální plánování kapacit ani ničeho jiného.

ETE byla a je pouze (ačkoliv tak nebyla téměř nikdy pojímána) podnikatelským záměrem ČEZ, který je výsledkem monopolního uspořádání energetického sektoru, preferencí bývalého komunistického režimu a motivačních selhání.

Tabulka 4: Vývoj IPPs v letech 1996 až 2001 (data poskytnuta společností Invieta Bohemica s. r. o.)

Zdroj	Instalovaný výkon (MW _e)		Výroba elektřiny (GWh)	
	1996	2001	1996	2001
ECKG a.s.	0,0	371,8	0,0	1569,4
Elektrárny Opatovice a.s.	363,3	360,0	1728,0	1871,0
Energotrans a.s.	332,0	352,0	1317,8	1221,2
Dalkia Morava a.s. ⁵¹	191,1	348,8	781,2	1712,1
United Energy a.s. ⁵²	202,0	236,0	827,9	901,7
Teplárny Brno a.s.	97,2	192,2	154,5	333,7
Pražská teplárenská a.s.	138,0	138,0	288,0	192,0
Plzeňská teplárenská a.s.	55,0	105,0	232,6	548,7
Frantschach Paper a.s.	94,0	94,0	156,5	176,2
Teplárna Ústí nad Labem a.s.	48,3	88,3	128,2	357,9
ŠKO Energo s.r.o.	0,0	88,0	0	484,1
Energetika Třinec a.s.	83,1	86,0	571,5	669,2
Plzeňská energetika a.s.	84,0	84,0	236,9	297,3
Moravské teplárny a.s.	49,3	79,0	81,6	154,4
Energetika Vítkovice a.s.	79,0	79,0	792,1	604,0
Teplárna České Budějovice a.s.	49,0	66,2	173,7	166,9
Teplárny Otrokovice a.s.	37,0	50,0	110,3	161,8
Příbramská teplárenská a.s. v konkurzu	40,0	40,0	73,1	145,7
Teplárna Strakonice a.s.	24,0	30,0	69,8	66,1
Elektrárna Kolín a.s.	4,0	12,0	13,3	25,9
Teplárna Liberec a.s.	12,0	12,0	51,1	49,8
TERMO Děčín a.s.	5,2	10,3	6,9	38,6
Zásobování teplem Vsetín a.s.	0,0	9,0	0,0	25,9

⁵¹ Původně Moravskoslezské teplárny a. s. a Teplárny Karviná a. s. – sloučeny na počátku roku 2001.

⁵² Původně První severozápadní teplárenská a. s. a Severočeské teplárny a. s., sloučeno v roce 2000.

Teplárna Tábor a.s.	0,0	8,8	0,0	25,1
PPC Trmice a.s.	0,0	70,0	0,0	
AES Bohemia spol. s r.o.	11,4	52,7		
Actherm, o.z. Chomutov	18,0	18,0	56,2	73,5
Cinergetika Ústí nad Labem a.s.	12,0	15,8	47,5	55,1
Královedvorské železářny ENERGO s.r.o.	6,3	10,1	18,7	50,0
ECS spol.s r.o.	11,4	52,7	46,4	215,6
ESMO Mohelnice s.r.o.	10,0	14,6	9,9	29,0
Teplárna Písek a.s.	6,0	7,8	18,0	15,1
Energetika Tatra a.s.	32,0	24,0	20,9	15,0
Ostrovská teplárenská a.s.	6,0	6,0	13,4	14,4
Ton-Energo a.s.	4,0	4,0	0,0	2,5
Termizo a.s.	0,0	2,5	0,0	3,3
TEREA Cheb s.r.o.	0,0	6,0	0,0	16,0
Sokolovská uhelná a.s.			1671,0	2441,4
Nová Huť a.s.			139,5	535,6
Chemopetrol a.s.			16,0	147,0
Kaučuk a.a.			188,8	115,1
Aliachem a.s., o.z. Synthesia			97,4	91,4

Z tabulky je jasně patrné, že v období pouhých⁵³ pěti let byl v oblasti nezávislých výrobců a firemních energetik vystavěn elektrický výkon zhruba odpovídající jednomu bloku ETE. Co se týče nákladů, pak množství investovaných prostředků činilo přibližně 40–45 mld. Kč, a přitom je nutné ještě jednou zdůraznit, že se jednalo v mnoha případech o přestřelené investice, tj. vyšší, než by mohly být. Stejně tak je jasné, že se budou lišit variabilní náklady jednotlivých investic a budou rozdílné od ETE. A je jasné také to, že mnoho provedených investic také nemá přiměřenou návratnost. Tabulka má nicméně dokázat předchozí tvrzení, že ČEZ ani nikdo jiný nemá monopol na provádění investic (a to ani dobrých, ani špatných) a že výkon k uspokojení budoucí poptávky po elektřině bude existovat i bez centrálního plánování investic a/nebo podporování jedné vybrané.

Program Duhová energie

Program Duhová energie a s ním vytvořená značka byly odborné veřejnosti představeny v druhém pololetí roku 2001. Kromě vytvoření první výrazné značky na našem elektroenergetickém trhu se především jednalo o prodej dodávek elektřiny v různých časových pásmech.

Způsob prodeje byl zvolen velice zajímavý. Jednotlivé produkty neboli v marketingové terminologii „barvy duhy“ byly nabízeny po balíčcích. Každý balíček zahrnoval několik „barev duhy“ (ale třeba také jenom jednu). Tento balíček byl nabízen ve dvou kolech. Nejprve byla nabídka směřována REASům, kterým byla ale nabídnuto fixní množství elektřiny ve formě take-or-pay. Tato úvodní nabídka byla časově omezena. Po vypršení tohoto času bylo množství elektřiny neprodané REASům převedeno do aukce (spolu s již dopředu určeným množstvím elektřiny pro aukci), která byla zorganizována v Kladně a na kterou měli přístup všichni oprávnění zákazníci a všichni držitelé licence na obchod s elektřinou. Aukce byla or-

⁵³ Z pohledu výstavby ETE.

ganizována na bázi jedné poptávky množství a ceny. Vítězem se stala nejvyšší nabídka. Po ukončení aukce začal být stejným způsobem nabízen další balíček. Ke sporům, které tento způsob prodeje vyvolal, se dostaneme velmi podrobně později. Podívejme se podrobně na složení celého barevného spektra.

- **Žlutá elektřina** = nepřetržitá dodávka konstantního množství elektřiny (v MW) po celý rok;
- **Zelená elektřina** = dodávka konstantního množství elektřiny (v MW) pro všechny pracovní dny v roce po celých 24 hodin;
- **Červená elektřina** = dodávka konstantního množství elektřiny (v MW) v jednotlivých měsících soustavně po celý měsíc;
- **Modrá elektřina** = dodávka konstantního množství elektřiny (v MW) v jednotlivých měsících v pracovních dnech po celých 24 hodin;
- **Oranžová elektřina** = dodávka konstantního množství elektřiny (v MW) pro všechny pracovní dny v roce od 8:00 do 20:00;
- **Světlemodrá elektřina** = dodávka konstantního množství elektřiny (v MW) pro všechny pracovní dny v jednotlivých měsících od 8:00 do 20:00;
- **Bílá elektřina** = reziduální odběrový diagram.

ČEZ svoji nabídku rozdělil do čtyř balíčků. Jednotlivé balíčky byly tvořeny následovně:

1. balíček = žlutá elektřina
2. balíček = zelená, červená a modrá elektřina
3. balíček = oranžová a světlemodrá elektřina
4. balíček = bílá elektřina

Dodatečné barvy „Duhy“

Na přelomu prvního a druhého čtvrtletí (14. 4. 2002) představil ČEZ jako přídavek ke svému dosavadnímu programu „Duhová energie“ několik dalších barev, což zvýšilo jejich celkový počet na jedenáct:

- **Fialová elektřina** – pásmová dodávka elektřiny s konstantním výkonem (v MW) ve všech hodinách všech sobot, nedělí a státem uznaných svátků v období od 1. května 2002 do 20. prosince 2002.
- **Šedá elektřina** – pásmová dodávka elektřiny s konstantním výkonem (v MW) ve všech hodinách všech sobot, nedělí a státem uznaných svátků v daném měsíci roku 2002, a to počínaje měsícem květnem. V měsíci prosinci trvá pásmová dodávka elektřiny do 20. prosince 2002. V jednotlivých měsících je možné zvolit rozdílnou hodnotu výkonu pásmové dodávky a rovněž je možno zvolit dodávku jen pro některé měsíce.
- **Hnědá elektřina** – pásmová dodávka elektřiny s konstantním výkonem (v MW) ve všech pracovních dnech v období od 1. května 2002 do 20. prosince 2002 v době od 00:00 hodin do 08:00 hodin a od 20:00 hodin do 24:00 hodin platného času.
- **Tmavozelená elektřina** – pásmová dodávka elektřiny s konstantním výkonem (v MW) ve všech pracovních dnech daného měsíce roku 2002, počínaje měsícem květnem 2002, a to v době od 00:00 hodin do 08:00 hodin a od 20:00 hodin do 24:00 hodin platného času. V měsíci prosinci trvá pásmová dodávka elektřiny do 20. prosince 2002. V jednotlivých měsících je možné zvolit rozdílnou hodnotu výkonu pásmové dodávky a rovněž je možno zvolit dodávku jen pro některé měsíce.

Inspirace programu Duhová energie

Inspiraci programu Duhová energie lze najít v západní Evropě, kdy po deregulaci tamější energetiky – především v SRN – začalo docházet k významným změnám v chování energetických společností vůči zákazníkům. Jedním ze zajímavých tahů reagujících na otevření elektroenergetického trhu bylo vytvoření značky „žlutá elektřina“ společností EnBW v roce 1999. Právě vytvářením takových značek byla překonána představa mnoha techniků, kteří do té doby nevěřili, že elektřinu je možné prodávat v zásadě stejně jako jiné produkty nebo služby. A to přesto, že její fyzikální podstata je u všech výrobců stejná. Nicméně „žlutá elektřina“ společnosti EnBW by se dala nazvat spíše ideovým podkladem. Skutečnou inspirací zřejmě byla (a ČEZ se tím ani mnoho netají) aukce výkonu EdF. Prodej 6000 MW výrobní kapacity EdF na dobu pěti let byl jednou z podmínek, které si vymínila Evropská komise za souhlas se vstupem EdF do německé společnosti EnBW⁵⁴.

EdF nabídla 4000 MW základního zatížení, 1000 MW špičkového výkonu a 1000 MW výkonu z kogeneračních zdrojů. Tento výkon bylo, je a bude možné nakupovat v aukcích, které probíhají od září 2001 a budou pokračovat až do října 2003. V aukci jsou draženy produkty ve formě tzv. virtuální elektrárny (VPP = Virtual Power Plant). Virtuální elektrárna znamená to, že její „vlastník“ je držitelem práva na určitý výkon po určitou dobu. V podstatě tak vlastní to, k čemu elektrárny slouží – elektrický výkon a z něj vyplývající produkci elektřiny, avšak vlastně out-sourcuje fyzickou část elektrárny – tj. vlastní fyzickou produkci⁵⁵.

Princip aukce, který zvolila EdF, je takový, že se draží právo na dodání elektřiny za předem určenou cenu. Platbou a jedinou proměnnou v aukci je tak cena za MW výkonu. Základní zatížení se draží v blocích po 800 MW. Špičkové v blocích po 200 MW. Délka trvání kontraktu je rozdělena v obou případech na 2, 3, 6, 10, 12, 24 a 36 měsíců. Jak již bylo řečeno, poměr mezi základním a špičkovým zatížením je 4:1.

Produktem, který doplňuje nabízené produkty základního a špičkového zatížení, je dodávka elektřiny z kogeneračních zdrojů. V tomto případě se jedná o produkt zvaný PPA (Power Purchase Agreement), ve kterém EdF nabízí elektřinu, kterou je podle vládního rozhodnutí povinna vykupovat z kogeneračních zdrojů jiných výrobců. Tyto kontrakty nazývané PPA pak EdF nabídla k dalšímu odprodeji. Na rozdíl od VPA je jedinou platbou a proměnnou v aukci cena dodané elektřiny, tj. cena MWh. Délka PPA je stanovena na 12 měsíců. Pokud tedy popustíme uzdu fantazii, pak v nabízených produktech – tj. pásmech dodávky elektřiny v různých obdobích v základním i špičkovém zatížení – lze vysledovat zárodky pásmových dodávek charakteristických pro program Duhová energie⁵⁶.

Pozitiva Duhové energie

Z marketingového hlediska se jedná o úspěch srovnatelný se zavedením třeba tzv. žluté elektřiny německou společností EnBW po otevření německého elektroenergetického trhu. Celá reklamní kampaň byla doprovázena např. i televizními spoty, které byly považovány za velmi povedené. ČEZ svojí reklamou začal představovat elektřinu jako naprosto normální produkt, což postupně mění pohled veřejnosti na ni, ale i energetiků samotných. Pro mnoho pravověrných energetiků bylo do té doby naprosto nepředstavitelné, že by se elektřina dala

⁵⁴ Podrobně o německém trhu, jeho konsolidaci a o fúzích viz M. Zajíček: *Vybrané kapitoly z historie de(re)regulace v energetických odvětvích*, LI Working Paper 01-2002.

⁵⁵ K této problematice se ještě dostaneme v Dodatku A o britském elektroenergetickém trhu.

⁵⁶ K výsledkům aukce EdF podrobně viz V. Veselská: *Aukce výkonu EdF*, *Elektroenergetika*, 4/2002, str. 87–89.

propagovat jako prací prášky. A právě to začal ČEZ dělat. Tím vlastně vytváří i pozitivní externalitu pro své konkurenty. Ti pak mají jednodušší úkol při přesvědčování potenciálních zákazníků o tom, že elektřina se skutečně dá kupovat jako prací prášek.

Druhým významným důsledkem pro trh bylo stanovení benchmarku. Od zavedení „Duhové energie“ se naprosto vžilo mluvit o elektřině při obchodu v termínech barev. Terminologii převzali nejenom REASy, ale i konkurenti ČEZu – tj. obchodníci a nezávislí výrobci.

K negativním jevům, které doprovázely program „Duhová energie“, se dostaneme později v kapitole 5. Ty však nesouvisí se samotným programem „Duhová energie“, nýbrž spíše s lobbyismem ČEZ.

Dalším pozitivem programu „Duhová energie“ je to, že ČEZ si na vlastní kůži vyzkoušel, co je to marketing, jaké při něm lze udělat chyby a co naopak lze udělat dobře. Jednalo se o velkou školu pro všechny zúčastněné.

Slabá místa Duhové energie

Abychom „Duhovou energii“ jenom nechválili, pak je nutné upozornit i na její slabá místa:

- Celý program je příliš komplikovaný – jedná se o množství produktů (11), v nichž se nevyznají ani mnozí obchodníci ČEZ (kromě obligátní žluté a bílé elektřiny je v barvách zmatek). Obvykle se na západních energetických trzích obchoduje s mnohem méně produkty – základní zatížení, špičkový výkon, případně specifické profily. Ostatní je na obchodnících a jejich schopnosti využít finančních trhů.
- Komplikovanost programu generuje i chyby na straně ČEZ při prodeji jednotlivých barev.
- Přes svoji komplikovanost je program v současné podobě nepoužitelný u nikoho jiného než u REASů a některých obchodníků. V podstatě si nelze představit, že by si jednotliví zákazníci sami sestavovali svůj odběrový diagram. To je právě úkolem pro obchodníky všeho druhu – zákazník bude očekávat především jednoduchost a komfort, nikoliv princip „dodělej doma“, kterým se prosadila na trhu IKEA – v tomto ohledu není elektřina stejný produkt jako nábytek. A to především proto, že elektřina je produkt spotřební, jehož nákup se v relativně krátkých intervalech neustále opakuje.
- ČEZ si vyzkoušel, co je marketing – a zkoušení nemusí na první pokus vyjít vždy sto-procentně...

Coal Energy

To, že uhelné společnosti umějí najít společnou řeč s ČEZ, ukazuje založení obchodní společnosti Coal Energy. Jedná se v podstatě o podnikatelský záměr, který spojil několik zásadních poznatků a specifické know-how. Uhelné společnosti pochopily (přesně v intencích výše popisovaného modelu), že vyšší vývozy ČEZ znamenají vyšší využití jeho uhelných elektráren, neboť to jsou ty zdroje, které reagují na rozsah velikosti trhu nejcitlivěji (výroba jaderných zdrojů a černouhelných zdrojů ČEZ je oproti tomu relativně stabilní; vodní zdroje neuvažujeme, neboť se jedná o zdroje využívané především pro potřeby podpůrných služeb).

ČEZ tedy nabídl kapacitu uhelných elektráren pro vývoz elektřiny do oblastí, do kterých zatím nevyvážel a sám vyvážet z různých důvodů nechce a nebo neumí. Jedná se tedy o vývoz elektřiny především východním a jihovýchodním směrem, tedy na Balkán. Že se jedná o zajímavý podnikatelský záměr, ukazuje to, že v roce 2002 vyvezla Coal Energy 3 TWh elektřiny na trhy, kam ČEZ předtím vůbec nevyvážel (typickým příkladem je prodej 1 TWh do Chorvatska).

Ostrovní provozy v zahraničí – Slovensko

Na severní Moravě existují tzv. ostrovní provozy, neboli provozy, které nejsou galvanicky propojeny s naší elektrizační soustavou a jsou napojeny na elektrizační soustavu sousedního státu. Teoreticky by mohly existovat i úplné ostrovní provozy, tj. části naprosto odpojené od jakékoliv soustavy, ty se však v současnosti kromě případů výjimečných situací v podstatě nevyskytují. Dlouhé roky jsou tyto ostrovní provozy, kterými se části naší soustavy vymaňují z vlivu provozovatele přenosové soustavy, trnem v oku mnoha lidí, jak na úrovni ČEPS a ČEZ, tak na úrovni MPO či ERÚ. Podrobně se k tomuto problému ještě vrátíme v kapitole 5. Nicméně jedinou správnou reakcí, pokud někomu na trhu něco vadí, je udělat tržní (A NIKOLIV REGULACNÍ) protitah. O to se poměrně úspěšně pokusil v letošním roce ČEZ. Ve spolupráci s distribučními společnostmi vytvořil na Slovensku dva ostrovní provozy, kam dováží elektřinu bez ohledu na to, co si slovenská přenosová soustava o tom myslí. O zobecnění problematiky ostrovních provozů, která nabízí mnohem zajímavější úvahy, než se zdá, se dále zmíníme v kapitole 5.

Nepřirozené monopoly

Jako motto této podkapitoly je možné použít anglickou větu, která naprosto perfektně vystihuje podstatu problému přirozených monopolů: „There is nothing natural about natural monopolies“. V současnosti většina teoretiků již výrobu elektřiny za přirozený monopol nepovažuje. Nicméně stále jsou za přirozený monopol považovány přenos, distribuce a poskytování systémových služeb. Tento přístup je občas nazýván (re)deregulační mainstream⁵⁷. V této podkapitole se budeme snažit narušit i toto přesvědčení, byť s rizikem, že budeme považováni za naivky a snílky.

Právě výše zmíněné ostrovní provozy jsou cestou, jak „umoudřit“ a usměrnit chování těch částí elektroenergetického trhu (v tomto případě systémových operátorů a provozovatelů přenosových soustav), které jsou současnou praxí a i mnohými teoretiky považovány za přirozené monopoly. Ostrovní provozy by je mohly ukázat především v oblasti poplatků za systémové služby, neboť v případě velké nespokojenosti s jejich výší se lze poměrně jednoduše odpojit od stávající soustavy a připojit se k jiné s tím, že díky arbitrážím nemusí nutně dojít ke změně dodavatele elektřiny.

Dalším způsobem, jak obejít stávající přenosovou soustavu, je výstavba přímých vedení třeba ze zahraničí (obecně z jiné přenosové soustavy). Zde asi vynikne tvrzení o neefektivních duplikacích nejabsurdněji. Všechny velké společnosti jsou připojeny na více zdrojů elektřiny – především z důvodů bezpečnosti a spolehlivosti dodávky. Nicméně není sebemenší důvod, proč by tato vedení nutně musela být ve vlastnictví jednoho subjektu (distribuční nebo přenosové soustavy). V současnosti je tomu tak pouze a jenom proto, že nikdo jiný přenosové nebo distribuční sítě nemohl a stále nemůže postavit.

Pokud jde o další část elektroenergetického trhu, která je považována za tzv. přirozený monopol, a tou je již zmíněná distribuce a fyzický (nikoliv obchodní) přístup ke konečným zákazníkům (jakási obdoba poslední míle v telekomunikačním trhu), pak skutečně tržními nástroji, které tyto nepřirozené monopoly zkrotí, jsou vedle již zmíněných přímých vedení lokální výroba elektřiny, paralelní vedení a nízkonapěťové sítě. Přesto, že dnes se to může na první pohled zdát nesmyslem nebo utopickým snem, je nutné připomenout několik věcí:

⁵⁷ K tzv. deregulačnímu mainstreamu podrobně viz M. Zajčák: *Konkurence v českém teplárenství a koheze energetických trhů*, LI, 2001. Stejně tak je možné najít tamtéž kritiku TPA.

- Technologický pokrok je možné vládními regulacemi zpomalit a vychýlit, ale pokud jej úplně nezničíme, pak jej nelze zastavit. Typickým příkladem tohoto procesu postupného rozdrolení administrativního monopolu je vývoj AT&T po 2. světové válce, kdy postupně jedna skupina subjektů za druhou si na americké FCC (Federal Communication Commission – tamější regulátor telekomunikačních trhů) vynucovala rozdrolování dosavadního administrativního monopolu AT&T, tj. to, že mohly vedle AT&T poskytovat telekomunikační služby alespoň na části trhu. A to především proto, že byly vyvinuty nové technologie (především mikrovlnné vysílače a později mobilní telefony), které umožňovaly alternativní přístup k zákazníkům. Nicméně na počátku jejich vývoje se AT&T pouze posmívala. Nakonec tento posměšek AT&T velmi zhořkl⁵⁸.
- Již dnes existují technologie, které umožňují vyrábět elektřinu tzv. on-site i v malých množstvích a zároveň jsou natolik stabilní a flexibilní, že mohou fungovat jak v paralelním, tak i v ostrovním provozu; jedná se především o mikroturbíny a palivové články⁵⁹. Především palivové články jsou v současnosti investičně nákladné a obě technologie využívají jako palivo zpravidla zemní plyn (byť jsou schopné využívat také něco jiného), který je zatím velmi drahý, zvláště pro malé zdroje. To vše ale platí ZATÍM. Neznamená to, že to bude platit neustále, zvláště pokud se nebudou chovat majitelé sítí rozumně k zákazníkům.
- Paralelní vedení nejsou takovým nesmyslem, jak by se mohlo na první pohled zdát. Je naprosto běžným životním faktem, že duplikace poskytovaných služeb existuje – benzínové pumpy, supermarkety, multikina, zlatnictví... prostě skoro cokoliv. A navíc na mnoha místech v energetice duplikovaná vedení v distribučních sítích již existují, zvláště u velkých zákazníků. Dále je třeba si uvědomit, že není nutné, aby duplikace byly doslova všude. Ani na jiných trzích, na kterých nám jejich existence nepříjde jakkoliv divná, neexistují dokonalé duplikace a dvojnásobná nebo trojnásobná kapacita pro pokrytí poptávky. K omezení svévole bez problémů stačí ohrožení malé části trhu nebo odchod relativně velmi malé části zákazníků. Hrozba potenciální konkurence, a nikoliv její reálná existence, je v mnoha případech naprosto dostačující. Navíc je možné předpokládat, že v oblasti distribuce by vznikla velice rychle konkurence především mezi stávajícími distribučními společnostmi – vlastně konkurence mezi sourozenci, především na místech, kde se dosavadní vymezené oblasti stýkají. Další konkurencí distribuci by měly být především lokální nízkonapěťové sítě a lokální ostrovní provozy. Navíc ani současná soustava není tak jednolitá, jak se snaží vyvolat dojem obránci regulace. Mnohé sítě se duplikují, jsou blízko sebe apod.
- Poslední poznámkou k tomuto tématu je to, že pokud jsou distribuční a přenosové sítě skutečně přirozeným monopoem, pak nepotřebují žádnou ochranu před konkurencí – prostě ji svou vlastní existencí nepřipustí. Proč ji ještě navíc omezovat uměle je pak otázkou.

Pokud ani toto nestačí, pak snad pomůže to, že před deseti lety by i jakákoliv zmínka o možnosti konkurence ve výrobě a dodávce elektřiny vyvolala u většiny energetiků v lepším případě úsměv na tváři, v tom horším úšklebek a nadávky. Je pravděpodobné, že za deset let se i na výše uvedené argumenty budou všichni dnes nevěřící Tomášové dívat jinak. Abychom alespoň trochu přispěli k takovému pozitivnímu vývoji, předkládáme v následující kapitole sérii drobných návrhů včetně jejich odůvodnění a zasazení do kontextu.

⁵⁸ *Podrobný rozbor vývoje AT&T viz D. Štátný, M. Markoš a M. Zajíček: Telekomunikace – nové trhy, staré regulace, LI, 2001.*

⁵⁹ *Podrobněji viz např. Dodatek A – Mikrogenace in M. Zajíček: Konkurence v českém teplárenství a koheze energetických trhů, LI, 2001.*

KAPITOLA 5: NÁVRHY LIBERÁLNÍHO INSTITUTU

Obsahem této kapitoly je především série návrhů pro regulační orgány a státní úřady. Jejich realizace by měla vést ke skutečné deregulaci energetického sektoru, jejímž hlavním efektem budou především:

- Zvýšení efektivity celého sektoru
- Uvolnění podnikatelských aktivit v sektoru
- Nižší ceny energetických médií
- Minimalizace vlivu státu na energetiku

I. Privatizace

V současnosti je situace v oblasti privatizace energetického sektoru opět na jednom ze svých mnohých začátků⁶⁰. Jak je to možné po dvanácti letech reformy a poté, co veškerý energetický sektor měl být definitivně zprivatizován při megaprivatizacích v prosinci 2001? Proč se tak nestalo, o tom pojednáme v této podkapitole. Stejně tak představíme souhrnný návrh Liberálního institutu, jak privatizovat energetický sektor.

Zásady správné privatizace

Předtím, než se pustíme do konkrétních privatizačních návrhů, musíme zdůraznit, že k tomu, aby privatizace měla očekávané pozitivní důsledky, musí být splněny některé zásadní předpoklady.

- Privatizace nesmí být vázána na žádné jiné podmínky (jako např. požadované ekonomické výkony, dodatečné investice, velikost odběru některých surovin, velikost výroby apod.⁶¹).
- Jediným KRITÉRIEM by při privatizaci měla být cena. Kdo nabídne více, ten zvítězí. Avšak musíme zdůraznit, že co nejvyšší cena by NEMĚLA být CÍLEM privatizace. Cílem privatizace je přechod vlastnictví do soukromých rukou a vytvoření takové výchozí struktury odvětví, která podpoří a akceleruje další reformní a restrukturalizační kroky.
- Nový nabyvatel musí pocházet z prostředí alespoň rámcově nakloněného tržní samoregulaci (tj. alespoň v intencích EU) a musí pocházet z tzv. bezpečných teritorií. V pod-

⁶⁰ Po dvou vlnách kupónové privatizace uvažovala o dokončení privatizace energetiky již druhá Klausova vláda (avšak spíše vlašně), Tošovského vláda dokonce vybrala privatizační poradce pro privatizaci REASů a REGASů. V první fázi činnosti Zemanovy vlády, především po jmenování Pavla Mertlíka ministrem financí, se uvažovalo o urychleném prodeji některých distribučních společností především z fiskálních důvodů (PRE a PRP). Poslední pokus Zemanovy vlády je podrobně rozebrán v textu.

⁶¹ O tom, jaké mají takové podmínky důsledky, se přesvědčíme v následujícím textu.

statě to znamená vyloučení subjektů, které pocházejí z oblastí mimo EU, EFTA, NATO, ANZUS a Japonsko, a některých zemí Latinské Ameriky (Mexiko, Chile a Argentina).

- V době privatizace musí být jasný další postup liberalizace a deregulace, a ten by měl být jasně artikulován v nějakém politickém prohlášení (třeba v nějaké formě energetické politiky – viz dále) s konkrétně vymezenými termíny a odpovědností konkrétních lidí. Pouze za takových podmínek budou moci zahraniční investoři nabídnout alespoň rámcově reálnou cenu za privatizované podniky a bude možné alespoň rámcově vytvářet reálné odhady do budoucna.
- Co se týká otázky prodeje do rukou společností s majoritní účastí jiných států, pak neexistuje jednoznačná odpověď. Striktně vzato, prodej státního podniku nebo akcií v rukou státu do rukou podniku vlastněného zahraniční vládou není privatizací, nýbrž pouze přesunem aktiv mezi vládami. Na druhou stranu se však mnohé státem vlastněné podniky chovají na zahraničních trzích velice protrzně – typickým příkladem je EDF. Navíc dochází k privatizaci i zahraničních státem vlastněných firem, a proto se mnohé v současnosti státní firmy postupně stanou firmami soukromými. Stejně tak není možné zabránit tomu, že kdybychom vyloučili státní firmy z účasti na privatizaci, pak by se k privatizovanému majetku dostaly, pokud by jej skutečně tak chtěly, skrze prostředníky. Proto není nutné ani praktické omezovat účast firem s majoritní účastí zahraničních vlád na privatizačních akcích. Jediným důsledkem by bylo snížení ceny prodávaných aktiv.

Dále je vhodné ještě před zahájením privatizačních akcí v elektroenergetice odstranit pozůstatek minulých politik, na který se postupně zapomnělo – zvláštní status akcií obcí a měst v REASech (a také v REGASech). Zrušit zvláštní status akcií měst a obcí lze na valné hromadě (škoda že k tomuto kroku nedošlo na valných hromadách v létě roku 1999, ačkoliv se to některé skupiny akcionářů v některých REGASech pokusily prosadit), pokud budou pro toto zrušení hlasovat alespoň 3/4 přítomných akcionářů. V případě vůle státu tak učinit by neměl být s tímto krokem žádný problém.

Poslední dosavadní pokus privatizovat energetiku

Na konci roku 2001 měl být podle ideálních vládních záměrů zprivatizován v podstatě celý zbývající energetický sektor ve státním vlastnictví. V jeden den mělo být rozhodnuto o prodeji akciových podílů v ČEZ (67 %) a REASech (pět majoritních účastí a tři minoritní – PRE, JČE a JME), Transgasu (97 %) a REGASech (šest majoritních a dvě minoritní – PRP a JČP) a také o prodeji celého holdingu Unipetrol, do jehož majetku také patří podniky s jedněmi z největších závodních elektráren v ČR – Chemopetrol Litvínov, Kaučuk Kralupy, ale také třeba Synthestia, o. z. skupiny Aliachem – a množství menších zdrojů (Paramo apod.).

Zvolená metoda privatizace byla ve všech případech stejná – prodej celé skupiny podniků s tím, že novému vlastníku byl zakázán na mnoho let dopředu následný odprodej některých aktiv či celých podniků dané skupiny. Změna struktury prodávaných skupin firem by byla eventuálně možná pouze se souhlasem vlády. U prodeje ČEZ a REASů byly navíc do smlouvy o prodeji zaneseny další dodatečné podmínky týkající se výroby elektřiny v různých typech elektráren (jaderné a uhelné), odběru hnědého uhlí apod. Navržené podmínky podstatně snižovaly cenu nabízených akcií, stejně jako omezovaly skupinu možných zájemců o koupi.

Poradcem či asistentem pro privatizaci Unipetrolu byla společnost HSBC, pro ČEZ a REASy to byla společnost Deloitte&Touche a pro Transgas a REGASy společnost ABN Amro. Mezirezortní komise pro privatizaci spolu s poradcem nejdříve z přihlášených zájemců vytvořila „shortlist“, jehož účelem bylo vyloučit všechny „spekulanty“. Společnosti vybrané do shortlistu měly přístup do data roomů a mohly podat finální cenovou nabídku. Datum doručení finálních nabídek na nákup jednotlivých společností byl stanoven na neděli 16. 12. 2001, a to u všech tří privatizací. Mezirezortní komise měla spolu s poradcem nejprve vyhodnotit,

zda-li uchazeč splnil veškeré podmínky, což v praxi znamenalo především souhlasit se všemi navrženými omezeními a sankcemi za jejich případné nedodržení, ale také to, zda-li se uchazeč dostavil k podání nabídky včas a další formální náležitosti. Po tomto vyhodnocení měly být otevřeny obálky těch uchazečů, kteří prošli tímto sítím. Rozhodujícím kritériem pro vítězství měla být nabídnutá cena (v případě blízkých nejvyšších cen u několika zájemců bylo možné ještě cenu na vyzvání komise navýšit). Vítěze soutěže pak měla komise doporučit vládě jako partnera pro uzavření smlouvy. Zasedání vlády, na kterém se mělo definitivně rozhodnout o prodeji, se mělo konat hned následující pondělí 17. 12. 2002 dopoledne.

Unipetrol

Problém privatizace celého petrochemického konglomerátu byl ve dvou základních věcech – zaprvé se jednalo o prodej balíku naprosto nesourodých firem zabývajících se od čisté petrochemie až po výrobu hnojiv nebo barviv, ale také speciální výrobou (např. Explosia). To by tak úplně nevadilo, pokud by existence tohoto konglomerátu nebyla petrifikována požadavkem jeho nedělitelnosti (a pokud ano, tak pouze s vládním souhlasem) po dobu deseti let.

V případě privatizace Unipetrolu se jednalo o asi 14-ti předběžných zájemců⁶², z nichž privatizační komise vybrala 23. 10. 2002 na shortlist následující skupinu:

- Konsorcium IOC, které již vlastní 49 % v České rafinérské a. s.⁶³ a je tvořeno firmami Shell, Agip a Conoco⁶⁴;
- Agrofert českého podnikatele slovenského původu Andreje Babiše s nejasnými majetkovými vztahy;
- Rakouskou OMV, v níž má stále velký podíl rakouská vláda a která je po Benzině ze skupiny Unipetrolu druhým největším provozovatelem benzinových stanic v ČR;
- Konsorcium maďarských firem MOL a TVK podezřelých z toho, že za nimi tiše stojí ruská společnost Sibur, resp. plynárenský gigant Gazprom, což ale všechny společnosti zarputile popíraly;
- Britskou Rotch Energy, která v petrochemickém podnikání až na nákup polských Gdaňských rafinérií (dodnes neukončený a neustále se komplikující) neměla žádnou praxi.

Po velice zmatečném a nepřehledném vyjednávání, kdy o tom, kdo je s kým konsorciu a tím pádem, kdo s kým bude podávat nabídku, měli jasno snad jen šéfové největších firem a ani v pátek odpoledne ještě nebylo o ničem rozhodnuto, podaly nabídku tři subjekty – „podunajská koalice“ OMV-MOL-TVK, Agrofert podle vlastních slov podporovaný Conocem a britská Rotch Energy.

Konsorcium OMV-MOL-TVK nebylo pro nedodržení podmínek připuštěno k otevírání obálek, a proto se nakonec soutěže zúčastnily pouze Agrofert a Rotch Energy. Agrofert nabídl 361 mil. Euro, což tehdy znamenalo 11,7 mld. Kč (kurz 32,5 Kč/Euro), zatímco Rotch Energy nabídlo 453 mil. Euro, což znamenalo 14,7 mld. Kč. Vítězem však byl komisí a vládou vyhlášen po určitých zmatcích a nejasnostech Agrofert. Hlavním odůvodněním postoje privatizační komise a vlády bylo to, že Rotch Energy je „pouhý spekulant a překupník“, a nikoliv strategický investor, a že Agrofert je největším plátcem daní v ČR. Takové zdůvodnění vyvo-

⁶² Zájemci byli (alespoň podle spekulací v tisku): IOC, OMV, TVK, MOL, Agrofert, Rotch Energy, Lukoil, Sibur, Norex, BAGS a další.

⁶³ Česká rafinérská vznikla sloučením rafinérských částí Kaučuku a Chemopetrolu, které byly předtím z obou podniků vyčleněny. V této souvislosti byl také vytvořen ze zbývajících částí Kaučuku a Chemopetrolu základ společnosti Unipetrol. Významnou součástí prodeje 49 % akcií do rukou konsorcia IOC bylo to, že manažerská kontrola byla svěřena do rukou IOC, stejně jako byly určeny předací ceny produktů mezi rafinérskými a nerafinérskými provozovny (a to do konce roku 2001), jejichž výše má podstatný vliv na hospodaření obou subjektů.

⁶⁴ Původně (tj. při první privatizaci České rafinérské a. s.) měla být součástí konsorcia strategických partnerů i firma Total. Ta se však nakonec privatizace České rafinérské nezúčastnila.

lává množství otázek, na které ale existují pouze spekulativní odpovědi – pokud vláda a privatizační komise zastávaly takové přesvědčení, tak proč byl Rotch Energy vůbec umožněn přístup na shortlist, jehož proklamovaným účelem mělo být právě odfiltrování spekulantů? Další otázka zní – co je na spekulantech tak špatné? Jejich činnost je relativně jednoduchou cestou k nalezení strategických partnerů – místo vlády a jejích poradců tuto práci udělá někdo jiný. A pokud vláda proklamativně hledala strategické partnery pro firmy sdružené v holdingu Unipetrol, pak proč jej vůbec vytvářela a ještě před privatizací posilovala (např. prodej problému zmítané Spolany Neratovice Unipetrolu během podzimu 2001)? Jediným způsobem, jak najít skutečné strategické partnery pro jednotlivé firmy, bylo holding rozprodat po částech, a ať už vládou nebo novým nabyvatelem celého holdingu – třeba právě spekulantem. Právě v tom je role spekulantů velmi pozitivní. To však vláda efektivně znemožnila zablokováním možnosti rozprodeje jednotlivých částí Unipetrolu pod velkými sankcemi. Pro celý holding v dnešní podobě neexistuje strategický partner! Co tedy pak mělo být skutečným účelem privatizace tak, jak ji navrhla vláda? Poslední otázkou je to, zda-li by někdo z vládních úředníků mohl jakkoliv vysvětlit, jakou spojitost má placení daní a privatizace – pokud by množství zaplacených daní bylo validním argumentem, pak by se nezprivatizovalo nikdy nic.

Nicméně přes všechny tyto otázky a neexistující odpovědi se stal Agrofert vítězem a jako takový podepsal smlouvu o převodu akcií dne 12. 2. 2002. Ta v sobě obsahovala dvě odkládací podmínky pro převod majoritního balíku akcií Unipetrol – souhlas Úřadu pro hospodářskou soutěž (ÚOHS) s transakcí a zaplacení kupní ceny, která byla stejně jako v případě dalších privatizací fixována v Eurech.

Návrh na zahájení řízení před ÚOHS byl sice do sedmi dnů po podepsání smlouvy v souladu se zákonem o hospodářské soutěži podán, ale předání všech informací, které si ÚOHS pro své rozhodnutí vyžádal, se velmi dlouho táhlo. Požadované informace ze strany Agrofertu byly předány až v červenci 2002.

Se zpožděním faktického zahájení řízení se samozřejmě zpožďovalo i vydání rozhodnutí a tím i konečné zaplacení kupní ceny a dokončení transakce, což mělo zajímavé důsledky – nejistota pro podniky sdružené v Unipetrolu trvala, stejně jako rostla nervozita držitelů dluhopisů, které emitoval v minulosti Unipetrol, či nervozita minoritních akcionářů (na počátku 90. let se obdobnému stavu říkalo „předprivatizační agónie“). V souvislosti s posilováním koruny vůči Euro a s fixací kupní ceny se výnos pro státní rozpočet neustále snižoval – v srpnu 2002 činil 10,8 mld. Kč. Mezitím došlo k velmi zajímavému vývoji.

- Babišův Agrofert koupil od Degussy německou společnost SKW Piesteritz, která je významným producentem čpavku, což je produkt vyráběný také Unipetrem, resp. jeho nejvýznamnější součástí – Chemopetrem Litvínov.
- Dohoda o předacích cenách mezi Českou rafinérskou a Unipetrem byla uzavřena po dlouhých jednáních a sporech koncem července 2002.
- Změnila se vláda a odešla z ní většina jeho obhájců – především ministr Grégr⁶⁵ a jeho náměstkyně Vlasáková⁶⁶.
- S Conocem se nakonec Babiš nedohodl.
- Hospodaření Unipetrolu a jeho jednotlivých částí se výrazně zhoršilo.
- Přišly povodně, které poškodily jak Kaučuk, tak i Spolanu (nekrytá ztráta z povodní má činit kolem 1 mld. Kč).

ÚOHS nakonec v srpnu 2002 rozhodl v případě prodeje Unipetrolu Agrofertu, nicméně stanovil si podmínky (ty nebyly zveřejněny). Babiš také využil povodně k tomu, aby na vládu učinil nátlak na snížení ceny a na povolení vstupu dalšího svého „partnera“, jímž má tentokrát být polská rafinérská společnost PKN Orlen. Požadavky ÚOHS a povodně podle Babiše

⁶⁵ Vliv ex-ministra Grégra se však snížil jen o něco. Po nástupu vlády působí jako neoficiální poradce premiéra Špidly.

⁶⁶ Zde je také nutné zdůraznit, že vliv Grégra na současného ministra průmyslu a obchodu není zanedbatelný.

natolik změnilu situaci, že není možné, aby Unipetrol koupil, avšak za výše zmíněných podmínek (sleva a připuštění PKN Orlen do privatizace) by prý i nadále byl ochoten ke koupi.

Jenže to už byla asi na novou koaliční vládu silná káva a požádala, aby se Babiš do konce září 2002 vyjádřil, zda je ochoten Unipetrol koupit nebo ne, a to bez snížení ceny, za podmínek ÚOHS a bez vstupu PKN Orlen. 30. září 2002 nakonec Babiš veřejně přiznal, že se s FNM dohodl, že od koupě Unipetrolu odstupuje. Privatizace české chemie tak skončila po ročním martýriu naprostým fiaskem. Unipetrol se po roce vrátil do lůna státu, avšak v mnohem horším stavu, než se nacházel předtím. Vláda se tak bude muset rozhodnout, jak dál. A to velmi rychle, neboť předprivatizační a privatizační agónie se začíná na celé skupině silně projevovat.

Návrh na privatizaci Unipetrolu

Způsoby, jak najít strategického vlastníka pro jednotlivé součásti Unipetrolu, jsou dva:

- Rozprodat jej po částech – tj. vláda by provedla hrubé rozhodování o tom, jaké části prodat dohromady a jaké zvlášť.
- Prodat Unipetrol jako celek bez jakýchkoliv podmínek (pravděpodobně finančnímu investorovi s tím, že ten jej rozprodá dále a provede tak hrubou restrukturalizaci za vládu).

Obě možnosti mají své výhody i nevýhody. V případě první varianty je výhodou vyšší příjem do státní pokladny. Nevýhodou je však to, že restrukturalizace státními úředníky nikdy nebude optimální a oni nebudou mít motivaci ji provést rychle. Stav předprivatizační agónie se bude jenom prodlužovat.

Výhodou druhé varianty je právě její rychlost a odejmutí restrukturalizačních rozhodnutí z rukou státních úředníků. Nevýhodou je nižší výnos pro státní rozpočet.

Navrhujeme oba procesy zkombinovat. Tzn. rozprodat Unipetrol rychle po částech, které již dnes existují. Vyhnout se tak restrukturalizaci státními úředníky a zvýšit příjem do státní pokladny. Některé části se přímo nabízejí k samostatnému prodeji – proto toho využijme a po odprodání těchto částí prodáme či zlikvidujeme Unipetrol jako zbytkovou firmu. Změníme tak podobu české chemie k lepšímu. Její současná struktura byla vytvořena sérií špatných vládních rozhodnutí (začalo to vytvořením České rafinérské) a dvěma pokusy o českou cestu privatizace – prostřednictvím Chemapol a poté Agrofertu. Díky tomu se naši chemii až na výjimky v podstatě vyhýbal zahraniční kapitál a její zapojení do zahraničních struktur je omezené. Stejně tak se postupně zhoršují výsledky českých chemických společností. Pouze zásadní strukturální změna dokáže přerušit nepříznivý vývoj.

Proti prodeji po částech bylo, je a pravděpodobně bude argumentováno následujícími tvrzeními:

- Technologické propojení a vazby mezi jednotlivými chemičkami
- Komplikované a komplexní smluvní vazby mezi jednotlivými chemičkami
- Problematika dluhopisů a poskytnutých záruk
- Některé firmy jsou samostatně mimo holding v podstatě neprodejně (např. Spolana)

Vůči těmto argumentům lze namítnout následující:

Technologické vazby: Podstatou hospodářského života jsou vazby mezi podniky. Nicméně podstatou úspěšného propojení podniků, které zvýší hodnotu akcionářů, je nikoliv komplexní technologická vazba, nýbrž synergické efekty. Ani sebekomplikovanější vazby mezi jednotlivými firmami nemusí být nutně důvodem pro jejich majetkové propojení, pokud z nějakých důvodů – např. problémy s řízením, různá podniková kultura, ale třeba i vnitřní rivalita podniků – není možné realizovat výnosy z propojení. Obecně se ukazuje, že souboj mezi výnosy z rozsahu produkce a výnosy vyplývajícími ze specializace dlouhodobě vyhrává specializace. Drtivá většina megafúzí a spojení podniků je spíše neúspěšná. Pouze minimum je skutečně úspěšných. Není sebemenší důvod se domnívat, že státní úředníci ma-

jí vyšší schopnost provádět fúze a akvizice v českém chemickém průmyslu, než manažeři soukromých firem, kteří v této své činnosti navíc nejsou příliš úspěšní.

Pokud se na volném trhu prokáže skutečná synergie mezi některými částmi současného Unipetrolu, pak k jejich propojení dojde.

Komplexní smluvní vazby: Je pravda, že mezi podniky skupiny Unipetrol existuje pavučina naprosto neprůhledných smluv. Podobně komplikovaná pavučina existuje mezi podniky skupiny Unipetrol a podniky skupiny Agrofert. Neprůhlednost Unipetrolu pro investory spočívá právě v nemožnosti prohlédnout, jak v rámci holdingu probíhají finanční toky a jak jsou jednotlivé smlouvy pro podniky v rámci Unipetrolu či Agrofertu či jejich společných aktivit výhodné – tj. zda nejsou uzavřeny tak, aby mimo Unipetrol neunikaly peníze. Nicméně právě rozdělení skupiny na kusy může lépe ukázat výhodnost jednotlivých kontraktů a to, zda bylo vždy postupováno s péčí řádného hospodáře. Stejně tak rozdělení skupiny zprůhlední ekonomickou situaci jednotlivých součástí Unipetrolu.

Pokud jsou smlouvy vyvážené a výhodné pro obě smluvní strany, pak přežijí rozdělení skupiny bez problémů.

Dluhopisy: Z důvodů neprůhlednosti si vynucovaly banky záruky Unipetrolu jako celku za úvěry jeho dceřinných společností. V současnosti dosahuje výše těchto záruk přes 7 mld. Kč – jedná se o závazky mimo bilanční sumu Unipetrolu. Nicméně záruky a dluhové závazky jsou jednáním s finančními institucemi řešitelné – pokud by požadavky finančních investorů na předčasné splacení některých závazků způsobily finanční krach některých částí Unipetrolu, pak se jedná jen o jinou cestu k jeho restrukturalizaci.

Neprodejnost některých částí holdingu: Opět je pravda, že některé části skupiny Unipetrol jsou samostatně velmi obtížně prodejné nebo dokonce zralé na konkurz. To ale opět není žádným důvodem pro to, aby byla skupina držena pohromadě. Podniky, které nejsou schopné přežít na trhu, na něm nemají co dělat a měly by zkrachovat. O chemičkách to platí stejně jako o ostatních firmách.

Privatizační návrh

1. fáze: prodeje jednotlivých součástí

Následující podíly Unipetrolu v jiných firmách by měly být nabídnuty v jednotlivých výběrových řízeních, která by měla být vypsána souběžně.

51% podíl v České rafinérské – přesný způsob provedení závisí na původní privatizační smlouvě mezi státem a konsorciem IOC, která obsahuje ustanovení o předkupním právu na podíl Unipetrolu v případě změny jeho vlastníka. Přesný obsah smlouvy a tím i ustanovení o opčních právech není veřejně znám.

78,23% podíl v síti čerpacích stanic Benzina – zde by neměl být žádný problém.

Samostatný prodej společností Kaučuk a Chemopetrol, které vlastně původní Unipetrol a Českou rafinérskou vytvořily – opět by se nemělo jednat o komplikovaný prodej. Spolu s Kaučukem by měl být prodáván i podíl v distribuční společnosti *Kralupol* a také 100 % akcií v *Polymer Institute Brno*. Naopak spolu s Chemopetrolelem by měl být prodáno i 100 % akcií ve *Výzkumném ústavu anorganické chemie*.

100% podíl v Unipetrol Trade a samostatný prodej 52,3% podílu v Koramu, který je vlastněn právě Unipetrol Trade – hlavním důvodem je vyčlenění obchodních aktivit ze skupiny a také oddělení výrobce maziv značky Mogul, tj. firmy Koramo.

Samostatný prodej 73,52% podílu v rafinerii *Paramo*.

2. fáze: prodej zbytku Unipetrolu

Na konci všech výše zmíněných odprodejí by tak vlastně zbyl Unipetrol jako majitel některých zbývajících společností či podílů v nich (především 50% v Agrobhemii a 32,44% v Aliachemu). Zároveň bude mít na aktivech likvidní prostředky za prodané společnosti. Na pasivech budou závazky Unipetrolu – tj. především obligace. Bude záležet na tom, jak zareagují investoři, kteří drží dluhopisy Unipetrolu, a také na výnosech z provedených divestic. Možné jsou obě varianty – konkurz zbytkového Unipetrolu nebo jeho prodej jako celku.

Délka privatizace celé skupiny by neměla přesáhnout jeden rok – Unipetrol tak lze kompletně prodat a zbýající Unipetrol začít likvidovat do konce roku 2004. Pokud by však vzájemné propojení jednotlivých částí Unipetrolu mezi sebou smluvními vztahy (nikoliv technologicky) a záruky Unipetrolu za závazky svých dcer znemožňovaly cestu navrženou jako optimální, pak nejlepším způsobem je prodat Unipetrol bez jakýchkoliv podmínek nejvyšší cenové nabídky podle zásad podrobně charakterizovaných výše.

ČEZ

Privatizace elektroenergetiky měla být největší privatizací v historii ČR. Vláda předpokládala příjem v řádech stovek mld. Kč (optimisté – spíše však věřící – na MPO mluvili až o 300 mld. Kč) a to přesto, že budoucímu potenciálnímu vlastníku vložila do kupních smluv řadu velice komplikovaných a těžko splnitelných (často vzájemně rozporných) podmínek. Především se jednalo o minimální odběry hnědého uhlí ze severočeských dolů, které byly stanoveny na 15 let dopředu ve výši 27,74 mil. tun uhlí ročně. Další podmínkou bylo např. stanovení minimálního množství výroby elektrické energie z jaderných zdrojů. Obligátní podmínkou byl zákaz prodeje získaných společností po dobu deseti let. Výjimku mohla udělit opět pouze vláda. Porušení některé z podmínek mělo být potrestáno pokutami, které dosahovaly desítek procent kupní ceny. Mezi neoficiální podmínky, které měl uchazeč o vstup do české elektroenergetiky splňovat, lze zařadit – zkušenosti s provozováním jaderných elektráren, zkušenosti s výrobou, přenosem a distribucí v jednom, tj. muselo se jednat o integrovanou společnost a musela pocházet ze země, jejíž vláda je nakloněná jaderné energetice. Již od počátku bylo jasné, že neexistuje mnoho uchazečů, kteří by mohli všechny požadované vlastnosti splňovat.

Přesto mezi původně přihlášenými zájemci byly téměř všechny významné elektroenergetické společnosti v Evropě, které začaly mezi sebou vytvářet různá konsorcia, jejichž složení se však vyjasnilo až po vytvoření shortlistu (viz dále)⁶⁷:

- EdF – podle zveřejněných podmínek největší favorit a největší elektrárnská společnost v Evropě;
- EnBW – majetkově propojená s EdF, která je jejím 25% vlastníkem, což spíše vypadalo na „průzkum bojem“;
- Enel – druhá největší elektrárnská společnost v Evropě, její slabinou bylo to, že neprovozuje jaderné elektrárny (Itálie se v 70. letech jaderného programu zřekla v referendu);
- RWE a E.On – největší německé společnosti, které také nejvíce investovaly do české energetiky ještě před privatizací;
- Iberdrola – spolu s Endesou největší společnost ve Španělsku;

⁶⁷ O mnohých společnostech podrobněji viz Miroslav Zajíček: *Vybrané kapitoly z historie de(re)regulace v energetických odvětvích*, Liberální institut Working Paper 01-2002, LI.

- NRG, AES a Entergy – americké energetické společnosti, které jsou aktivní i v Evropě, především však ve Velké Británii (s výjimkou NRG, která v té době byla aktivní i ve střední Evropě⁶⁸);
- International Power a British Energy – britské společnosti, jejichž hlavní nevýhodou bylo to, že jsou britské – tj. neintegrováné⁶⁹;
- Electrabel – belgická elektrárenská společnost, jejímž vlastníkem je francouzská skupina Suez.

První ze série překvapení a zvrátů v privatizaci elektroenergetického balíku nastal již při zařazování firem na shortlist, který byl skutečně krátký:

- EdF
- Electrabel
- Konsorcium Enelu a Iberdroly
- Konsorcium International Power a NRG

Německé společnosti byly vyřazeny, což opět vyvolalo řadu otázek – není to pomsta za vypovězení kontraktů na odběr elektřiny ČEZ? Co je skutečným cílem privatizace? Není již předem rozhodnuto? Takové úvahy přiřizilo i velmi překvapivé odstoupení Electrabelu, který odůvodnil svůj odchod právě neprůhledností a netransparentností soutěže a blíže nespecifikovanými podezřelými okolnostmi.

Dále došlo v rozhodnou neděli při podání nabídek k několika překvapivým až šokujícím okolnostem:

- EdF podala svoji nabídku pozdě (o deset minut!), přičemž její zástupci se zdrželi v kantýně přímo v budově FNM (byla to náhoda, liknavost, bohorovnost, arogance nebo záměr⁷⁰?); navíc měli k navrženým smlouvám obrovské množství připomínek – zástupce EdF je privatizační komisi předčítal půl hodiny a rozhodně nešlo o banální výhrady, jak se později snažili naznačit vládní úředníci (především ministr průmyslu Grégr);
- Enel podal nabídku sám, protože jeho partner Iberdrola, která měla smazat nevýhodu nezkušenosti s provozováním jaderných elektráren (neboť Iberdrola jaderné elektrárny ve Španělsku provozuje), ze soutěže na poslední chvíli odstoupila; nicméně Enel podal nabídku bez připomínek;
- International Power podal také nabídku sám (NRG se stejně jako Iberdrola nakonec rozhodla nezúčastnit), ale s oficiální podporou E.On a British Energy, které ovšem nebyly na shortlistu, a navíc měl International Power k navržené smlouvě připomínky.

Komise proto okamžitě nabídku International Power vyřadila (podle neoficiálních informací byla nabídnutá cena stejně velmi nízká). Stejně jako nabídku EdF. Jediným postupujícím se tak stal Enel a po otevření obálky s nabídnutou cenou došlo k dalšímu tentokrát pro vládní úředníky v komisi nemilému překvapení – nabídnutá částka činila „pouze“ 135 mld. Kč, což byla sice realistická cena, ale pro velké oči vrcholných představitelů tehdejšího MPO naprosto nepřijatelná. Navíc Enel neprovozuje jaderné elektrárny!

Vláda na svém pondělním zasedání rozhodla tak, že v podstatě celou dosavadní soutěž zrušila a vytvořila si novou naprosto mimo jakákoliv pravidla (pokud do té doby někdo měl nějaké iluze o tom, že alespoň ta nejzákladnější pravidla slušného a kredibilního jednání ještě platí). Náznak regulérní soutěže v podstatě skončil výroky o tom, že „česká vláda není žádné ořezávátko“ a že „všichni věděli, že vláda si během soutěže může pravidla upravit a změnit, jak chce a kdy chce“. Do této soutěže pro předem vybrané zájemce převzala veškeré podmínky z nepovedeného pokusu o privatizaci v prosinci a stanovila si ještě jednu navíc – minimál-

⁶⁸ V září 2002 prodala svá středoevropská aktiva švýcarskému Atelu.

⁶⁹ O britských společnostech podrobně později.

⁷⁰ Teorii záměru by napovídalo to, že v plánech EdF se o významných akvizicích ve východní Evropě nic nedočteme, a také samotné chování zástupců EdF, kteří dělali vše proto, aby termín podání nestihli.

ní cena MUSÍ být alespoň 200 mld. Kč. Do této nové „soutěže“ pro předem vybrané zájemce pozvala Enel a EdF. Tyto společnosti tak měly do 9. ledna 2002 předložit nové nabídky, což také učinily. Ať je EdF jakákoliv, patří k velice tvrdým vyjednávačům a své akvizice nikdy nepřelácela. Enel měl sice obrovský zájem ČEZ koupit, ale těžko se dalo předpokládat, že by zvýšil svoji nabídku o 50 procent. V podstatě obě společnosti udělaly totéž, ale z různých směrů – Enel zopakoval svoji nabídku 135 mld. Kč tím, že je ochoten uvažovat o zvýšení ceny, kdyby byly zrušeny některé podmínky prodeje. EdF šla na to z druhé strany a nabídla 213 mld. Kč s tím, že tuto cenu si vymíňuje splněním některých podmínek (tj. odstraněním omezení z kupních smluv, státními zárukami na jaderný program ČEZ apod.). Ani tato druhá kvazisoutěž tedy výsledek nepřinesla a i tu vláda nakonec zrušila. Avšak s tím, že je možné, že bude i nadále jednat přímo s některými potenciálními zájemci, což skutečně učinila – MPO oslovilo RWE a jednalo s ní (tehdy už jistým vítězem soutěže o české plynárenství), stejně tak s E.On a dalšími. Mezi zájemci se objevila např. i Appian Group, která v ČR vlastní Mosteckou uhelnou společnost, nebo třeba poměrně neprůhledná skupina Triada Holding. Nakonec všechna tato jednání nevedla k ničemu a postupně se v průběhu zimních a jarních měsíců počátku roku 2002 rozplynula do ztracena. Privatizace ČEZ tak skončila naprostým vládním fiaskem.

Integrace české elektroenergetiky shora

Po zrušení privatizace ČEZ v důsledku nízkých nabízených cen se vláda dostala v podstatě na začátek. A v tomto okamžiku přišla chvíle pro ČEZ samotný, neboť ten byl do té doby víceméně objektem, a nikoliv subjektem dění. To se však náhle změnilo. Jeho hlavním zájmem bylo a stále je získat pod svoji kontrolu REASy – nejlépe všechny, ale pokud to nejde, tak alespoň těch pět, ve kterých má stát majoritu, a k tomu blokační minoritu (tj. 34 %) v ostatních.

Při prosazování svého názoru vsadil ČEZ v zásadě na následující hlavní „argumenty“:

- Integrace distribuce a výroby je v zemích Evropské unie naprosto běžným jevem;
- ČEZ po celá 90. léta dodával elektřinu REASům v podstatě za stejnou nominální cenu (hlavní díl vzestupu cen za elektřinu jde na vrub REASů);
- Udeřil na nacionalistickou strunu.

ČEZ dokonce rozeslal některým koncovým spotřebitelům elektřiny (domácnostem) dopis, ve kterém výše zmíněné argumenty popisoval stejně jako výhody plynoucí z integrace zhruba následovně: ČEZ prodává svoji elektřinu za stejnou cenu jako na počátku 90. let, tím pádem vlastně levněji, protože inflace byla vysoká. Přesto ceny pro odběratele rostou, ale za to ČEZ nemůže. A jelikož za to nemůže, pak bude nejlepší, když koupí regionální distribuční společnosti (zcela náhodou podle vládního návrhu). Stejně se jedná o evropskou praxi a ČEZ musí být silný proti zahraničním společnostem. Podepsáni oba tiskoví mluvčí, přiložen reklamní letáček na projekt Duhová elektřina a rozpis fiktivního účtu, který ukazuje, že cena elektřiny ČEZ tvoří jenom asi třetinu platby konečného zákazníka.

Důvodem veškerých těchto marketingových a lobbystických aktivit je především to, že ČEZ, pokud chce myslet na další expanzi při otevírání českého elektroenergetického trhu, nějaký REAS (alespoň jeden) prostě zoufale potřebuje. V současné době úspěšný prodejní program Duhová elektřina je uzpůsoben poptávce regionálních distributorů (a to jak v roce 2001, tak i v roce 2002), kteří mají ještě velké množství „zajatých“ zákazníků (bez práva volby dodavatele), a také některých velkých oprávněných zákazníků, kteří si mohli některé barvy „Duhy“ od ČEZ nakoupit v rámci jím organizovaných aukcí na podzim 2001 (či přímo v roce 2002, nebo si mohou elektřinu nakoupit od ČEZu na kratší dobu (třeba ve formě „nových barev Duhy“). S rostoucím otevíráním trhu bude ČEZ jistě i tuto současnou podobu „Duhové energie“ upravovat. Nicméně program prodeje dodávek po jednotlivých pásmech je naprosto nevhodný pro konečné spotřebitele, kteří budou do velké míry hledat jednodu-

chost. „Duhová energie“ jim nabízí možnost poskládat si svůj diagram spotřeby. Možná to budou ochotni dělat největší spotřebitelé (někteří mají i své firmy na obchodování s elektřinou), ale od středních a menších zákazníků to nelze očekávat (jde v podstatě již o zákazníky v druhé vlně otevírání trhu od 1. 1. 2003, kteří mají spotřebu elektřiny nad 9 GWh ročně). Stejně tak platí, že ČEZ v současné podobě není prakticky schopen obsluhovat větší množství konečných zákazníků. Provádět např. billing pro velká množství zákazníků (myšleno tisíce, desetitisíce či statisíce zákazníků) není úplně triviální záležitost. Proto potřebuje získat regionální distributory. Otázka ovšem zní, proč k tomu musí mít podíly ve všech osmi (z toho v pěti případech většinový). Nestacily dva nebo tři již dnes spřízněné a spolupracující? Proč neprodat regionální distributory v soutěži? Pokud jsou pro ČEZ tak důležité, nabídne za ně nejvíc. Jenže cena administrativně určená „znalcem“ je pro ČEZ mnohem výhodnější.

V Evropě normální?

Navíc argumenty ČEZ nejsou úplně pravdivé – nejsou sice nepravdivé, ale jedná se spíše o „vhodnou práci s fakty“. Argument, že v západní Evropě je propojení distribuce s výrobou obvyklé, má něco do sebe. V Německu energetické firmy vlastní často celý řetězec od těžby surovin až po dodávku konečným zákazníkům – jenže takové firmy si na trhu konkurují nejméně čtyři velké (RWE, E.On, Vatenfall a EnBW) a množství nezávislých malých. Obdobně je na tom Španělsko (opět čtyři velké nezávislé integrované společnosti – Endesa, Iberdrola, HidroCantábrico, Union Fenósa) nebo Švédsko. Ve Velké Británii je také poměrně obvyklý model, kdy výrobní společnost vlastní jednu nebo dvě společnosti distribuční – jenomže velkých výrobců integrovaných s dodavateli elektřiny je také nejméně sedm (Innogy – patří RWE, PowerGen – patří E.Onu, TXU Europe – dnes v rozpadu a přebíraná konkurenty, především PowerGenem, LE Group – vlastněná EdF, skotské společnosti, British Energy a Centrica). Norský a nizozemský systém jsou naprosto roztržštěné. Italský byl charakterizován totálním monopolem a integrací, ale to se postupně mění a dominantní koncern Enel musí podle zákona o liberalizaci trhu do konce roku 2003 odprodat 15000 MW instalovaného výkonu. Součástí tohoto procesu je třeba nedávný odprodej (18. 3. 2002) firmy Eurogen firmě Edipower. Enel tak začíná mít silné konkurenty i na domácí půdě (Edison, RWE apod.). Typickým integrovaným monopolem tak zůstává francouzská EdF (která se ale v zahraničí chová velmi tržně a agresivně). Evropa je spíše směskou různých variant a každý si najde příklad na podporu svých tvrzení. A právě tak je třeba číst graf, který ČEZ na potvrzení svých tvrzení používá na svých www-stránkách a ve svých prezentacích.

Obrázek 19: Obrázek, kterým argumentuje ČEZ

Vertikální integrace energetiky – kam budeme patřit?

■ Státy, kde je výroba propojena s distribucí elektrické energie.

▨ Státy, kde není výroba propojena s distribucí elektrické energie.

To, co by mělo být zdůrazněno, je však obsaženo v následující tabulce. Především jde o počet subjektů na jednotlivých trzích. Slovo integrace znamená v tomto případě spojení výroby a distribuce elektřiny.

Tabulka 5: Situace na evropských elektroenergetických trzích

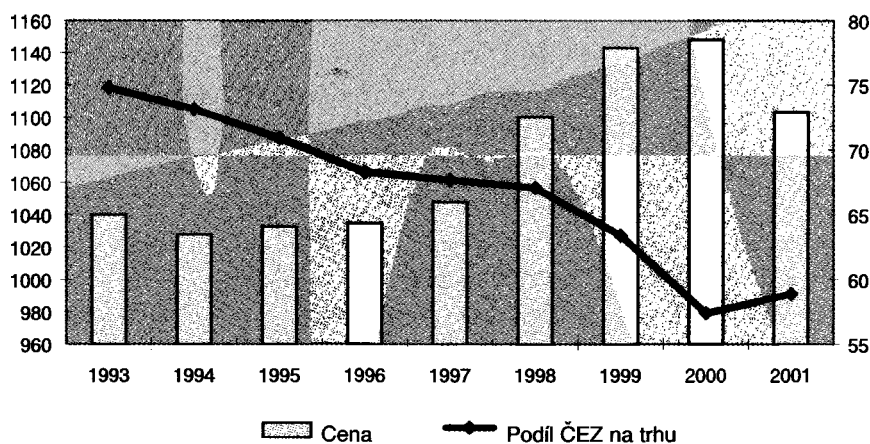
Země	Integrace	Počet integrovaných subjektů	Významné integrované subjekty
Velká Británie	A	6	Innogy, PowerGen, LEGroup, Centrica, Scottish Power, Scottish and Southern Energy
Francie	A	1	EdF
Itálie	A	2	Enel, Edison Group
Německo	A	4	E.On, RWE, HEWAG, EnBW
Španělsko	A	4	Endesa, Iberdrola, HidroCantábrico, Union Fenósa
Portugalsko	A	1	EdP
Nizozemí	N	–	Roztříštěný dezintegrovaný systém
Belgie	A	1	Electrabel
Švédsko	A	4	Vatenfall, Sydkraft, Graninge, Birka
Norsko	A	–	Roztříštěný dezintegrovaný systém
Finsko	A	1	Fortum
Dánsko	A	2	ELSAM, SK Energi-KE Production
Irsko	A	1	ESB
Polsko	N	–	Roztříštěný dezintegrovaný systém
Maďarsko	N	–	Roztříštěný dezintegrovaný systém
Slovensko	N	–	Dominantní výrobce plus samostatné distribuční společnosti – přechodná struktura

K problematice propojení je nutné ještě dodat následující. Distribuce se nerovná v současném regulačním prostředí nutně dodávka. ČEZ, i kdyby neměl ve vlastnictví žádný REAS, jim může konkurovat v dodávce – jen by si musel vybudovat vlastní billing, call centra a vlastně komplexní CRM pro obsluhu milionů zákazníků, což chce čas, je to nákladné a rizikové. Mnohem snadnější je přesvědčit stát, aby mu levně prodal REASy – tím zabije dvě mouchy jednou ranou – získá přístup ke konečným zákazníkům a zároveň se zbaví nejvážnějších konkurentů v retailu, tj. dodávce. Ale to už bylo řečeno.

Stabilita cen?

Stejně je to s cenami, za které prodával ČEZ REASům v průběhu 90. let. Pokud se podíváme na graf tzv. předacích cen mezi ČEZ a REASy, pak zjistíme, že ceny od roku 1993 do roku 2000 vzrostly o 14 %, což skutečně není velký vzrůst s ohledem na celkovou změnu cenové hladiny v české ekonomice. Nicméně to, co drželo růst cen na velkoobchodním trhu na uzdě, nebyla lidumilnost ČEZ, ale konkurence nezávislých výrobců, kteří postupně během 90. let posilovali svoji pozici a ukrajovali z podílu ČEZ na domácím trhu. REASy si tak téměř ve všech případech mohly vybrat, zda nakupovat elektřinu od ČEZu nebo od nezávislých výrobců. Jediným způsobem, jak tomuto trendu zabránit, bylo zastavit růst cen, což se v roce 2001 skutečně stalo. Konkurence na velkoobchodním trhu v zásadě fungovala i přesto, že předací cena mezi ČEZ a REASy byla regulována.

Obrázek 20: Podíl ČEZ na trhu a vývoj předací ceny v letech 1993 až 2001



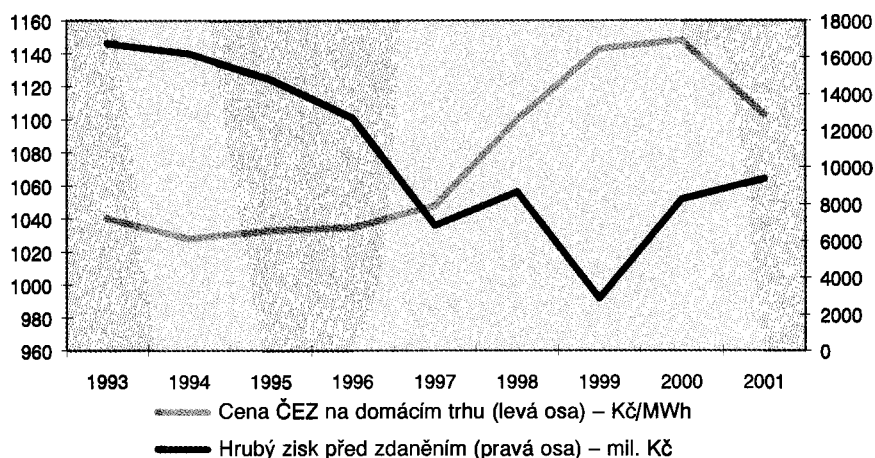
Pokud jde o rozpis obsažený v dopise, který ČEZ rozeslal domácnostem, pak je také pravda, že z celkové ceny, kterou platí koneční zákazníci, dostává ČEZ skutečně jen část. Ale čísla v jeho dopise pro zákazníky si zasluhují bližší rozbor. Pokud ČEZ udává svou cenu na úrovni průměru (tj. v roce 2002 zhruba 0,93 Kč za kWh), pak by měl srovnávat také s konečnou průměrnou cenou, a nikoliv s jednou vybranou sazbou D2, která je sice svojí četností nejobvyklejší, ale nikoliv objemem elektřiny, který je touto sazbou dodáván. Pak by poměr vypadal úplně jinak. Těžko se odhaduje, ale „průměrná cena“ elektřiny v České republice by se pak pohybovala kolem 2,5 Kč za kWh místo 3,47 Kč za kWh uváděné v dopise. Stejně tak by měl dodat, že kromě silové elektřiny, kterou dodává ČEZ či nějaký jiný výrobce, je vše ostatní regulováno státem – tj. distribuce, systémové služby, přenos, platby za služby operátora trhu apod. Dále by měl ČEZ dodat, že platby za systémové služby a přenos jdou do jeho konsolidované bilance⁷¹ (tj. kolem 0,3 Kč za spotřebovanou kWh). Možným odprodejem části

⁷¹ Do doby, než prodá většinový podíl v REASech.

ČEPS se sice tato položka zmenší, ale jen málo, neboť podpůrné služby nutné k poskytování systémových služeb nakupuje a bude nakupovat ČEPS především zase od ČEZ (jeho současný podíl na poskytování podpůrných služeb je zhruba 75 %).

Dále je s ohledem na ceny nutné se podívat na to, jak byly stanoveny předací ceny na počátku transformace, tj. v roce 1993. Pokud se podíváme na účetnictví ČEZ, pak je zřejmé, že administrativně stanovené předací ceny výrazně přesahovaly „ideál“ regulátorů – tj. pokrytí nákladů a přiměřeného zisku.

Obrázek 21: Hrubý zisk ČEZ a předací ceny ČEZ



Bigotní nacionalismus

Snad nejhorším argumentem, který ČEZ používá ve stále se zvyšující míře a dogmaticčnosti, je úder na strunu nacionalismu. V oblasti politiky a ekonomiky však není nic nižšího a horšího, než hrát na jedny z nejnižších pudů lidské psychiky. Dokumentovat tento postup je možné citátem z jeho vlastního občasníku „Zpravodaj ČEZ“, a to konkrétně „Zpravodaj Extra ČEZ“, který je zaměřen primárně na popis a pokus o zdůvodnění státem řízené konsolidace.

Citát ze zmíněného zdroje hovoří za vše: „Elektřina z programu Duhová energie pochází převážně z českých zdrojů, tedy z českého uhlí, z českých řek, české biomasy a dalších surovin. Vyrábí se pouze na českém území a ČEZ přitom využívá českých dodavatelů. Dá se proto říci, že Duhová energie je českou energií...“

Celkové pojetí tohoto pseudoargumentu je zhruba na intelektuální úrovni „Petice výrobců svíček“, v níž francouzští výrobci svíček žádají vládu o ochranu před nekalým konkurentem, kterým je slunce.

Navrhovanou a prováděnou integraci ČEZ a REASů nedojde k vyřešení ani jednoho problému, na který ČEZ upozorňoval – naopak dojde ke zhoršení situace. Dominantní výrobce spojený s většinou REASů zhorší postavení nezávislých výrobců, neboť ti ve své drtivé většině dodávají právě REASům, a právě to zaručovalo i při regulované předací ceně určitou míru konkurence, neboť cena mezi nezávislými výrobcí a REASy regulována nebyla. Jakýkoliv administrativní vzestup ceny byl pak trestán poklesem tržního podílu ČEZ. Ceny za distribuci, přenos, poskytování systémových služeb a služby operátora trhu jsou a zůstanou regulovány. Jeden konglomerát firem pod vedením ČEZ ovládne regulátora (tj. Energetický regulační úřad) mnohem lépe a účinněji než několik navzájem si konkurujících firem. Dokázal to již např. na úrovni MPO, kde dnes svůj vliv už ani neskrývá.

ČEZ a jeho žáci

Příznačnou epizodou v tomto ohledu byl seminář Liberálního institutu „Konkurenční struktura české elektroenergetiky“ ze dne 19. září 2002. Jedním z hlavních řečníků byl i ministr průmyslu a obchodu Jiří Rusnok. Nejprve se omluvil za to, že vlastně elektroenergetice nerozumí a že je v ní pouhým žákem. Pak sdělil, že za každou cenu prosadí integraci ČEZ a REASů podle plánu svého předchůdce Grégra, a vše doprovodil několika slidy, z nichž především jeden stojí za bližší pozornost. Jednalo se o obrázek, kde je zobrazena podoba trhu s elektřinou v okolních zemích. Na tom by nebylo nic zvláštního, kdyby se nejednalo o obrázek vytvořený ČEZem pro potřeby jeho prezentací a mimo jiné jej lze nalézt na www.cez.cz/cze/tisk/graf – jedná se o graf 6. týdne z 4. února 2002. Je jasné, kdo je tedy učitelem žáka Rusnoka.

Obrázek 22: Obrázek používaný „žákem Rusnokem“

Podoba trhu s elektřinou v sousedních zemích



Jak je vidět, ČEZ, který svůj vliv na MPO po celá 90. léta obratně skrýval, již ho dnes vůbec nezastírá. Uplatňuje se tak v naprosté dokonalosti teorie ovládnutého strážce. Místo toho, aby MPO sloužilo České republice a tím tedy především zákazníkům, slouží dnes bez skrupulí ČEZu.

Za současného regulačního rámce a s ohledem na postupné otevírání trhu, tj. na možnost vybrat si svého dodavatele, pak v případě existence jediného vertikálně integrovaného subjektu na daném trhu hrozí zásadní nebezpečí přelévání nákladů mezi jednotlivými stupni tak, aby se na úrovni jediné neregulované ceny, tj. ceny za silovou elektřinu, dalo konkurovat pouze velmi obtížně – ať už ze zahraničí, od domácích nezávislých výrobců, nebo ze strany zbylých samostatných REASů. Další nepříjemností je to, že mezi REASy, kde by ČEZ získal majoritu, jsou dva nejagresivnější s ohledem na tržní chování – SME a ZČE. Jejich eliminací by český trh přišel o dvě „štiky“, alespoň na nějakou dobu. Integrací by se sice nestala žádná velká tragédie, ale byla by velká škoda zadusit rozvíjející se trh a odložit o několik let jeho rozvoj.

Ocenění doc. Matičky

Přes pochybnou validitu argumentů ČEZ, přes všechna nebezpečí, která integrace může vyvolat, vláda nakonec integraci ČEZ s REASy schválila svými usneseními z 11. 3., 6. 5. a 12. 6. 2002. Ocenění dvoutřetinového podílu ČEZ v ČEPS a ocenění podílu FNM v REA-Sech bylo svěřeno „soudnímu znalci oblasti strojích zařízení“ přednášejícímu na ČVUT na penzi doc. Robertu Matičkovi, který je vyhotovil v rekordně krátké době tří týdnů (to přesto, že zhotovení ocenění v tak krátké době bylo některými renomovanými společnostmi odmítnuto jako nerealistické).

Vláda také rozhodla o prodeji majoritních podílů v pěti REASech (STE, SČE, VČE, ZČE a SME) a blokačních minorit ve třech REASech, kde stát již nemá majoritu (JČE, JME a PRE), ČEZu za více než královských podmínek. ČEZ má vládě zaplatit dvoutřetinovým podílem v ČEPS a pěti neúročenými splátkami, z nichž první o velikosti 1,5 mld. Kč dodá do 30 dnů od provedení transakce a další čtyři splátky o velikosti zhruba 3,8 mld. Kč v letech 2003 až 2006.

Ocenění jednotlivých podílů provedené doc. Matičkou bylo následující:

Tabulka 6: „Matičkovu ocenění“

Společnost	Podíl pro ČEZ	Cena podílu (mld. Kč)	Cena na akcii (Kč)
PRE	34 %	3,820	2904
STE	58,3 %	3,704	1979
VČE	49,62 %	3,861	3052
SČE	48,05 %	4,409	2817
ZČE	48,28 %	4,792	6181
JČE	34 %	1,387	2129
JME	33,4 %	3,770	3196
SME	48,66 %	6,198	3739

Cenu 51% podílu v ČEPS doc. Matička stanovil na 11,621 mld. Kč, resp. cenu 66% podílu na 15,038 mld. Kč.

Méně známou součástí celé transakce je i to, že část akcií bude použita pro účely důchodového pojištění, a to v následující struktuře:

Tabulka 7: Převody akcií na MPSV během plánovaného akciového swapu

Společnost	Podíl pro MPSV ⁷²	Cena podílu (mld. Kč)
ČEPS	15 %	3,418
PRE	14,19 %	1,595
JČE	14,05 %	0,573
JME	13,26 %	1,484

Na provedené ocenění je nutné se podívat z několika hledisek. Zaprvé, skutečná cena pro ČEZ je nižší než 31,9 miliard, a to díky neúročení splátek. Současná hodnota splátek plánovaných na roky 2003 až 2006 závisí na ceně peněz pro ČEZ. Kdybychom předpokládali cenu peněz pro ČEZ 5 %, pak současná hodnota splátek v letech 2003 až 2006 činí nikoliv 15,4 mld. Kč, ale pouze 13,3 mld. Kč. Docela pěkná sleva, že? V případě vyšší ceny peněz bude sleva ještě větší.

Druhou skutečností, která stojí za povšimnutí, je způsob a rychlost, jak došlo k ocenění. Spíše úsměvná představa tehdejšího ministra financí Rusnoka (dnes ministra průmyslu a obchodu alias podle jeho vlastních slov žáka ČEZ), že podíly v ČEPS a v REASech, které jsou předmětem akciového swapu mezi vládou a ČEZ, ocení soudní znalec, byla šokujícím způsobem naprosto beze zbytku realizována. Vybraný soudní znalec docent Robert Matička z ČVUT byl schopen plně „ocení“ všechny podíly v REASech a v ČEPS v rekordně krátkém čase tří týdnů. Docent Matička možná může kvalitně vyučovat na ČVUT, ale je nepravděpodobné, že by vlastnil veškeré především právní a ekonomické znalosti, které jsou k takové-

⁷² MPVS = Ministerstvo práce a sociálních věcí

mu ocenění zapotřebí (ocenění takového rozsahu připravují za normálních okolností týmy specialistů několik týdnů či měsíců). Pokud by to dokázal, pak je s podivem, že stále dělá soudního znalce v ČR místo toho, aby vydělával miliony dolarů na Wall Streetu nebo v konzultačních společnostech.

Za třetí je zajímavé porovnat tuto „úřední“ cenu s částkou, kterou si sama vláda představovala ještě na počátku roku 2002 jako adekvátní za celou českou elektroenergetiku při zpacované privatizaci. Minimální cenu vláda ex post stanovila na 200 mld. Kč. Tzn. pokud by chtěla být konzistentní se současným „úředním“ oceněním, pak cena ČEZ včetně ČEPS by měla být podle vlády minimálně 165 mld. Kč. a bez ČEPS pak minimálně 142 mld. Kč. To je za soubor elektráren a příslušných závazků ČEZ cena značně přemrštěná.

Dalším zajímavým porovnáním je cena, kterou platila Konsolidační banka za rozhodující dvě procenta ZČE, když se o ně na podzim 2001 přetahovala s E.On. Ten za zhruba 31 tisíc akcií nabídl 720 milionů Kč, což činí zhruba 22 670 Kč na akcii. Nakonec akcie získala státní KoB, přestože nabídla o něco méně (!) – 711 milionů neboli 22 390 Kč za akcii. Dnes se tyto akcie prodávají ČEZu za cenu 6181 Kč za akcii – skutečně „dobrý obchod“.

Posledním porovnáním, které se přímo nabízí, je srovnání s cenami dosaženými při prodeji minoritních podílů (49 %) ve třech distribučních společnostech na Slovensku ve stejné době, kdy ocenění prováděl doc. Matička. Podíly v tamějších třech distribučních společnostech byly v soutěži prodány RWE (Východoslovenská energetika), E.Onu (Západoslovenská energetika) a EdF (Stredoslovenská energetika). Slovenský trh je zhruba poloviční ve srovnání s českým, potenciál růstu je mnohem menší než v Čechách, slovenské distribuční společnosti jsou na rozdíl od českých značně podinvestované, nabízeny byly pouze minoritní podíly a přesto suma, kterou zaplatily zmíněné firmy, se přibližuje 20 mld. Kč, což jsou dvě třetiny částky, kterou měl zaplatit za REASy ČEZ. Již z tohoto srovnání číší značný nepoměr.

Transakce měla být po vládním rozhodnutí schválena mimořádnou valnou hromadou ČEZ (20. 5. 2002), která byla svolána k tomuto účelu pár týdnů před řádnou valnou hromadou! Neočekával se žádný zádrhel, neboť FNM v čele se Zdeňkou Němcovou byl do té doby pilným vykonavatelem rozhodnutí MPO a vlády. K velkému šoku všech zúčastněných však FNM z formálních důvodů transakci na valné hromadě zamítl. Skutečným důvodem však byl pravděpodobně strach vedení FNM, neboť vedení FNM je na rozdíl od vlády za jím prováděné transakce trestně odpovědné a nevýhodnost akciového swapu pro FNM, resp. stát vysloveně bije do očí.

Rozhodnutí vzepřít se MPO a vládě stálo JUDr. Zdeňku Němcovou místo ve vedení FNM. Místo ní byl do čela FNM ustanoven ing. Vladislav Raška z ODS (!! – neboli poslední záchvív opoziční smlouvy) a tak řádná valná hromada (14. 6. 2002) pod přímým dohledem ministrů Grégra a Rusnoka nakonec transakci schválila. Ovšem vynutila si podmínku – nové ocenění podílů v ČEPS, které však bude provedeno až po ukončení celé transakce. Toto nové ocenění však nic neřeší, neboť pokud bude dobře provedeno, pak spíše cenu ČEPS zvýší a tím pádem transakci z pohledu ČEZ ještě zvýhodní. Trik celé transakce je v tom, že naprosto pochybné je ocenění REASů – je příliš nízké. Jelikož se ale jedná papírově o privatizační rozhodnutí vlády, nebude se přeceňovat, protože váda může rozhodnout jakkoliv (ze zákona). Aby bylo toto nízké ocenění při akciovém swapu vyrovnáno, musela by být cena ČEPS stanovena také velmi nízko. To ale žádná renomovaná společnost (tzv. z „Velké čtyřky“) nepodepíše. Přeceněním ČEPS dojde pouze ke kosmetickým změnám celkové transakce, nikoliv ke změně její podstaty.

Dne 28. 6. 2002 podepsal ČEZ a FNM smlouvu o nákupu státních podílů v REASech a zároveň ČEZ podepsal smlouvu se státní společností Osinek o prodeji 51% podílu ČEPS. Smlouva o prodeji 15 % akcií ČEPS mezi ČEZ a MPSV byla podepsána 19. srpna 2002.

Jediným, kdo nyní může tuto transakci podstatněji modifikovat, je už pouze ÚOHS, o jehož nezávislosti je ale možné celkem úspěšně pochybovat. Především také proto, že ČEZ svoji lobbystickou práci zvládá velmi dobře nejenom v Praze, ale i v Brně. Navíc vláda vzešlá z voleb pozici ČEZ jako hybatele MPO ještě umocnila, jak jsme již dokumentovali. Nicméně na úplný konec celkové transakce si však zatím musíme počkat především kvůli rozhodování ÚOHS.

Jaký je možný vývoj? ÚOHS může rozhodnout několika způsoby:

- Může transakci bez výhrad schválit, což je poměrně nepravděpodobný postup s ohledem na ambice úředníků ÚOHS stát se jednou „evropskými úředníky“;
- Může transakci schválit a žádat odprodej zbytku (tj. jedné třetiny) ČEPS, což by transakci pro ČEZ ještě finančně zvýhodnilo a ukázalo její absurditu ještě jasněji;
- Může transakci schválit a žádat odprodej minoritních podílů v JME, JČE nebo PRE, což by znamenalo totéž;
- Může transakci schválit a žádat odprodej některých REASů, kde by měl ČEZ získat majoritu – nabízely by se především ZČE nebo SME – ale opět by to znamenalo totéž;
- Může transakci schválit a předchozí podmínky zkombinovat;
- Nejpravděpodobnějším výsledkem však bude rozhodnutí, které bude sledovat linii nastavenou již rozhodnutím o spojení RWE s Transgasem a REGASy (viz dále) – ÚOHS transakci schválí a podmínkami, které stanoví, bude zákaz ovlivňování obchodních rozhodnutí ve společnostech, kde ČEZ bude mít minoritní podíl – tj. v ČEPS, JČE, JME a PRE.

V každém případě se během dokončení transakce, jak byla navržena (nebo v její omezené podobě), vládě podařilo věnovat minoritním akcionářům do rukou několik mld. Kč navíc z veřejného majetku. Je dobré mít toto na paměti, až vláda opět bude volat po vyšších daních a nedostatku zdrojů. Vláda však rozhoduje podle Ústavy ve sboru a není za své rozhodnutí jinak než politicky odpovědná. Ovšem tato odpovědnost nebyla voliči ve volbách vyvozena.

Rozhodnutí ÚOHS...

V polovině prosince 2002 nakonec po téměř pětíměsíčním rozhodování ÚOHS oznámil, že vládou navrženou transakci akciového swapu ČEZ-FNM-Osinec schvaluje. Ovšem přidal k souhlasnému stanovisku tři podmínky, které nejprve nezveřejnil. Nicméně neuvěřitelně emocionální a doslova navztekaná tisková zpráva, kterou ještě v den doručení rozhodnutí vydal ČEZ, dávala tušit, že podmínky jsou pro něj tvrdé a nepříjemné. A to se nakonec potvrdilo. Tři podmínky, které tak rozzlobily ČEZ, musejí být naplněny do roka od právní moci rozhodnutí. V podstatě se jedná o kombinaci druhé, třetí a částečně čtvrté možnosti rozhodnutí, které jsme uvedli výše. ČEZ musí prodat své podíly ve třech distributorech, v nichž mu celá fúze zaručovala jen menšinový podíl (Pražská, Jihočeská a Jihomoravská energetika). Dále prodá státu svých 34 % ve firmě ČEPS, která spravuje přenosovou soustavu. Nejtvrdší podmínka pak zní, že se musí zbavit i jednoho z pěti distributorů, v nichž získává většinový podíl. Tím bude ČEZ zbaven vlivu na zhruba polovinu trhu. Proti rozhodnutí měl právo ČEZ podat do 15 dnů rozklad k předsedovi antimonopolního úřadu, což také učinil. O rozkladu není sice zatím rozhodnuto, ale těžko očekávat jiný než potvrzující verdikt – to by se ÚOHS zesměšnil přede všemi.

ČEZ si stěžuje, že verdikt je v diametrálním rozporu s půl roku starým rozhodnutím o fúzi Transgasu s distributory plynu, kterou úřad schválil s mnohem mírnějšími podmínkami (viz podrobně dále). Odhlédneme-li od rozčileného tónu tiskové zprávy (její autor zřejmě rozčilením zlámal nejednu tužku), je to trefná námitka. Jak si rozpor vysvětlit?

Na prvním místě je třeba uvést důvod, jež antimonopolní úřad bezpochyby bude popírat: politická situace se za poslední půlrok výrazně změnila. Zmizel hlavní zastánce vzniku SuperČEZ – bývalý ministr průmyslu Miroslav Grégr. Jeho neformální vliv je postupně umenšován i tím, že jeho megalomanské plány postupně jeden po druhém zkrachovaly, ať

už šlo o nákup stíhaček či privatizaci ČEZ a Unipetrolu.) Z úzkého poradního sboru koaličních ekonomů, přezdívaného někdy G6, prosazuje dnes celý plán už jen Grégrův nástupce Jiří Rusnok (viz výše). Dále je třeba připomenout, že antimonopolní úřad už v roce 2001 na podzim před tehdy připravovanou privatizací energetiky jako celku avizoval v předběžném vyjádření, že spojení ČEZ, distributorů a ČEPS v zamýšlené podobě neschválí – už jen proto si musel zachovat tvář.

Z pohledu antimonopolního úřadu existuje navíc mezi elektřinou a zemním plynem rozdíl. Plyn lze při vytápění nahradit, například tuhými palivy, jinými plyny (třeba propan-butanem), biomasou nebo třeba právě elektřinou. Při posuzování dominantního postavení proto úřad vychází z toho, že plynárenská firma může mít účinnou konkurenci třeba právě v dodavatelích elektřiny. Naproti tomu elektřinu v plném rozsahu nahradit neumíme, počítáče na plyn nefungují.

Pro liberálního ekonomu jsou podobné argumenty těžko akceptovatelné, ale je nutné vzít v úvahu ještě jednu skutečnost. Antimonopolní úřady zpravidla rozhodují o fúzích, které jsou výsledkem tržní činnosti a probíhají za tržní ceny. V tomto případě tomu tak nebylo – spojovaly se subjekty ovládané státem, a to za cenu odlišnou od tržní. Má-li mít antimonopolní úřad nějakou úlohu, pak právě tuto – kontrolovat zásahy vlády do ekonomiky. Je dobře, že v možná nejdůležitějším rozhodnutí, před kterým kdy tuzemský úřad stál, rozhodl celkem rozumně, byť asi nejlepším rozhodnutím by bylo zrušit celou transakci úplně.

ČEZ si nakonec příliš stěžovat nemusí. Získal čtyři distributory a může si vybrat, který bude tím pátým, jehož se zbaví, a částečně tak ovlivní budoucí podobu trhu. ČEZ sice nezískal vše, ale získal toho dost.

Argument ČEZ, že podmínky fúze znehodnotí majetek státu, je směšný – sama vláda jej navrženou fúzí znehodnotila. Při prodeji distribučních společností se ukáže, jaká je skutečná tržní cena, o kolik přijde státní rozpočet tím, že místo něj prodává distributory ČEZ. Ten je totiž z jedné třetiny vlastněn soukromými investory, takže výnosy z prodeje půjdou do státní kasy jenom zčásti.

Jak tedy celý verdikt hodnotit? V pomyslném utkání mezi ČEZ a ostatními subjekty na elektroenergetickém trhu je to remíza, ale asi taková, jako kdyby ČEZ vedl pět minut před koncem utkání 4:0 a zápas skončil 4:4. Právě proto šéfové ČEZ celý verdikt emocionálně nezvládli, příliš dlouho si byli jisti vítězstvím a nečekali žádné problémy.

...a jeho zdůvodnění

Jedno je ale nutné připustit – jestliže některý státní úřad (v tomto případě ÚOHS) někdy rozumně rozhodne, ještě to bohužel vůbec nemusí znamenat, že to i rozumně zdůvodní. Kompletní zdůvodnění rozhodnutí není radostné čtení.

Z písemného třístránkového rozhodnutí a třicetistránkového odůvodnění zaprvé vyplývají některá zajímavá upřesnění. Například že ČEZ může jeden většinový a tři menšinové podíly prodat i zpátky státu. Doslova se v něm píše, že ČEZ nesmí akcie distributorů prodat žádnému subjektu, jež ovládá nebo v němž má podíl, ale má si vybrat subjekt, který „prokáže schopnost udržet a rozvíjet činnost příslušné regionální společnosti“. Výslovně se pak připouští, že by to mohl být stát. Verdikt tedy bohužel nemusí nutně vést k plné privatizaci těchto distributorů ani ke zjevení skutečné ceny. (Nechme nyní stranou, jestli stát někdy „prokázal schopnost udržet a rozvíjet činnost“ – distributorů.)

V případě správce přenosové soustavy ČEPS se naopak konkrétní kupec rýsuje velmi jasně. Má to být totiž státem ovládaný subjekt, který nemá žádný podíl ve společnostech působících na elektroenergetickém trhu – s výjimkou přenosu elektřiny. Autoři verdiktu měli nejspíš na mysli budoucí vlastníky většinového podílu v ČEPS, tj. dceřinou společnost Fondu národního majetku Osinek a Ministerstvo práce a sociálních věcí.

Důvody celého verdiktu obsažené na 30-ti stránkách jsou pak klasickou ukázkou uvažování, jaké v posledních dvaceti až třiceti letech předvádějí antimonopolní úřady po celém světě a nyní i u nás. Základním problémem se pro ně stala otázka tzv. relevantního trhu a otázka velikosti tržní síly (neboli schopnosti nějaké firmy ovlivňovat ceny).

Antimonopolní úřad ve verdiktu píše, že při posuzování relevantního trhu uvažoval o čtyřech oblastech: trh výroby elektřiny, trh s distribucí a dodávka elektřiny tzv. oprávněným a chráněným zákazníkům (první skupina si již může vybírat dodavatele elektřiny, druhá — do níž patří třeba všechny domácnosti, zatím nikoli). Už tím ale nastávají logické zmatky. Především oblast distribuce není trh, je to státem regulovaný monopol, na němž může podnikat jen držitel licence. Stejně tak není trhem dodávka tzv. chráněným (na místě by byl spíš výraz „zajatým“) zákazníkům. Těm ze zákona nemůže dodávat nikdo jiný než místně příslušný regionální distributor. Tedy opět zákonný monopol, nikoli trh.

Jednotný trh výroby de facto neexistuje, neboť elektřina se vyrábí pro více trhů, které ale ÚOHS v podstatě ignoruje – domácí trh se silovou elektřinou, trh s podpůrnými službami (ty zajišťují stabilitu soustavy), zahraniční trhy s elektřinou a domácí regulovaný výkup elektřiny. Relevantnějším trhem pro posouzení tržního postavení ČEZ je nikoliv výroba elektřiny jako celek, ale podíl ČEZ na krytí domácí poptávky – tj. jeho podíl na domácím trhu se silovou elektřinou či jeho podíl v povinných výkupu – a pak separátně jeho podíl na dodávkách podpůrných služeb (ty už ale Úřad občas alespoň zmiňuje).

Dále není pravda, že skutečným důvodem toho, že po roce 2001 se jenom REASy a ČEZ zúčastnily konkurenčního boje na trhu dodávek oprávněným zákazníkům pouze kvůli jejich velikosti (spotřeba větší než 40 GWh ročně). Důvodem je především to, že REASy a ČEZ mají dostatečnou flexibilitu spotřeby resp. výroby k tomu, aby mohly reagovat na případnou odchylku spotřeby od smluvních dodávek. A ta je skutečně velkou hrozbou, neboť elektřina dodaná v tzv. odchylce je extrémně drahá. Důvodem omezeného počtu soutěžících není samotná velikost dodávky, ale velikost potenciální odchylky.

Ve výčtu chyb a nepřesností by se dalo pokračovat ještě dlouho (Úřad například pro budoucí fúzi mechanicky sčítá výnosy ČEZ a regionálních distributorů, což je účetní i logický nesmysl), ale za pozornost stojí i to, co Úřad pominul. Nejde přitom o žádnou maličkost, ale o hlavní problém celé fúze. Nejenom, že vládní plán na administrativní propojení ČEZ a distributorů by na čas zadusil nebo alespoň podstatně zpomalil rozvoj trhu v dodávkách elektřiny (těmi se Úřad zabývá poměrně podrobně), ale velký ČEZ by velice snadno ovládl regulační úřad a tím i podmínky pro vstup svých potenciálních konkurentů na trh.

Ať už je však odůvodnění jakékoliv, konkurenti ČEZ zřejmě proti verdiktu protestovat nebudou. Zato ČEZ, jak už jsme několikrát naznačili a jak jednoznačně vyplývá nejenom z odůvodnění, ale i ze zápisů výslechnů jednotlivých svědků, vystupoval při celém řízení i po něm velmi nesmířlivě až arogantně. Odmítl jakékoliv závazky ze své strany a byl pouze ochoten uvažovat o nezvyšování podílů v Jihočeské, Jihomoravské a Pražské energetice a o snížení svého podílu v ČEPS. Špatné odůvodnění rozumného rozhodnutí bohužel dalo firmě velký prostor pro další právní bitvy – rozklad proti špatně odůvodněnému poměrně rozumnému rozhodnutí.

Kromě již zmíněného rozkladu je třeba připomenout, že zápas mezi ČEZ a zbytkem trhu ještě nekončí, ale pokračuje v druhém prodloužení. ÚOHS dál posuzuje, zda velmi nízká cena, za niž ČEZ od státu jeho podíly kupuje, není ve skutečnosti skrytou veřejnou podporou. Kdy úřad rozhodne, není známo.

Možné způsoby pokračování v privatizaci ČEZ

Samozřejmě bez ohledu na to, v jaké podobě bude dokončena transakce mezi ČEZ a státem, vyvstává otázka, jak pokračovat v privatizaci elektroenergetiky a ČEZ. Ať už totiž bude akciový swap mezi vládou resp. FNM schválen, nebo ne, nic to nemění na skutečnosti, že současná koaliční vláda (pokud nepadne) bude rozhodovat o privatizaci elektroenergetiky. V podstatě se bude jednat jeden z mnoha dalších reparátů⁷³. Rozdíl vyplývající z uskutečnění akciového swapu bude jenom v tom, kdo bude inkasovat privatizační výnosy. V případě jeho realizace budou část výnosů inkasovat menšinoví akcionáři ČEZ a v tom lze hledat důvod podpory mnohých analytiků a investičních společností (např. Wood and Company⁷⁴) pro tuto transakci. Vlastník akcií ČEZ s ní musí být nadmíru spokojen.

Možné scénáře následného vývoje se dají rozdělit do dvou velkých skupin:

- Prodej elektroenergetiky jako celku – v podstatě pokus o zopakování minulé nepovedené privatizace;
- Prodej elektroenergetiky po částech – REASy, ČEPS a ČEZ zvlášť.

U samotného ČEZ je také možné uvažovat o prodeji jako celku nebo jeho rozprodeji po částech. Pokud by byl realizován prodej po částech, mohli bychom jít tzv. „anglickou cestou“, kdy by ČEZ (nebo stát) prodal ČEPS soukromým investorům, jaderné elektrárny by byly vyčleněny a prodány zvlášť stejně jako elektrárny vodní. Zbytek ČEZ (tj. tepelné elektrárny) by pak byl rozdělen na několik částí a ty pak prodány soukromým investorům. Vzniklo by tak velice zajímavé prostředí, jehož vývoj by byl i s ohledem na vývoj v českém plynárenství velmi pravděpodobně podobný jako v Anglii 90. let, což je popsáno podrobně v dodatku o vývoji anglického trhu.

Návrh na privatizaci elektroenergetiky⁷⁵

Návrh, který zde budeme předkládat, lze použít, jak již bylo řečeno, bez ohledu na to, zda a v jaké podobě bude dokončen akciový swap mezi ČEZ a státem. Modelově předpokládáme, že transakce proběhne podle původního plánu vlády. (Pokud by se tak nestalo, došlo by pouze k mírným modifikacím.)

Privatizaci elektroenergetického sektoru je nejvhodnější provést v postupných krocích, které by však měly splňovat několik podmínek:

- jít co nejrychleji za sebou;
- být dopředu všem známé a vyhlášené včetně časového harmonogramu (ten musí být zkoordinován s dalšími privatizacemi – viz podrobně dále);
- za jejich provedení by měli konkrétní lidé nést konkrétní zodpovědnost;
- musí být jasná podoba celého reformního návrhu a ta má být obsahem stručné energetické politiky, pokud takový dokument má mít vůbec smysl.

Tyto privatizační kroky by měly být následující:

- Odprodej zbývajících 34 % akcií ČEPS;
- Odprodej podílů v REASech, kde ČEZ nebude mít majoritu – PRE, JČE a JME;
- Odprodej ZČE a SME;
- Odprodej některých uhelných elektráren (Počerady, Ledvice, Tisová a Mělník II a III);

⁷³ O reparátu v oblasti telekomunikací, tj. o prodeji Českého Telecomu viz podrobně studie M. Markoš, D. Štastný, M. Zajíček: *Telekomunikace – nové trhy, staré regulace*, LI, 2002.

⁷⁴ Mimoходом Wood and Comany je s oblibou ČEZem citována, neboť „ocenila“ podíly v REASech na 32,8 mld. Kč a podíl v ČEPS na 13,2 mld. Kč, neboli nápadně blízko hodnotám v ocenění provedeném doc. Matičkou.

⁷⁵ Tento návrh byl oficiálně představen na již jednou zmíněném kolokviu Liberálního institutu „Konkurenční struktura české elektroenergetiky“, které se konalo 19. září 2002 v ČNB za účasti Jana Mládky, Jiřího Rusnoka, Mirka Topolánka a Miroslava Zajíčka (autora této studie).

- Prodej ETE, PVE Dlouhé stráně a VE Hněvkovice a Kořensko;
- Prodej elektráren na Vltavské kaskádě bez Hněvkovic a Kořenska;
- Privatizace zbývajících ČEZ.

Prodej zbývajících akcií ČEPS by mohl proběhnout na kapitálovém trhu. ČEPS by tak byla vlastněna z 51 % Osinkem, což je dceřinná společnost FNM, z 15 % MPSV a z 34 % procent by floatovala na kapitálových trzích. Je otázkou, zda někdy v budoucnu neuvažovat o prodeji zbývajících 51 % buď jednomu investorovi nebo opět na kapitálovém trhu.

Odprodej minoritních podílů v REASech by měl být realizován formou soutěže na minoritní blokační podíly. Bude zajímavé pozorovat, zda blokační minorita je pro majitele majoritních balíků akcií natolik zajímavá, aby o ni soutěžili.

Prodej ZČE a SME je vhodný z toho důvodu, že se jedná o velice aktivní firmy na českém trhu s elektřinou, které si systematicky budují svá obchodní oddělení a vlastně i celou energetickou skupinu. Jejich koupí by se dostal ČEZ nejenom k jejich distribučnímu a dodavatelskému byznysu, ale i k některým dalším výrobcům elektřiny (např. EVI, což je dceřinná společnost SME a bývalá energetika Vítkovice, která dnes působí jako významný nezávislý výrobce).

Odprodejem dvou skupin tepelných elektráren spolu s prodejem Temelína bude dosaženo zlomení dominantního postavení ČEZ na trhu se silovou elektřinou.

Skupina I (Počerady, Ledvice, Tisová) má dohromady instalovaný výkon 1602 MW_e. Skupina dvě (Mělník II a III) má instalovaný výkon 720 MW_e. Temelín s PVE Dlouhé stráně a VE Kořensko a Hněvkovice bude mít instalovaný výkon 2624 MW_e. „Zbytkový“ ČEZ by měl instalovaný výkon 6350 MW_e a byl by stále největším subjektem na trhu výroby elektřiny. S tím, že díky vlastnictví tří REASů by byl i největším subjektem v distribuci. Na českém trhu by však vzniklo několik významných skupin výrobců, kteří by velmi pravděpodobně byli napojeni na mezinárodní firmy (některé by pravděpodobně byly zkonsolidovány i se současnými IPPs a výhledově i s REASy). Dominance ČEZ by byla mnohem menší než doposud, byl by odštěpen od elektráren poskytujících převážně systémové služby. Navíc jeho integrace se třemi distribučními společnostmi (VČE, SČE a STE) by mu dávala přesně to, co požaduje: přístup k dodávkám, tj. na retailový trh.

Prodej Temelína by měl sloužit dvěma účelům:

- zaprvé by v ČR vznikly dva subjekty s velkou kapacitou výkonu pro základní zatížení – vlastník Temelína a zbytkový ČEZ;
- za druhé by došlo k definitivnímu vyčištění účetnictví ČEZ a skončily by nekonečné diskuse o tom, kolik Temelín stojí, bude stát a kolik nákladů na něj je stranded (neboli uvízlých) a kdo to zaplatí, či zaplatil. Temelín je konečně před dokončením a cena za něj zaplacená by ukázala, jaká je jeho skutečná tržní hodnota. Ten, kdo by nesl případnou ztrátu, by byli pouze akcionáři ČEZ a nikdo jiný. PVE Dlouhé stráně by měla být s Temelínem prodána spíše z technických důvodů, nicméně ekonomický efekt vyčištění účetnictví je stejný jako u Temelína.

Zajímavou úlohu by měla sehrát privatizace elektráren na Vltavské kaskádě (kromě Hněvkovic a Kořenska). Příslušné elektrárny jsou převážně akumulární (průtokové jsou pouze dvě – Lipno II a Štěchovice) a jsou v největší míře využívány na poskytování podpůrných služeb. ČEZ neustále tvrdí, že podpůrné služby poskytovat nechce, protože prý nejsou dobře honorovány, tak mu vlastně ani nemusí vadit, že přijde o zdroje, které nemohou dělat nic jiného, než poskytovat regulační výkon. Právě vyvázání elektráren ve Vltavské kaskádě z ČEZ by mělo být jedním z pomocných kroků při reformě trhu s podpůrnými službami.

Po takto provedených divesticích by měla proběhnout privatizace samotného „zbytkového“ ČEZ, který by stále ještě byl velmi zajímavou společností⁷⁶.

⁷⁶ Samozřejmě zajímavou variantou by byl i celkový rozprodej aktiv ČEZ a vlastně replikace scénáře, který navrhujeme pro Unipetrol. I to je samozřejmě možnost.

Tabulka 8: Navrhované rozdělení ČEZ

Elektrárny ČEZ	Instalovaný výkon (MWe)	Prodávané skupiny	Instalovaný výkon jednotlivých skupin (MWe)
EDU	1 760	„Zbytkový ČEZ“	6 350
ETU 2	800		
EPRU 1	440		
EPRU 2	1 050		
ECHVA	800		
EDĚ	800		
TDK	18,3		
TNA	17		
EPO 2	110		
EHO	105		
Dalešice	450		
EPOČ	1 000		
ETI 2	100		
ETI 1	172		
ELE 2	330		
EMĚ 3	500	Skupina „Mělník“	720
EMĚ 2	220		
Vltavská kaskáda bez Hněvkovic a Kořenska	760	Skupina „Temelín“	2 624
ETE	1 962		
Celkem	12 056		12 056

Tržní proces je velice dynamický a není vyloučeno, že by se některé části české elektroenergetiky mohly opět zkonsolidovat, ale jak ukazuje příklad Velké Británie, není nutné se obávat žádné samovolné monopolizace odvětví. I kdyby postupně vznikl nějaký dominantní subjekt na trhu, pak by se jednalo o výsledek tržního procesu, který nemůže být nahrazen státní konsolidací odvětví.

Další varianty

Vedle prodeje vcelku a představeného „atomizovaného řešení“ je možné si představit ještě jiný scénář – něco mezi oběma variantami. Tj. prodej výše vyjmenovaných výrobních aktiv jednomu investorovi. S těmito výrobními aktivy lze prodat i podíl v SME. Zbývající aktiva – tj. minoritní podíly v JČE, JME a PRE plus majoritní podíl v ZČE by bylo vhodné prodat ve veřejných soutěžích. Vytvořily by se tak dvě silné integrované skupiny na našem trhu a zároveň by existovali IPPs a samostatné REASy.

Privatizace českého plynárenství

V této souvislosti je nutné pro úplnost popsat privatizaci českého plynárenství, která proběhla souběžně s oběma výše popsány neúspěšnými (spíše však skandálními) pokusy a jako jediná byla úspěšná, ba dokonce více, než se kdokoliv odvážil doufat. Jednalo se o prodej

97 % Transgasu a podílů v plynárenských distribučních společnostech, z nichž bylo 6 majoritních.

Na rozdíl od Unipetrolu nebo elektroenergetických firem se od počátku jevila privatizace plynárenství jako jednodušší úkol.

Ještě do 2. května 2001, kdy se přeměnil na 100% státní akciovou společnost, byl Transgas státním podnikem. Narozdíl od ČEZ nebo Unipetrolu tudíž stát nemusel brát ohledy na minoritní akcionáře — žádní neexistovali. Z osmi regionálních distribučních společností stát spolu s Transgaselem ovládal šest. Jedinými dvěma, které z této skupiny vypadly, jsou Jihočeská plynárenská (nejmenší ze všech distribučních společností a ovládaná E.Onem) a Pražská plynárenská, kde má hlavní slovo město Praha prostřednictvím svojí společnosti Pražská plynárenská holding a. s. Nabyvatel měl být zavázán, aby získané podíly po dobu pěti let neprodával.

V plynárenství je navíc deregulace na čas umrtvena, protože podle zatím platného zákona si budou moci svého dodavatele vybrat pouze největší zákazníci (s roční spotřebou nad 15 miliard metrů krychlových), a to až od 1. 1. 2005. Od 10. 8. 2008 si budou moci vybrat svého dodavatele zákazníci se spotřebou vyšší než 5 mil. m³/rok. Od 1. 1. 2003 se tedy – na rozdíl od elektroenergetiky – v oboru nic nezměnilo. Nicméně vzhledem k přípravě nové směrnice Evropské unie o deregulaci energetických trhů je tento stav dlouhodobě neudržitelný – viz kapitola 2.

Co nebylo poměrně dlouhou dobu jisté, byla velikost privatizovaného podílu v Transgasu. Díry ve státní pokladně ale nakonec vládu donutily nabídnout v privatizaci 97 procent akcií. Zbylá 3 procenta si stát nakonec ponechal – mají mu umožnit svolat valnou hromadu společnosti. K jakému účelu není prozatím jasné.

Kdo se o plynárenský balík ucházel? Zájem projevilo šest společností nebo jejich skupin. Za největšího favorita bylo pokládáno konsorcium RWE Gas/Wintershall. Skupina RWE se zabývá nejen plynárenstvím a elektroenergetikou, ale i vodním a odpadovým hospodářstvím. V českých distribučních firmách už v té době držela majetkové podíly (například Pražská plynárenská a. s.). Wintershall ze skupiny BASF je jakousi obdobou Ruhrgasu a vlastně „na truc“ jemu i vznikl. Vlastní síť tranzitních plynovodů po celé SRN, s Transgaselem ho pojí několik smluv (tranzitní kontrakty či třeba kontrakt na využívání zásobníku Rehden). V Čechách má významné majetkové účasti v Středočeské a Severočeské plynárenské. Wintershall má poměrně úzké vztahy s ruským Gazpromem, založily spolu dvě obchodní společnosti – Wingas a Wintershall Erdgas Handelshaus.

Druhým zájemcem byl německý koncern E.On. V českém plynárenství je největším zahraničním investorem, byť jeho náskok před konkurenty není v této branži tak výrazný jako v elektroenergetice. Ovládá Jihočeskou plynárenskou a významné menšinové podíly drží i v Západočeské a Jihomoravské. Jeho strategií bylo a stále ještě je získat v Čechách majetek, který by generoval zisk pro jeho celosvětovou expanzi.

Dalším z favoritů bylo konsorcium SNAM/Ruhrgas/Gaz de France. Gaz de France a italský SNAM představují v plynárenství totéž, co v energetice jejich „státně příslušné protějšky“ – Electricité de France a Enel. Jde o státní firmy a bývalé monopoly (přívlastek „bývalý“ platí spíše pro SNAM než Gaz de France, neboť Francie otevírá trh pouze podle minimálních požadavků dnešní plynárenské směrnice Evropské unie). Ruhrgas je největší německá plynárenská firma. V českých společnostech Ruhrgas přímo či zprostředkovaně drží podíly v Severočeské (prostřednictvím východoněmecké VNG), Středočeské a Východočeské plynárenské. Stejně jako Wintershall má úzké vztahy s Gazpromem, dokonce je jeho největším zahraničním akcionářem. Konsorcium SNAM/Ruhrgas/GdF bylo zároveň největším favoritem v privatizaci 49 % akcií Slovenského plynárenského priemyslu (SPP), kterou nakonec na počátku roku 2002 vyhrálo.

Dalším zájemcem byla česko-ruská společnost Gaz-Invest, za níž stál ruský obr Gazprom, což je největší, nejbohatší a nejneprůhlednější ruská firma. O možných vazbách mezi Gazpromem, Siburem a maďarskými společnostmi MOL a TVK již byla řeč v části věnované Unipetrolu. Vlastní největší ověřená naleziště zemního plynu na světě a je největším dodavatelem zemního plynu do ČR.

Velice zajímavým úkazem byl zájem italské Edison Gas, která je součástí skupiny Edison Group, což je jediná italská plně integrovaná firma jak v oblasti plynárenství, tak elektroenergetiky. Edison Gas je druhým největším dodavatelem plynu v Itálii, vlastní přes 1100 km plynovodů, dva podzemní zásobníky a svým plynem zásobuje i plynové elektrárny, které provozuje. V zahraničí podniká především ve Velké Británii, Pákistánu a Egyptě. V poslední době se v souladu s odvětvovým trendem její akční rádius rozšířil i na ostatní síťová odvětví – vodárenství a telekomunikace.

Pozoruhodný byl také zájem evropské filiálky americké firmy Duke Energy. Samotná domovská společnost sídlí v Charlotte v Severní Karolíně a roční obrat celé skupiny se pohybuje kolem 50 miliard dolarů. Ještě před několika lety to byla klasická elektrárenská a plynárenská distribuční firma na území obou Karolín. S postupnou deregulací trhů v Severní Americe se však chopila své šance a začala stavět nezávislé elektrárny (merchant power plants) doma i v zahraničí. Ve světě se Duke Energy prezentuje především v Latinské Americe a Austrálii, kde vlastní obchodní firmy, elektrárny i plynovody. Její aktivity v Evropě jsou dosud malé. Za zmínku stojí její úspěch v Holandsku, kde koupila největšího nezávislého obchodníka se zemním plynem (nyní Duke Energy Europe Northwest B.V.), a získala asi 6 % tamějšího trhu.

Do užšího výběru neboli na tzv. shortlist doporučila privatizační komise spolu s privatizačním poradcem na rozdíl od petrochemie a elektroenergetiky všechny zájemce, kteří tak dostali přístup do data roomu a možnost podat finální cenovou nabídku.

Těsně před podáním definitivních nabídek došlo mezi zájemci o privatizaci k několika zásadním změnám a v podstatě vykrytalizovaly čtyři velké skupiny zájemců:

- Konsorcium Gaz de France – Ruhrgas – SNAM bylo podporováno Gazpromem (vypadl tak ze hry Gazinvest);
- Dalším vytvořeným konsorciem se stalo spojení E.Onu a americké Duke Energy;
- Posledním velkým zájemcem zůstala RWE Gas, jejíž původní partner Wintershall ze soutěže odstoupil;
- Osamocenou Edison Gas nikdo nebral příliš vážně.

Obecné očekávání bylo takové, že konečným vítězem bude E.On, a to buď sám nebo prostřednictvím firmy Ruhrgas, kterou právě v průběhu roku 2001 postupně ovládl⁷⁷. Průběh vlastního podání nabídky a rozhodování však nakonec rozmetal veškeré předpoklady na kousky. Ještě v průběhu víkendu, kdy mělo dojít k podání nabídek, vystoupila z největšího konsorcia italská společnost SNAM. Až na načasování tohoto kroku ho nelze považovat za příliš překvapivý, neboť překvapením byla spíše účast italského SNAMu na privatizaci společnosti, na které SNAM nemá velký strategický zájem (na rozdíl třeba od privatizace Slovenského plynárenského priemyslu). Edison Gas nabídku nepodala vůbec, což také nelze hodnotit jako překvapení, ze stejného důvodu jako v případě SNAMu.

Nyní již zúžené (po odstoupení SNAMu) německo-rusko-francouzské konsorcium podalo svoji cenovou nabídku s připomínkami ke smlouvě, čímž se ze soutěže efektivně vyřadilo, neboť jakékoliv připomínky nebyly přípustné. Podle neoficiálních informací se nabízená cena pohybovala na úrovni kolem 100 mld. Kč.

⁷⁷ Dokončování transakce především z důvodů souhlasu regulátorů probíhá do současnosti.

Americko-německé spojení E.On-Duke podalo nabídku také s připomínkou (byť jedinou), což rezultovalo vyřazením ze soutěže. Nicméně toto konsorcium mělo poměrně silný trumf – nabídnutou cenu, která byla zhruba o 30 mld. Kč vyšší než v případě nabídky Ruhrgas-GdF. Právě tato cena měla podle představ tohoto konsorcia nakonec rozhodnout v jeho prospěch.

Jediným, kdo splnil veškeré podmínky, byla RWE Gas – tj. neměla žádné připomínky ke kupním smlouvám. Proto jako jediná postoupila do závěrečné fáze, tj. do fáze otevírání nabídek. A při otevření obálky s cenou, kterou RWE za Transgas a spol. nabídla, došlo k obrovskému překvapení – vyhodnocovací komise uviděla cifru 4,1 mld. Euro, což tehdy znamenalo 133 mld. Kč. S přehledem nejvíce ze všech zájemců. Vláda pak již měla jednoduchou úlohu – oficiálně „přiklepnout“ české plynárenství RWE Gas, společnosti, které mnoho lidí v soutěži příliš nevěřilo a která do té doby ve velkém plynárenství v podstatě nic neznamenala. Právě koupí Transgasu se však do první evropské plynárenské ligy posunula.

K podpisu kupní smlouvy došlo za všeobecné spokojenosti 29. 1. 2002. K převodu akcií ze státu na RWE mělo dojít po splnění několika odkládacích podmínek – po udělení souhlasu s koupí ze strany antimonopolních úřadů (českého a německého) a po zaplacení kupní ceny ze strany RWE Gas.

Nový majitel českého plynárenství

Samotná RWE vznikla v roce 1898 pod tehdy ještě nezkráceným názvem Rheinisch-Westfallisches Elektrizitätswerk AG (Elektrické závody Porýní a Vestfálska). Po většinu své historie byla tím, čemu se říká „klasický německý podnik“: jejími rozhodujícími akcionáři byla tamní města v čele s Essenem a Düsseldorfem a šíře jejího záběru zahrnovala téměř všechny průmyslové obory.

Radikální změnu přinesl rok 1998, kdy se výrazně začala měnit vlastnická struktura RWE. Městské akcie se speciálními právy byly zrušeny a postupně odkoupeny a začalo se prosazovat na německé poměry nové pravidlo „jedna akcie – jeden hlas“. V souvislosti s otevíráním elektroenergetického trhu se RWE musela uchýlit na konkurenční boj, zúžila proto svůj záběr jen na několik hlavních oborů: elektroenergetiku, plynárenství, vodárenství a kanalizace, teplárenství a služby související s ochranou životního prostředí (sklárky, spalovny apod.). Naopak se programově začala zbavovat všeho ostatního, kupříkladu telekomunikačních firem. Dnes to při poklesu akcií v tomto oboru vypadá jako náramně prozíravý tah, ze strany RWE se však tehdy jednalo spíše o náhodu: telekomunikace prostě nikdy nepatřily do portfolia stadtwerke, neboli veřejných služeb zajišťovaných na komunální úrovni⁷⁸.

Jelikož liberalizace německého trhu přinesla značný pokles cen elektřiny, i laika musela okamžitě napadnout otázka: jak to, že dokázala RWE za Transgas nabídnout a nakonec i zaplatit 133 miliard?

Hlavní zdroje jsou dva. Navzdory snížení cen na elektroenergetickém velkoobchodním trhu je energetický byznys stále spolehlivým generátorem peněz (provozní zisk z výroby a prodeje elektřiny činí pro RWE kolem dvou miliard Euro ročně; díky snižování nákladů a růstu cen elektřiny se neustále zvyšuje). Druhým významným zdrojem je již zmíněný prodej přebytečných aktivit a majetku: pevné linky v majetku telekomunikační společnosti o.tel.o (dcerka RWE a E.On) odkoupil za 1,1 miliardy Euro koncern Mannesman (dnes vlastněný anglickým Vodafone), kabelovou televizi TeleColumbus za 750 milionů Euro převzala Deutsche Bank, mobilního operátora E-plus koupil France Telecom za 7,4 mld. Euro, vý-

⁷⁸ O problematice poklesu cen akcií telekomunikačních firem viz podrobně M. Markoš, D. Štátný, M. Zajíček: *Telekomunikace – nové trhy, staré regulace*, LI, 2002.

chodoněmecký elektrárenský podnik VEAG včetně hnědouhelných dolů Laubag získal za 1,9 miliard Euro švédský Vattenfall, chemickou společnost CONDEA předala jihoafrickému koncernu Sasol za 1,3 mld. Euro atd.

Vedle těchto spolehlivých a levných vnitřních zdrojů provedla RWE loni velmi úspěšnou emisi dluhopisů ve výši 3,5 mld. Euro.

Velké skupiny jako RWE nebo třeba E.On dnes mají relativní dostatek levných a přebytečných peněz. Jejich tradiční byznys jim dál nese zisky a díky přebytku kapacit na všech evropských energetických trzích ani nemusejí příliš investovat do rozšiřování kapacit (naopak kapacity snižují). Takto uvolněné zdroje je zapotřebí někam umístit — buď vyplatit akcionářům, nebo expandovat (zmíněné firmy kombinují obojí).

Kdybychom měli ocenit monopolní postavení Transgasu na domácím trhu, jeho zisky a finanční toky, dostaneme se zhruba k sumě kolem 100 miliard (záleží na úrokových sazbách neboli ceně kapitálu). Tuto sumu zhruba nabídly klasické plynárenské společnosti GdF-Ruhrgas. Vše, co je nad touto sumou, je nutné najít na straně RWE. Klíčem k pochopení vysokých cen při převzetí podniků je nové využití stávajících aktiv (což je význam moderního slova „synergie“ – samozřejmě platí i to, že nabyvatelé mohou synergie přecenit a pak nabídnutá cena by byla za kupovaný podnik neadekvátní⁷⁹). RWE se díky koupi Transgasu dostalo do mnohem silnější pozice na evropském plynárenském trhu, neboť převážná většina jeho dosavadních plynárenských aktiv byla v oblasti distribuce, a nikoliv transportu. Už jenom prostý fakt, že RWE kontroluje tranzit značné části dodávek zemního plynu do západní Evropy, posiluje výrazně její pozici vůči jejím dodavatelům zemního plynu (ať už pro distribuci nebo pro plynové elektrárny). Čím bude konkrétně vyjádřena tato silnější pozice, ví pouze RWE. Sama RWE tvrdí, že díky úsporám ze spojení s Transgasem (především ovládnutí tranzitu a z úspor při řízení) se jí do osmi let vrátí asi pětina kupní ceny, což je kolem 25 miliard (opět záleží na ceně kapitálu). Pokud tedy sečteme cenu Transgasu a úspory na straně RWE, pak dostaneme zhruba nabídnutou cenu. RWE na Transgasu zřejmě velmi záleželo, že byla ochotna přistoupit i na všechna vládní omezení. Díky tomuto náhodnému souběhu okolností (velký zájem RWE a E.Onu, dostatek volných peněz na straně zájemců, relativně malé problémy českého plynárenství) se vládě podařilo Transgas a spol. velmi výhodně prodat – přes všechny nesmyslné podmínky a zmatky při soutěži.

Rozhodnutí ÚOHS ve věci spojení RWE-Transgas-REGASy

Po podepsání smlouvy se čekalo na souhlas antimonopolních úřadů. Německý antimonopolní úřad k navržené akvizici neměl žádné námitky (proč by také měl, když do velkého plynárenství v SRN vstoupil nový subjekt – k Ruhrgasu, Wintershallu, VNG a BEB se přidala RWE) a svoje svolení vydal velice brzy.

Na rozdíl od svého německého „kolegy“ český Úřad pro hospodářskou soutěž (ÚOHS) nechal na své rozhodnutí několik měsíců čekat všechny zúčastněné strany. V případě spojení podniků, které musí být schváleno antimonopolním úřadem, musí strany zúčastněné na transakci do sedmi dnů od podepsání smlouvy podat žádost o povolení transakce k ÚOHS. ÚOHS se musí do 30 dnů od zahájení šetření vyjádřit, zda-li transakci povolí nebo zda-li vidí „závažné ohrožení hospodářské soutěže“, které si vyžaduje dalšího zkoumání. Na toto další zkoumání má pak Úřad dalších pět měsíců, během kterých musí vydat rozhodnutí. Toto rozhodnutí může být v zásadě trojího druhu:

- Povolení spojení bez dodatečných podmínek;

⁷⁹ To je právě případ krachu telekomunikačních firem.

- Povolení spojení s dodatečnými podmínkami;
- Nepovolení spojení.

Způsob, jak ÚOHS zjišťuje, zda-li existuje nebo neexistuje nebezpečí pro hospodářskou soutěž, je poměrně zajímavý – především vyžaduje data od spojujících se společností, ale také rozesílá dotazník konkurenčním společnostem (v případě spojení RWE s Transgasem a REGASy se jednalo především o společnosti, které jsou držiteli licencí na distribuci nebo obchod se zemním plynem), ve kterém se dotyčných společností táže, zda-li jim spojení konkurentů vadí. Není příliš velkým překvapením, že v mnoha případech spojení konkurentům vadí. V případě Transgasu a spol. dostal ÚOHS připomínky od devíti společností – především od společností z okolí Moravských naftových dolů a E.Onu. Na základě takovýchto „dat“ se v případě Transgasu ÚOHS vyjádřil v tom smyslu, že vidí závažné ohrožení hospodářské soutěže, které si vyžaduje dalšího hlubšího šetření.

Na počátku května 2002 po poměrně dlouhém řízení vydal ÚOHS svůj souhlas s převzetím Transgasu a REGASů ze strany RWE Gas, ale tento souhlas podmínil třemi podmínkami:

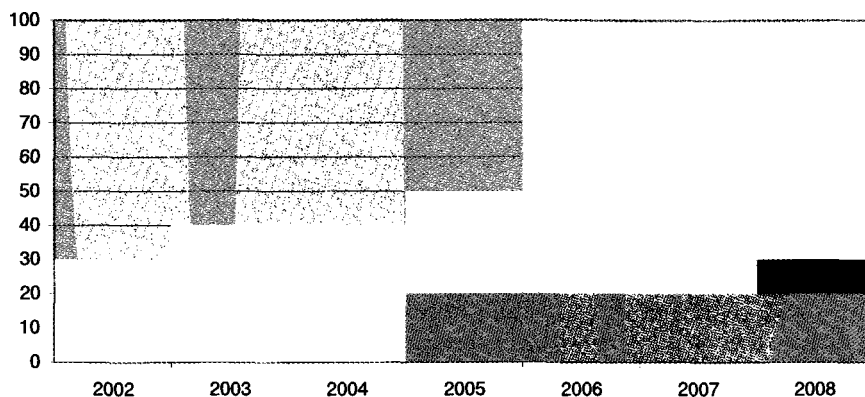
- RWE Gas a jí ovládané společnosti nezískají a ani se nebudou pokoušet získat většinu ve společnosti Moravské naftové doly, kde mají 49 % (podíl JME je 25 % a Transgasu 24 %);
- Stejně tak nebudou ovlivňovat obchodní rozhodnutí MND přesto, že v nich mají vysoký vlastnický podíl;
- RWE Gas nesmí vlastnický vstupovat do elektroenergetických a teplárenských sítí nebo budovat nové, to samé se týká zdrojů, a to po dobu pěti let nebo do privatizace české elektroenergetiky.

Podmínky byly pro RWE podle jejího oficiálního vyjádření přijatelné. Oficiálním zdůvodněním nařízených podmínek bylo to, že pro existenci trhu a jeho správnou regulaci je nutné mít možnost srovnávat náklady – proto se dvě ze tří podmínek týkají jediného zbývajících, byť malého, konkurenta – Moravských naftových dolů, který má pod svou kontrolou dva významné zásobníky plynu. Důvodem stanovení třetí podmínky podle ÚOHS byla především snaha zabránit tomu, aby některý soutěžitel (v tomto případě RWE) mohl nabízet dodávku energií v balíčku (jinými slovy provozovat multiutilitní byznys). Multiutility tedy ÚOHS vnímá jako negativní jev, neboť podle názoru úředníků „mohou soutěžitelé ovládající monopoly v jednotlivých trzích velmi snadno přesouvat náklady z jednoho monopolu do druhého, likvidovat konkurenci“, a pak prý „čerpat výhody z monopolní ceny“.

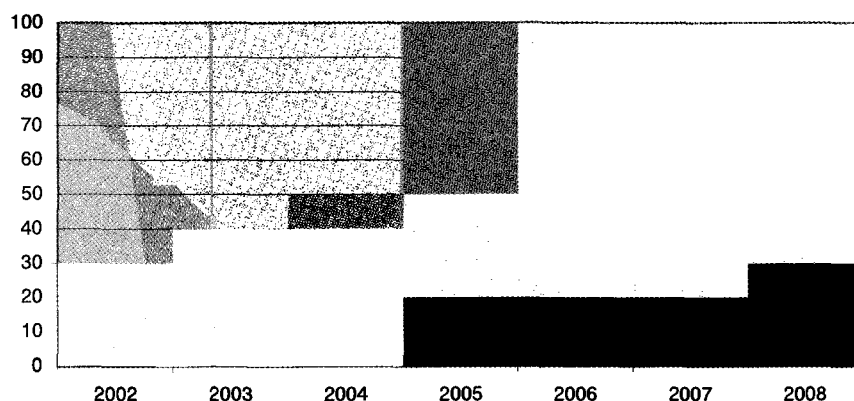
Pokud má však ÚOHS chránit hospodářskou soutěž, pak by si všichni jeho úředníci měli zopakovat ekonomii, než začnou cokoli rozhodovat. V rozhodnutí o spojení RWE Gas a Transgasu a především v jeho odůvodnění jí bylo velmi málo. K argumentům ÚOHS se dá připomenout především následující:

- Ovládnutí Moravských naftových dolů vadilo snad jen jejich majitelům – hlavní kritika zvoleného způsobu privatizace mířila proti tomu, že RWE získá plynárenství v jednom velkém balíku, což konkurenci v rámci dodávek plynu omezí zvláště v tom případě, že náš energetický zákon není příliš konkurenci v plynárenství nakloněn (viz obrázek 22). Tato úprava však není do budoucna udržitelná především v souvislosti s připravovanými novelami směrnic o vytvoření společného trhu s elektřinou a plynem, kde je navrhováno otevření trhu pro všechny nedomácnosti nejpozději od 1. 1. 2004 a pro všechny zákazníky nejpozději od 1. 1. 2005 (viz obrázek 23; viz také kapitola 2).

Obrázek 23: Otevírání plynárenského a elektroenergetického trhu v ČR – současný Energetický zákon



Obrázek 24: Otevírání plynárenského a elektroenergetického trhu v ČR – návrhy Evropské směrnice a současný stav v ČR



- Pokud chtěl ÚOHS zabránit ovládnutí MND a vytvořit alespoň nějakou konkurenci v rámci plynárenství (neboť mimo JČE, která je nejmenším REGASem, maličké Českomoravské plynárenské, což je bývalá Privátní česká plynárenská a má jen několik málo zákazníků⁸⁰, a částečně PRP, kterou ovládá Hlavní město Praha a nechce si nechat do jejího řízení mluvit, neexistuje jiný na RWE nezávislý distributor zemního plynu), tj. konkurenci gas-to-gas, pak mohl Úřad nařídit RWE odprodej JMP. Jedná se o největší plynárenskou distribuční společnost a vlastní 25 % v MND – právě jejím odprodejem by se zabily dvě mouchy jednou ranou. Tento odprodej by však šel proti podmínkám smlouvy naoktrojované vládou – takový krok si však „nezávislý“ ÚOHS asi těžko mohl dovolit. Toto ustanovení však časem samo ztratilo význam, neboť v říjnu 2002 skupina RWE Gas v ČR své podíly v MND prodala jejich většinovým majitelům.
- Stejně tak je iluzorní, že náklady MND mohou sloužit jako referenční údaje pro regulátora.
- Hlavním problémem rozhodnutí, a to i do budoucna, je přístup ÚOHS k multiutilitám – můžeme očekávat, že ÚOHS vyvine velké úsilí pro to, aby zabránil společným účtům a dodávkám jednotlivých energetických médií a aby zabránil kvalitnějším službám

⁸⁰ Současným majitelem Českomoravské plynárenské a. s. je Erdgas Beteiligung Süd, což je dceřiná společnost firmy Gasversorgung Süddeutschland. Původně byla v roce 1995 založena jako Privátní česká plynárenská velmi kontroverzním českým podnikatelem a státním úředníkem Ivanem Noveským.

a rozvoji trhu na základě nikdy neprokázaných teorií o „predátorské cenové taktice“⁸¹. Tato taktika může fungovat pouze a jenom tehdy, kdy jedna společnost má monopol na jednom trhu garantovaný státem – což se skutečně v energetice často děje. Na volném trhu je tato taktika ze své logiky nesmyslná a nikdy nebyla použita úspěšně (patří spíše mezi oblíbené mýty regulátorů a antimonopolních úředníků, aby zdůvodnili svoji existenci) – ten, kdo se o to na volném trhu pokusil, vždy nakonec utrpěl nejvyšší finanční ztráty a musel z trhu odejít⁸². Ale je zajímavé, že státem garantované monopoly, kterých je v plynárenství a elektroenergetice velké množství a které jediné tuto taktiku umožňují, nechávají ÚOHS naprosto klidným.

Naštěstí pro trh je ÚOHS velmi nekonzistentní institucí. A proto na otázku – Musí RWE prodat svůj podíl v STE? – zní odpověď poměrně překvapivě: Nikoliv. Z hlediska ÚOHS podíl nedrží RWE Gas, ale RWE, nýbrž RWE Plus, což je jiná část holdingu RWE. To samé platí i pro společnost Harpen, která je také součástí holdingu. ÚOHS tak popírá sám sebe, protože především třetí podmínka je díky takové interpretaci naprosto zbytečná, neboť se dá lehce obejít. Obchodovat s elektřinou a nabízet ji spolu se zemním plynem konečným zákazníkům na multiutilitním základě (pokud se tak RWE rozhodne) stejně jako stavět elektrárny, elektrická vedení, teplárny či teplárenské sítě může dělat jiná část holdingu a úředníkům na ÚOHS to vadit nebude – a to je pro rozvoj trhu jenom dobře. Zvláště pokud skutečně dojde k integraci ČEZ a REASů. K jeho konkurentům by se tak kromě zbylých tří REASů mohla přiřadit právě RWE, jejíž šance by nebyly rozhodně malé – v podstatě by mohla následovat příkladu britské Centricy, která se díky své síti plynárenských zákazníků (obdobné, jakou má teď v ČR RWE Gas) stala jedním z největších dodavatelů elektřiny na britském trhu (viz dodatek o vývoji anglického trhu). Právě spojení dodávek elektřiny a zemního plynu (případně i tepla anebo dokonce vody), služeb s tím spojených a také společného vyúčtování je pro RWE na našem trhu velkou šancí, neboť přesně to již v Německu (i jinde) dělá. Není důvod se domnívat, že výhody, které z toho pro spotřebitele plynou – tj. vyšší komfort, lepší služby a jednodušší obsluha, jej mohou jakkoliv poškodit. To, že i po případné integraci s REASy se bude muset posílený ČEZ stále bát nějakého silného konkurenta, není vůbec špatnou zprávou. ÚOHS a vláda se sice velmi snažily a stále snaží tomu zabránit a tržní prostředí poškodit či úplně zdeformovat, ale díky jejich nekonzistentnosti se jim to naštěstí úplně nepodařilo.

Návrh na privatizaci dalších společností

Mezi bezproblémové privatizace je možné zařadit takové prodeje státního majetku, které nejsou komplikovány již probíhajícími privatizačními rozhodnutími (např. Unipetrol), není zde historie zpackaných pokusů o privatizaci (např. ČEZ) a kde neexistuje žádná jiná významnější právní nebo jiná překážka.

MERO

Typickým příkladem je společnost MERO, která vlastní ropovody na území ČR. Jedná se o oba ropovody – IKL i Družba. Dovoz ropy není o nic více strategický než dovoz zemního plynu či třeba železné rudy. Ty jsou však dnes plně v soukromých rukou – byť regulovány.

⁸¹ K predátorskému oceňování viz podrobně M. Markoš, D. Štátný, M. Zajčec: *Telekomunikace – nové trhy, staré regulace*, LI, 2002.

⁸² Podrobně viz Miroslav Zajčec: *Vybrané kapitoly z historie de(re)regulace v energetických odvětvích*, Liberální institut Working Paper 01/2002, LI.

Není důvod, proč by dovoz ropy ropovodem nemohl být provozován soukromým subjektem. Nicméně pravda je, že především v oblasti petrochemie vystupuje do popředí podmínka privatizace do rukou subjektu z bezpečných oblastí. To by vyloučilo situaci, kdy by se jako na Slovensku dostaly české ropovody do rukou ruského Jukosu, Lukoilu či podobných firem. Nechtě zde takové subjekty podnikají, ale privatizační akce by jim měly být zapovězeny.

Nicméně není úplně nutné uvažovat pouze o prodeji MERO jako celku. Je možné jej prodat i per partes. Pak by logiku prodeje mělo rozdělení MERO na dvě části – IKL a Družba (té by bylo dobré nechat jméno MERO). Možnosti, jak prodat MERO nebo jeho dvě nástupnické firmy – tj. jakou použít techniku při prodeji – jsou v podstatě dvě: veřejná soutěž nebo prodej na organizovaných trzích doma nebo v zahraničí.

Čepro

Stejně neproblematickou privatizací jako MERO je prodej Čepra, kde je nutné pouze ošetřit smlouvu mezi státem a Čeprem o držení strategických zásob ropných produktů. Veřejná soutěž na prodej 100 % akcií je nejvhodnější metodou, protože o jejich nákup měl v minulosti eminentní zájem Unipetrol, resp. některé jeho části – zvláště ty petrochemické. Pokud byl a je jejich zájem skutečný a vlastnictví Čepra pro ně (tj. pro některé části současného Unipetrolu nebo pro jejich vlastníky) tak výhodné (tj. mohou z vlastnictví Čepra generovat významné synergické efekty), pak zaplatí nejvíce. Pokud ne, pak skutečným zájmem bylo dostat se levně k nějakému cennému aktivu. Z časového hlediska je dobré privatizovat Čepro následně po rozprodeji klíčových aktiv Unipetrolu (tj. 51 % České rafinerské, Chemopetrolu, Kaučuku a Benziny).

Eurotank

Dalším dodatečným důvodem, proč zprivatizovat Čepro, je poslední akvizice Čepra – nákup sítě čerpacích stanic Benzina s. p. Na trhu s benzinem se tak vytvořil velice zajímavý subjekt. Má sice velmi zanedbanou síť čerpacích stanic na nepříliš exkluzivních místech a se značnou ekologickou zátěží, ale právě spojení sítě čerpacích stanic a distribučních kanálů jej činí lákavým cílem pro potenciální nabyvatele.

Pokud by někdo namítal, že při privatizaci Čepra by se mohly strategické rezervy či jejich správa dostat do zahraničních rukou, pak první protinámitkou by bylo, že součástí privatizační smlouvy musí být kvalitní smlouva o správě strategických rezerv, což jsme zmínili již na počátku. Druhou protinámitkou by bylo to, že navrhovaná privatizace musí dodržet všechny zásady zmíněné na začátku této kapitoly – zde především zásadu třetí, tj. že nabyvatelský subjekt musí pocházet z bezpečné oblasti (což fakticky z privatizace vylučuje ruské a jim podobné subjekty), které právě v oblasti petrochemie mohou hrát významnou roli. Třetí námitkou je ta, že hra s nacionalistickou kartou nemá v kvalitní hospodářské politice co pohledávat.

Další námitkou proti privatizaci Čepra by mohlo být to, že nejpravděpodobnějším kupcem by pro mnohé byl některý ze současných významných hráčů na trhu, což by posílilo kartelizační a oligopolistické tendence na trhu s benzinem. Stejně jako v případě Transgasu však není vůbec jisté, že právě některý z hlavních současných hráčů na trhu by nabídl nejvyšší cenu. Možná je hodnota Čepra a její sítě Eurotank mnohem vyšší pro konkurenty nepřítomné na domácím trhu než pro současné dominantní hráče. To, jakou cenu nabídne společnost za kupovaný subjekt, odlišují především podmínky na straně kupujícího. Prodávaný podnik je sám o sobě stejný pro všechny poptávající subjekty. Poučný je právě podrobně rozebraný případ privatizace Transgasu. Vítězem se nestal žádný plynárenský gigant, ale společnost, kte-

rá do té doby ve velkém plynárenství příliš neznamenal a právě akvizicí Transgasu se chtěla dostat do „první ligy“, což se jí nakonec povedlo.

A i kdyby nakonec vyhrála některá z již etablovaných společností, tak co? Možná právě zisk Eurotanku a Čepra by posílilo postavení některého silného hráče natolik, že by už neměl tendenci vstupovat do žádných kartelových dohod s ostatními, které jsou nejenom nedokazatelné, ale také nejsou ničím špatným per se, za co by měly být petrochemické firmy postihovány antikartelovým úřadem. Dohoda o spolupráci je jenom jinou formou dynamického konkurenčního procesu, do kterého by státní úředníci neměli zasahovat⁸³.

Škoda Praha

Dalším subjektem, který přímo volá po privatizaci, je Škoda Praha – hlavní dodavatel JE Temelín. U Škody Praha nám ještě Klausova vláda tvrdila, že po dostavbě Temelína bude Škoda Praha privatizována. Stavba Temelína se po mnoha průtazích přece jenom chýlí ke konci, nadšení pro privatizaci Škody Praha však naprosto vyprchalo. Držet 54 % ve Škodě Praha je pro vládu stejně nesmyslné jako držet akcie jakéhokoliv jiného strojírenského podniku.

Uhelné společnosti

Podobné platí o důlních společnostech Sokolovská uhelná a. s. a Severočeské doly a. s. Pokus o jejich privatizaci byl již proveden. A to v první polovině roku 2002, kdy měly být jejich akcie v podstatě zadarmo předány managementu těchto společností.

Tabulka 9: Navržený prodej SUAS a SČD

Společnost	Prodáváný podíl	Navrhovaná cena pro management
Sokolovská uhelná a. s.	49,99 %	825,648 mil. Kč
Severočeské doly Chomutov a. s.	55,38 %	1,495 mld. Kč

A to na návrh koho jiného než ministra Grégra. Jednalo by se o stejný státem organizovaný tunel jako v případě probíhajícího akciového swapu mezi ČEZ a státem. Státní podíly v uhelných společnostech SUH a SČD by měly být prodány ve veřejné soutěži. Pokud o ovládnutí Sokolovské uhelné má zájem její management a ví, jak nejlépe společnost řídit, pak nabídne nejvyšší cenu. To samé platí v případě Severočeských dolů a zájmu Mostecké uhelné o jejich ovládnutí a tím zkonsolidování dvou hlavních hnědouhelných společností v ČR, které jsou navíc technologicky velmi propojené.

Tento prodej by ale měl proběhnout až po prodeji dvou skupin tepelných elektráren ČEZ, o němž jsme v rámci privatizačního scénáře ČEZ psali podrobně výše.

Jako formu prodeje doporučujeme veřejnou soutěž o státní podíly. Zde se opět ještě jednou podíváme na to, jaké výnosy můžeme očekávat za prodej jednotlivých společností. Při odhadu výnosů při privatizaci jednotlivých podniků či jejich částí je nutné uvažovat vždy tři věci:

- cenu podniku nebo jeho částí per se;
- přínosy z koupě na straně kupujícího;

⁸³ O kartelech a antimonopolním hospodářství viz podrobně D. Armentano: *Proč zrušit antimonopolní zákonodárství*, LI, 2000.

- cenu peněz pro kupujícího.

Přítom pouze první bod je pro každého stejný a pouze tento bod je viditelný pro vnější analytiku.

Další dvě části ocenění jsou již součástí nabyvatelského subjektu. V novinářské a kvazi-ekonomické hantýrce se občas vyjadřují velmi nesprávně jako „strategická prémie“ nebo „prémie za majoritu“. Jejím fundamentálním zdůvodněním jsou synergie na straně nabyvatele, a nikoliv psychologická představa majority či „získání trhu“. Pokud se jedná o podnik, jehož zisk nebude pro nabyvatele generovat synergické efekty, pak jej není možné hodnotit jinak než per se. To je vždy při hodnocení privatizací, fúzí a akvizicí nutné brát v úvahu bez ohledu na to, co nám tvrdí mnozí investiční bankéři o oceňování podle EBITDA násobcích či P/E násobcích.

Konsolidace uhelných společností

V souvislosti s privatizací uhelných společností je nutné se zmínit i o problematice konsolidace uhelných společností v ČR.

Mezi pozitivní případné konsolidace uhelných společností v ČR lze zařadit:

- Možnosti využití výnosů z rozsahu;
- Zrušení některých duplikací;
- Zorganizování uhelného hornictví na základě principu osvědčeného v jiných zemích „Jedno ložisko – jeden řídicí subjekt“;
- Zvýšení finanční stability sjednocené společnosti nutné pro restrukturalizaci a pokračující rekultivace a
- v neposlední řadě lepší vyjednávací pozici vůči největšímu zákazníkovi – tj. vůči ČEZ.

Mezi negativa lze naopak zařadit:

- Riziko soustředěnějších lobbyistických tlaků;
- Riziko x-neefektivnosti, byť omezené konkurencí ostatních paliv;
- Snížení konkurence na trhu s HU.

Ať už je skutečnost jakákoliv, pak správný výsledek získáme pouze tak, že necháme působit tržní síly. Z tohoto ohledu platí následující teze:

- Státní vlastnictví je překážkou konsolidace a zdravého vývoje uhelného hornictví, neboť není možná užší spolupráce mezi společnostmi ani majetkový pohyb.
- Stát nesmí uhelné hornictví konsolidovat, protože to neumí, což, jak již bylo naznačeno a dokázáno na příkladech z ČR, platí nejenom pro hornictví, ale i pro ostatní sektory ekonomiky.
- Pokud by státní vlastnictví už v uhelném hornictví neexistovalo, byly by hnědouhelné společnosti již dávno zkonsolidované, pokud se jedná o optimální uspořádání (příkladem je černouhelné hornictví, kde ke konsolidaci došlo bez ohledu na nechuť státu a dost možná i za státní peníze).
- Ekologické závazky nemohou být překážkou privatizace – viz dále.
- Státní vlastnictví je také překážkou k efektivnímu provádění rekultivací.
- Státní orgány brání konsolidaci a spolupráci mezi společnostmi i nepřímo – viz činnost ÚOHS a jeho šetření, zda spolupráce mezi uhelnými společnostmi neporušuje zákon o hospodářské soutěži!

Zásadním způsobem, jak skutečně pomoci českému uhelnému hornictví, je tedy jeho co nejrychlejší privatizace podle zásad zmíněných výše.

Poznámka k vodním rekultivacím

Na tomto místě je nutné udělat několik zásadních poznámek k problematice vodních zdrojů⁸⁴, neboť nová pravidla, která přinesl nový vodní zákon z roku 2001, mají vliv na ekonomiku uhelných společností, ale i rekultivaci a rozvoj bývalých těžebních oblastí. Jeden dopad nového vodního zákona je všeobecně známý. Poslanecká sněmovna de facto vytvořila novou daň. Od ledna 2000 se začalo platit i za podzemní vodu, kterou někdo čerpá na vlastním území a za vlastní peníze. Zatím se tato povinnost ještě netýká běžných občanů a jejich studen – platí se pouze za odběr z jednoho zdroje, který přesáhne 6000 m³ za rok nebo 500 m³ za měsíc. Ustanovení bylo namířeno proti vodárnám (a jiným velkým odběratelům vody): místo aby podle přání státu odebíraly vodu z erárních společností Povodí, za kterou musí platit regulovanou cenu, začaly se orientovat na levnější vlastní zdroje. Takže vláda a parlament jim je nyní zdanily (oficiálně se daň jmenuje „poplatek za čerpání“). Důsledkem může být kromě růstu cen vody pro obyvatelstvo i to, že vodárny se poslušně vrátí k odběrům vody z Povodí.

Ale zmíněný zákon má ještě mnohá další ustanovení – a to se týká například zmíněných uhelných společností. Podle paragrafu 101 musí Povodím platit také ten, kdo „oprávněně odebírá vodu z povrchových vodních toků“ (zákon definuje jak toho, kdo je „oprávněný“ tak i výraz „vodní tok“). Zákon se opět vztahuje na velké subjekty s odběry 6000 kubíků ročně nebo 500 kubíků měsíčně.

Samo o sobě by to mohlo znít rozumně. I povrchová voda je vzácný zdroj, za jehož používání by se mělo platit. Je sice otázka, proč právo na inkasování peněz musí mít opět státní podniky, ale budiž – k této problematice se vrátíme později podrobněji. Jenže z ustanovení je řada výjimek, které prozrazují vliv různých nátlakových skupin. Tak například za vodu neplatí ten, kdo ji odebírá pro „účely chovu ryb“, „pro veřejná koupaliště“ a „pro výrobu sněhu vodními děly“ (!). Těžko zde hledat nějaký hlubší veřejný zájem – snad s výjimkou osvobození hasičů od placení poplatků za čerpání vody.

Naopak platit za ni bude ten, kdo odebírá vodu „pro průtočné chlazení parních turbín“ (parní elektrárny – v drtivé většině případů na uhlí), „pro zemědělské závlahy“ nebo „pro zatápní umělých prohlubní terénu“ (tedy zaplavované lomy – pro vodní rekultivace po těžební činnosti).

Při zevrubnějším pohledu na tento výčet je nápadná jedna věc: stát se snaží uvalit poplatky především na subjekty, které odebírají hodně vody a mají relativně hodně peněz – elektrárenské a uhelné společnosti. Jinou logiku v tom najít nelze.

U elektrárenských parních turbín jde z jejich pohledu víceméně o drobné až směšné částky, ale v případě zaplavovaných lomů je to jiná. Nový zákon se týká především severozápadních Čech, kde by mělo probíhat nejvíce vodních rekultivací. Podívejme se například do okolí Sokolova. Bývalý lom Michal je ještě maličkost – napustit zde jezero o velikosti zhruba 29 hektarů stálo asi 1,5 milionu Kč. Lom Medard by přišel jednorázově na 280 milionů, ale lom Jiří již na jednu miliardu. Výjimkou by byl jen lom Boden, který je určen pro chov ryb. Jinak by ale čistý zisk z rekultivací pro státní podnik Povodí Ohře činil asi 1,3 miliardy korun.

K tomu, jak by se dal zmíněný problém poměrně dobře vyřešit – viz podrobně dále.

OKD – minoritní podíl

Poněkud problematičtější otázkou je prodej státem drženého minoritního podílu v OKD. V současné době má na prodej tohoto podílu exkluzivitu společnost LNM Holding, která ji

⁸⁴ Podrobně se bude vodními zdroji zabývat projekt LI – Vodárenství a konkurence, který v současné době probíhá.

získala spolu s nákupem státního podílu v Nové Huti. Opět, ať již dopadne vyjednávání mezi státem a LNM Holding jakkoliv, pak v případě neúspěchu je dobré podíl státu v OKD okamžitě odprodat v soutěži.

České dráhy

Ačkoliv to zní paradoxně, pak nezanedbatelnou součástí privatizace energetiky a její celkové reformy je dokončení privatizace ČD. Důvodem je především to, že hnědé uhlí se dováží do elektráren, které nejsou pánevní, především po železnici. ČEZ je v současnosti největším zákazníkem Českých drah. Právě vytvoření skutečného konkurenčního prostředí na železnici by mohlo snížit ceny za přepravu uhlí a zvýšit konkurenci mezi nepánevními elektrárnami. Stejně tak by se snížily variabilní náklady na produkci elektřiny mimo pánevní elektrárny. O jaký rozdíl se jedná, je zřetelně vidět na porovnání např. elektráren Počerady a Chvaletice. Technologicky jde o stejné bloky. Nicméně dopravní náklady zvýší cenu výroby jedné MWh ze zhruba 330 Kč v Počeradech na zhruba 530 Kč ve Chvaleticích. Tzn. rozdíl je 60 %! To samé samozřejmě platí o teplárnách.

V případě Českých drah by se vlastně jednalo po jejich transformaci o privatizaci dvou firem – Českých drah a Správy železniční cesty. Jednodušší by byl prodej Českých drah, které by mohly být prodány formou veřejné soutěže.

Prodej Správy železniční cesty by mohl být i na čas odložen – do vyřešení majetkových problémů a především do vyřešení jejich dluhů. Pokud se na problém podíváme z ekonomického hlediska, není privatizace Českých drah příliš složitá – problematická je z politického hlediska. K jejímu provedení spojenému s reformou železničního podnikání je potřeba politické odvahy, kterou zatím v sobě žádná vláda nenašla.

Součástí reformy ale musí být i skutečné otevření železniční cesty novým dopravcům, možnost výstavby nových tratí a především definitivní odtržení obou železničních společností od sebe. Zde by bylo možné opět před privatizací samotné České dráhy rozdělit na dvě zhruba stejně velké části⁸⁵.

II. Dotační programy

Jednou z hlavních myšlenek této studie je tvrzení, že státní dotační programy působí v tržním mechanismu značné distorze, které vytvářejí značné neefektivnosti v alokaci zdrojů. Proto jedním ze základních kamenů skutečné protržně orientované reformy je tyto dotační programy zrušit.

A je zapotřebí zrušit nejenom tyto programy, nýbrž i instituce, které o nich rozhodují, což v oblasti energetiky jsou především ČEA (Česká energetická agentura) a SFŽP (Státní fond životního prostředí). Tyto programy a instituce je nutné zrušit podle následující „svaté trojice“ likvidace státních regulací:

- Co nejdříve
- Úplně
- Bez náhrady

⁸⁵ Podrobný návrh LI na reformu železničního trhu lze také nalézt v J. Kloutvor, E. Štíp, J. Vorlíček: *Železnice na rozcestí*, LI, 2001.

III. Vodní zdroje

Návrh na privatizaci vodních zdrojů jako by skutečně patřil do říše liberálních skoro-utopií, ale bylo by dobré se nad ním zamyslet. Pokud někdo vlastní rybník a nepřipadá to nikomu divné, pak proč neprivatizovat vodní zdroje komplexně. Samozřejmě by si celá transakce vyžadovala naprostou změnu filozofie, jakou se řídí současné vodní hospodářství. Především by se jednalo o privatizaci práv k čerpání nebo odběru vody z podzemních nebo povrchových zdrojů. Nikoliv o privatizaci zdrojů jako takových – skutečně těžko si prakticky představit, že by někdo vlastnil řeku. Pokud by tedy někdo chtěl odebírat např. z řeky vodu na zaplavení oblasti po důlní těžbě, pak by záleželo na tom, zda by ovlivnil možnost odběru a kvalitu vody pro další vlastníky těchto práv. Pokud by k tomu nedošlo, pak by nemusel nikomu nic platit. Pokud naopak by na nějaký čas množství vody pro ostatní vlastníky snížil, pak by za to musel zaplatit. Pokud by tak někdo vodu nespotřeboval ani nepoškozoval, pak by za její užívání nic neplatil. Pokud by někdo vodu naopak znečišťoval nebo odebíral (třeba na závlahy), pak by za její použití musel zaplatit. Jednalo by se také o tržní systém, který by do značné míry řešil problémy životního prostředí ve vodárenství, čistotu a kvalitu vod apod. bez státních regulací. K úplné reformě by pak chyběla jenom možnost podávat žaloby pro tzv. „nepřípustné obtěžování“ či „průnik na cizí pozemek“, které by mohly napadat zhoršení stavu podzemních a povrchových vod u těch, kteří práva k vodním zdrojům nevlastní, ale jejichž činnost je závislá na určité kvalitě vody⁸⁶. Dalším vedlejším efektem by byl konec státních podniků povodí, jejichž činnost a aktiva by převzaly soukromé společnosti.

IV. Dovozy a vývozy energií

K dovozům a vývozům energetických médií jsme se již dostali v popisu populárních mýtů energetické politiky. Soběstačnost v energetické politice patří k jedněm z nejsilněji zakořeněných pudů vyvěrajících z válečnických představ z dob vyhraněně národních států a později studené války. To, že se síla nejhlubších a nejnižších pudů nijak v posledních letech neoslabil, ukazuje již podrobně popsaná argumentace ČEZu, ale i praktická politika, což demonstrováme podrobně na příkladu dovozu elektřiny do ČR.

Dovozy elektřiny do ČR

V předchozí studii o kohezi energetických trhů jsme naznačili, že v současné době platná právní úprava umožňuje velice jednoduše omezovat dovozy a tak snižovat míru konkurence. Bohužel, jak ukážeme v této studii, naše prognóza o zneužívání všech ustanovení Energetického zákona proti možným dovozům elektřiny do ČR se do posledního puntíku naplnila⁸⁷.

Pokud mluvíme o dovozech elektřiny, pak je třeba rozlišit v podstatě tři možnosti dovozů, jak jsou do České republiky realizovány – dovozy po přenosové soustavě, dovozy po vedení 110 kV do soustav distribučních a dovozy do vydělených ostrovů spotřeby.

Dovozy po přenosové soustavě

Začneme s dovozy po přenosové soustavě, které volně navazují na problematiku „Duhové elektřiny“, rozebrané již výše. Do konce roku 2001 mohly do ČR dovážet elektřinu pouze

⁸⁶ Podrobně viz M. Zajiček: *Konkurence v českém teplárenství a koheze energetických zdrojů*, LI, 2001, nebo ještě podrobněji viz R. E. Meiners, B. Yandle: *Jak common law chrání životní prostředí*, LI, 2000.

⁸⁷ Podrobně o predikcích viz M. Zajiček: *Konkurence v českém teplárenství a koheze energetických trhů*, LI, 2002.

dva subjekty – ČEZ a Czechpol. Pouze tyto dva subjekty měly generální licenci na dovoz elektřiny. ČEZ kvůli tomu, že dovozy částečně používal pro stabilizaci soustavy a zároveň vlastnil přenosovou soustavu, po které většina dovozů probíhala. Czechpol proto, že tuto licenci dostal za panování Vladimíra Dlouhého na MPO za to, že patřil k významným sponzorům ODA. Ale díky Bohu za tuto licenci. Díky ní mohly totiž vzniknout tzv. vydělené ostrova spotřeby elektřiny (převážně na severní Moravě, ale třeba i ve východních Čechách a na jižní Moravě). K těm se dostaneme podrobněji později.

Do konce roku 2001 dovozy elektřiny po přenosové soustavě závisely na dvou generálních licencích a na libovůli ČEZ, zda určitý dovoz povolí nebo ne. O systematických dovozech elektřiny se tedy nedalo vůbec mluvit. Situace se změnila zásadně s přijetím nového energetického zákona na podzim roku 2000.

Vraťme se nyní do podzimu roku 2001, do doby, kdy vznikal produkt Duhová energie a ČEZ začal svoji elektřinu prodávat po jednotlivých balíčcích, které obsahovaly určité „barvy“ elektřiny. Hlavní konflikt nastal hned u prvního balíčku, který obsahoval pouze jednu – „žlutou“ elektřinu, neboli dodávku elektřiny pro základní zatížení. Právě u „žluté elektřiny“ se ČEZ a SME nedohodly na jejím nákupu, a to z velice jednoduchého důvodu – právě kvůli klauzuli take-or-pay, kterou ČEZ inkorporoval do svých návrhů smluv. Problémem je již kritizované postupné otevírání elektroenergetického trhu. Z již zmíněných necelých sedmi desítek oprávněných zákazníků pro rok 2002 se jich 28 nachází na území SME. Tyto zákazníci oslovil přímo také ČEZ, vedle nabídky žluté elektřiny pro SME. Jelikož nabídka pro SME zněla na fixní množství elektřiny za fixní cenu, pak jejím přijetím by se SME vystavovala značnému riziku, že nasmlouvanou elektřinu neprodá, ale bude za ni muset zaplatit (princip „take-or-pay“). Proto se snažila nabídnuté podmínky změnit, ale na to zase nebyl ochoten přistoupit ČEZ. Vznikly z toho poměrně nechutné tahanice doprovázené protichůdnými stanovisky v médiích a protichůdnými dobrodánými právních kancelářů. Výsledným faktem je, že nakonec se obě strany na žluté elektřině nedohodly a SME si vypsala vlastní výběrové řízení na dodavatele elektřiny v poněkud jiné podobě a za jiných podmínek. Jednalo se spíše o kombinaci žluté a červené elektřiny, flexibilnější platební i dodací podmínky. Do tohoto výběrového řízení se přihlásili čtyři zájemci a vítěznou nabídku podala firma Entrade (tehdy dceřinná společnost NRG, jednoho ze zájemců koupí podíl v ČEZ). Podle vyjádření SME nabídla firma Entrade lepší podmínky ve všech směrech než ČEZ (cena, pružnost dodávky apod.). Ovšem příběh neskončil takto jednoduše. SME koupila elektřinu podle Incoterms DAF, což znamená, že SME je subjektem celního řízení a odpovídá za zajištění příslušných povolení, a těch není málo. Přitom z logiky struktury elektroenergetického trhu je jasné, že pokud nebudou uvolněny dovozy elektřiny ze zahraničí, pak zvýšené míry konkurence bez rozbití ČEZ se u nás stěží dočkáme.

Obecně platí, že pokud chce někdo dovézt elektřinu ze zahraničí, pak musí podstoupit složitou (až potupnou proceduru), než získá veškerá potřebná povolení a vyjádření. Nejprve musí požádat o vyjádření MPO k zemi původu elektřiny.

To vyplývá z paragrafu 44 odst. 1, který obsahuje tzv. reciproční a ekologickou doložku. Reciproční doložka znamená, že v zemi původu importu musí mít čeští dodavatelé (výrobci nebo obchodníci s elektřinou) alespoň stejná práva přístupu na trh jako domácí subjekty. Tato doložka efektivně vyřazuje především Rakousko (existuje zákaz dovozu české elektřiny), Slovensko (dovozy elektřiny jsou významně omezeny a trh není otevřen), Polsko (jedná se o uzavřený trh, kde se vyžaduje vývoz většího množství elektřiny, pokud má být povolen její dovoz) a Ukrajinu (tam se o liberalizaci ani nemluví). Ekologická doložka požaduje, aby případný zahraniční dodavatel splňoval alespoň taková ekologická kritéria, jaká musí splňovat domácí výrobci. Tato doložka efektivně vyřazuje z možností dovozu Polsko, Slovensko a Ukrajinu. Zbývá tak pouze SRN.

Druhým dokumentem, který je k dovozu zapotřebí, je přidělení přeshraniční kapacity neboli profilu na předacích místech mezi jednotlivými soustavami. Těch je několik – napojení na síť E.On, VEAG (obojí Německo), APG (Rakousko), PSA (Polsko) a SE (Slovensko).

Pokud se oběma administrativními postupy žádající subjekt prokouše, pak ještě musí požádat o licenci, kterou vydává MPO, na konkrétní dovoz.

A po tom všem může nastat situace, že ČEPS nebo Operátor trhu usoudí, že situace „se vymyká kontrole“ neboli že je ohrožena celistvost a stabilita elektrizační soustavy, a MPO může až do 1. 1. 2005 jakékoli dovozy zastavit.

Jak tedy dopadla SME v úředním kolečku? V tendru, který byl vyhlášen po neúspěšném dohadování s ČEZ, si SME vymínila, že nabídky musí splňovat obě zákonné doložky – ekologickou i reciproční. A stalo se, neboť zemí původu elektřiny, kterou by měla dodávat společnost Entrade, je Německo.

Problémy samozřejmě nastaly v případě přidělování přeshraničních kapacit. Nejprve ČEPS na svých www-stránkách zveřejnila návrh na volné kapacity pro dovozy po přenosové soustavě na rok 2002, kde bylo jednoznačně stanoveno, že „pásmové dovozy nejsou pro rok 2002 žádoucí“ a pro 28 týdnů roku byla kapacita profilů pro dovozy indikována jako nulová.

Po zhodnocení všech žádostí na poskytnutí profilů ČEPS shledala, že žádostí je podstatně více, než činí uvolněná kapacita (v prvních pěti týdnech bylo uvolněno 700 MW), a proto byly požadavky jednotlivých zájemců „férově“ zkráceny na 27 % původních požadavků. V konkrétním případě tak SME získala místo požadovaných 370 MW pouze 101 MW. A to pouze na prvních pět týdnů, ačkoliv žádosti byly předloženy na celý rok. Navíc mezi žadateli o profily mimo SME byly i subjekty, které žádaly o nějakou kapacitu buď účelově v zájmu ČEZ (např. jeho obchodní partner ze SRN PetroCarboChem, který v té době neměl ani licenci pro obchodování v ČR) nebo spekulativně – např. ZČE nebo JČE.

Oficiálním důvodem pro přidělení byl nedostatek kapacit a technické problémy se zabezpečením soustavy z pohledu systémových služeb.

K tomu je možné dodat pouze to, že nedostatek kapacit nemůže být skutečným důvodem pro omezení dovozů. Už jenom proto, že na stejných profilech ČEZ vyváží mnohem větší množství elektřiny. Z hlediska stability soustavy jsou dovozy srovnatelné s vývozy. V případě protisměrných současných pohybů se stabilita soustavy zvyšuje, a nikoliv naopak⁸⁸. Pokud je možné vyvézt jedním směrem (do SRN) 15 TWh elektřiny za rok, pak dovézt lze to samé množství – obchodní toky se budou samozřejmě rozcházet od toků fyzických, ale to je z pohledu kapacit irelevantní.

Po obrovské vlně odporu proti zveřejněným volným kapacitám, hrozbách žalob k Ústavnímu soudu, jednání na ERÚ, MPO a ČEPS byly kapacity přiděleny tak, aby byly požadavky SME uspokojeny s tím, že v průběhu roku 2002 bude zveřejněn způsob nového přidělování kapacit, což nakonec znamenalo, že na listopad 2002 byla vyhlášena aukce na rozdělení přeshraničních kapacit. Tím se situace ke konci roku 2001 uklidnila. Pouze se ukázalo, jak „nezávislá“ je ČEPS na své matce ČEZ.

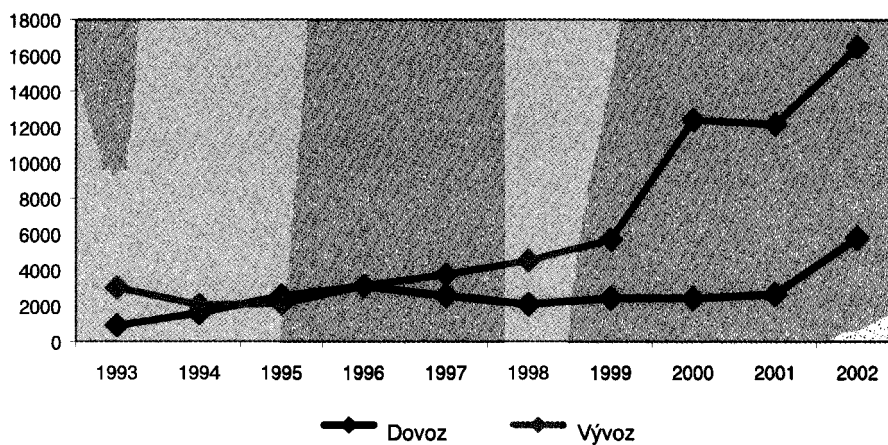
Takže konec dobrý, všechno dobré? Ne tak docela, vlastně vůbec ne. Ve druhé čtvrtině roku 2002 se stal nejdiskutovanějším tématem v české elektroenergetice akciový swap mezi státem a ČEZ (viz podrobně kapitola o integraci české elektroenergetiky). Dovozy elektřiny tak trochu zmizely z očí a zájmu médií. Sice s dovozy souvisí, neboť v případě jeho dokončení by podobné rozepře mezi ČEZ a SME nevznikly. ČEZ by si prosadil svou, své dceři by nákup elektřiny prostě vnutil.

⁸⁸ Podrobný výklad o hraničních profilech viz Miroslav Zajíček: *Konkurence v českém teplárenství a koheze energetických trhů*, LI, 2002.

Nicméně mnohem bezprostřednější nebezpečí zahrozilo dovozům ze strany tentokrát ERÚ. Dne 10. dubna 2002 zavedl Energetický regulační úřad svým cenovým rozhodnutím č. 9/2002 dodatečný poplatek za dováženou elektřinu ve výši 1 Euro za dovezenou MWh (k tomu ještě DPH ve výši 22 %) a s platností od 1. května 2002 na všechny kontrakty včetně kontraktů již uzavřených. Tento poplatek měl být příjmem ČEPS.

Je velmi zajímavé podívat se na samotné cenové rozhodnutí. Kuriozitou je to, že poplatek se má podle cenového rozhodnutí vztahovat na „skutečně přenesené množství dovezené elektřiny“. Pokud bychom to brali doslova, pak by se jednalo o platby za fyzicky dovezenou elektřinu, a té bude v současnosti minimum – vývozy elektřiny jsou mnohem vyšší než dovozy (viz graf). Někdo by pak musel toto minimum „nějak“ rozdělit mezi ty subjekty, které elektřinu dovážejí.

Obrázek 25: Dovozy a vývozy elektřiny v letech 1993 až 2002⁸⁹



Nicméně tak doslova to ERÚ zase nemyslel. Místo toho byla interpretace následující – platí se za množství elektřiny nahlášené pro dovoz Operátorovi trhu. ERÚ tak zčistajasna uvalil na jednu komoditu dováženou do ČR ukázkové až definiční clo, přičemž není jasné, podle jakého zákona má k takovému kroku oprávnění. V Energetickém zákoně ani v jiných zákonech o pravomoci ERÚ uvalovat clo není ani zmínka. Stejně tak není nikde ani zmínka o tom, že ERÚ může ceny stanovovat v Eurech. Podle zákona je legálním platidlem česká koruna (což ERÚ nakonec sám musí respektovat, když v rozhodnutí dodává, že clo se bude přepočítávat podle kurzu ČNB pro první den daného měsíce).

Dalším zajímavým bodem je název cenového rozhodnutí – jedná se o „cenové rozhodnutí, kterým se stanovuje pevná cena za použití přenosové soustavy pro účely dovozu elektřiny do ČR“. Jelikož se však platí zároveň poplatek za přenos elektřiny (tj. za použití přenosové soustavy obecně bez ohledu na to, zda se jedná o elektřinu dováženou nebo vyrobenou doma) v průměrné výši přibližně 110 Kč/MWh, pak toto clo je druhou platbou za již jednou zaplacenou službu.

Myšlenka na zavedení poplatku 1 Euro/MWh je tak absurdní, že se musíme zeptat, kde se vlastně vzala. Příjmy ČEPS jsou neustále konstruovány na bázi regulace cen podle oprávněných nákladů a přiměřeného zisku, což rozhodně není ideální způsob, ale znamená, že veškeré náklady a „přiměřený“ zisk již byly ČEPS uhrazeny. A najednou se zde zjeví dodatečné clo, které je příjmem ČEPS, jako kopie „obdobného“ poplatku zavedeného v zemích západní Evropy. Jedná se však o typickou českou kopii. Účelem „obdobného“ poplatku na západ od

⁸⁹ U roku 2002 se jedná odborný odhad autora studie.

našich hranic je zjednodušit tranzity elektřiny, protože po jeho zaplacení odpadají tranzitní poplatky do té doby vybírané jednotlivými přenosovými soustavami (mimořádně tranzitní poplatky za tranzit elektřiny přes českou přenosovou soustavu regulován není a činí 3,5 Euro za MWh), a výnos z tohoto poplatku je určen na posilování propojovacích kapacit mezi jednotlivými energetickými soustavami. Jedná se sice o typicky byrokratické a neobratné řešení, ale má jistou, byť zvrhlou logiku a snižuje náklady, neboť zjednodušuje obchod mezi soustavami. Po zaplacení jednoho Eura další tranzitní poplatky odpadají. Pokud tedy někdo chce dovézt elektřinu z Polska do Rakouska, pak v případě tranzitu přes ČR by zaplatil 3,5 Euro za MWh, v případě tranzitu přes SRN by zaplatil pouze 1 Euro za MWh. U nás bylo toto opatření využito z ničeho nic na další komplikaci již tak dost sešněrovaných dovozů, která slouží především ochraně domácích výrobců na úkor spotřebitelů. Ukázalo se, že administrativní omezení dovozů elektřiny (tj. vyžadované licence, „administrativní“ nedostatek přenosových kapacit apod.) nedokázaly dovozy odstranit – viz především zmíněný případ SME-Entrade vs. ČEZ. Další možností, jak zbránit dovozům, je pak jejich administrativní zdražení – zavedené clo plní tuto úlohu naprosto bezchybně. Maličkostí, která jenom ukazuje na nesmyslnost poplatku, je to, že ČEPS prozatím neví, co s vybíranými penězi dělat, když tranzitních kapacit máme dostatek – byť se nám ČEPS snaží namluvit něco jiného.

Zajímavě by zavedení tohoto cla vstoupilo do starého a již několikrát zmíněného obchodního sporu ČEZ vs. SME. Zavedením dovozního cla 1 Euro/MWh by se dovážená elektřina SME stala rázem o mnoho dražší než srovnatelná elektřina nabízená ČEZem. Po významných protestech zúčastněných stran u ERÚ došlo k modifikaci interpretace rozhodnutí v tom smyslu, že dosavadní kontrakty, tj. ty, které byly uzavřené před 1. květnem 2002, budou od cla omilostněny, ale na všechny nové již clo uvaleno bude. Kolika kratším kontraktům tak bylo zamezeno, je těžko říci.

ERÚ opět v kritickém okamžiku ukázal, jak je to s jeho skutečnou „nezávislostí“ na zájmech největších výrobců. Je to škoda, neboť v mnohých činnostech ERÚ neměl tak úplně špatné výsledky. V případě nesmyslného licencování podle Energetického zákona postupoval relativně benevolentně a udělil velké množství licencí. Stejně tak postupoval relativně benevolentně při sporech ohledně vymezených území. Tento liberální přístup ke vstupu na trh v rámci ČR tak naprosto neladí s neustálými problémy v případě vstupu na trh ze zahraničí. Bohužel je možné očekávat, že tendence k opětovnému uzavírání odvětví se postupně prosadí i na domácím trhu. Zatím ERÚ uděloval licence především již existujícím společnostem a těžko si představit, že např. nějaký REAS nebo REGAS by licenci na svoji činnost nedostal. Skutečný křest ohněm v této oblasti ERÚ teprve čeká a jeho dosavadní činnost v kritických okamžicích budí spíše obavy než naději.

Koncem září 2002 nakonec ERÚ poplatky 1 Euro zrušil. Nicméně existuje silná obava, že to minimálně ve střednědobém výhledu nebude bez náhrady jiným opatřením – opět ochrannářským a opět proti zájmu spotřebitelů.

Dovozy elektřiny po linkách 110 kV

Pokud jde o dovozy po linkách 110 kV, pak se mohou týkat pouze těch REASů, které takové linky do zahraničí mají – tj. VČE, SME a JME. Nicméně jejich význam je omezený a hrají v podstatě stejnou roli jako IPPs. Tj. nejsou zanedbatelné, ale nejsou klíčové.

Mnohem větší význam mají ostrovní provozy. Jsou to takové provozy, které jsou galvanicky vyčleněny z naší elektrizační soustavy a tím de facto přestávají být její součástí. Stávají se součástí soustavy, na kterou jsou napojeny, což se především děje prostřednictvím linek 110 kV, které patří výše zmíněným REASům, ale i dalším subjektům. Jejich význam tkví především v tom, že narušují utkvělou představu, která je petrifikována i Energetickým zákonem, že přenos a stabilita soustavy je přirozeným monopolem. Nemusí nutně být, a to ani

pokud na daném území existuje pouze jedna přenosová soustava, jako je tomu u nás. To, že lze některé části z ní vyčlenit a přiřadit k soustavě jiné, která pak plně přebírá odpovědnost za stabilitu vyčleněného úseku (tj. poskytuje systémové služby), ukazuje, že ani přenosová soustava není přirozeným monopolem. Pokud je možné přepínat jednotlivé části soustav, pak si dané soustavy mohou konkurovat v poskytování třeba systémových služeb. Pokud budou v některé soustavě příliš drahé, pak lze utéct k jiné soustavě. A zde se projevuje kouzlo ekonomie – k tomu, aby se chování zdánlivého monopolisty zkrotilo, není nutné, aby utekli všichni spotřebitelé. Stačí jejich část – a to někdy i malá. Protože s ní utíkají příjmy za vybírané poplatky a přitom náklady se příliš nesnižují (ty v případě systémových služeb spíše odpovídají struktuře zdrojů než velikosti spotřeby). Jakýkoliv únik tak provozovatele soustavy tvrdě postihne v poklesu výnosů.

Dovozy do ostrovních provozů v druhé polovině 90. významně rostly, což svědčí o zájmu tyto ostrovy v ČR vyčleňovat. Po celou dobu jejich existence, která byla umožněna „smlouvami o spínání“, se proti jejich existenci nezvedla žádná námitka. Jejich výhodou pro jejich provozovatele je to, že k dovozu je využíváno linek 110 kV v majetku REASů (které je provozují ve spolupráci s jinými subjekty), a proto není nutné požadovat jakákoliv povolení či vyjádření od ČEPS. Jediné, co je nutné získat, je licence na dovoz od MPO a vyjádření MPO k zemi původu. A zde se najednou vytvořil problém. Kvůli citovanému paragrafu 44 odst. 1 Energetického zákona byl najednou ke konci roku 2001 problém s povolením dovozů ze Slovenska a Polska, kam jsou tyto ostrovní provozy napojeny – kvůli ekologické doložce. Pro rok 2002 se je ještě podařilo udržet a na MPO si povolení vymoci. Nicméně pro rok 2003 se problém vrátil znovu na stůl a vypadá to, že ostrovní provozy mohou v ČR skončit. Pokud tyto dovozy nebudou MPO povoleny, pak se bude jednat o bezprecedentní zásah do již uzavřených smluv, svobody podnikání a také o zásah proti zdravému rozumu. REASy nemohou sehnat levnější elektřinu než tu, kterou mají z ostrovních provozů. Jediným důsledkem budou jejich vyšší náklady a uměle rozšířený monopol ČEPS. V takovém případě by se jednalo o významné zneužití zákona ve prospěch některých subjektů na trhu na úkor jiných ze strany státu.

Vývozy elektřiny

Jako doplnění výkladu o dovozech je nutné poznamenat, že ačkoliv s dovozy jsou obrovské administrativní a údajně i „technické“ problémy, pak s vývozy ČEZ nejsou z administrativních důvodů problémy žádné. Přitom z hlediska stability soustavy jsou jak dovozy, tak vývozy analogické. A navíc v případě vysokých vývozů vedou protisměrné současné dovozy ve směru ke stabilitě soustavy. Pokud je tedy možné bez problémů s kapacitami vyvážet, není možné ze stejných důvodů dovozy omezovat.

U vývozu elektřiny je však nutné zdůraznit, že v zásadě jedinou zemí, kam je možné naši elektřinu bez administrativních omezení a problémů vyvážet, je ze sousedních zemí pouze Německo. U ostatních sousedů nenachází snaha dodávat českou elektřinu pochopení, a to z naprosto stejných důvodů, z jakých jsou omezovány dovozy elektřiny do ČR – tj. z nesmyslných důvodů. Nicméně omezení platí, proto se na některá z nich podíváme podrobněji.

Rakousko a dovozy elektřiny

V Rakousku obecně nemají pro českou energetiku pochopení. Je otázkou, zda je to kvůli Temelínu, nebo je Temelín zástupným problémem, který pouze ventiluje staletý vztah Rakouska vůči českým zemím. To ale na tomto místě nebudeme rozebírat. Podíváme se na to, z jakých oficiálních důvodů byly dovozy elektřiny do Rakouska z Čech zakázány a jak to bylo právně podloženo.

V Rakousku energetiku regulují dva zásadní zákony – EIWOG neboli Elektroenergetický zákon z roku 1998 a liberalizační zákon z roku 2000. Zákazy dovozu mají oporu paradoxně v tzv. liberalizačním zákonu. Zde je nutné se spíše usmát nad tímto paradoxem – jak je možné zákon, který umožňuje omezovat dovozy, nazývat liberalizačním, ví snad jenom Rakušané. V tomto zákoně tedy je ustanovení, které zakazuje dovážet elektřinu z těch zemí, které ji vyrábějí v „nevyhovujících zařízeních“ nebo „od nichž hrozí nebezpečí ohrožení života či zdraví osobám, zvířatům nebo rostlinám nacházejícím se v Rakousku“.

K hodnocení tzv. „třetích zemí“, u kterých je nutné posoudit, zda splňují výše zmíněná „kritéria“, bylo použito sedm charakteristik – dvě pro tepelné elektrárny a pět pro elektrárny jaderné. U RES a vodních zdrojů bylo stanoveno, že takové zdroje nemohou splňovat podmínku ohrožení podle liberalizačního zákona, neboť „se jedná o zdroje lokální“. Zajímavé – tedy nikoliv z jejich podstaty, která má být „ekologická“... Pokud jde o jednotlivá kritéria, pak u tepelných elektráren se jednalo o emise SO₂ a NO_x, které musely být na úrovni alespoň nejhorsších států EU. Pro jaderné zdroje se jednalo o soulad legislativy se směrnicemi a doporučeními IAEA, pravděpodobnost poškození aktivní zóny menší než jedna desetitisícina, riziko velkého úniku menší než jedna miliontina na reaktor a rok, soulad pravidel o ukládání jaderného odpadu s doporučeními IAEA a existenci dlouhodobých koncepcí nakládání s radioaktivními odpady. Všechny údaje byly získány z veřejných zdrojů a neprobíhala žádná nová šetření.

Dále je nutné se pozastavit nad pojmem „třetí země“ – hodnocení se nevztahovalo na země EU a EEA a také na Polsko, Slovensko, Maďarsko a Slovinsko, neboť to jsou země, které již předběžně uzavřely kapitolu energetika v jednání o přistoupení k EU a tím pádem není důvodů omezovat import elektřiny z těchto zemí. U ČR je ale z pohledu Rakouska situace jiná – kapitola energetika byla předběžně uzavřena s tím, že Rakousko dalo svůj souhlas pouze s výhradou s možností nového projednávání do doby uzavření přístupových jednání. Pro to je nutné elektroenergetiku v ČR podrobněji zkoumat.

Z pohledu výše zmíněných charakteristik bylo stanoveno, že zkoumaná země musí splnit všechna ze sedmi kritérií. Pokud nesplní jedno, pak se další ani nezkoumají.

Pokud bychom se podívali na výsledky, ke kterým v Rakousku dospěli, pak Bosna a Hercegovina, Estonsko, Jugoslávie, Chorvatsko, Makedonie, Rumunsko a Turecko neprošly u tepelných elektráren. Bulharsko neprošlo u tepelných a jaderných elektráren. Litva, Rusko, Ukrajina a ČR neprošly u jaderných elektráren. Paradoxně Švýcarsko, Bělorusko, Lotyšsko, Moldávie a Albánie splnily veškerá kritéria. Důvodem špatného hodnocení ČR byla údajná neexistence aktualizovaných propočtů pro výše zmíněná dvě kvantitativní kritéria. Ponecháváme na čtenářích, aby si sami udělali obrázek o soudnosti rakouských hodnotitelů – mnoho hlav zřejmě v Rakousku chtělo dosáhnout určitého výsledku a dovozy z ČR zastavit a tak „potrestat“ vzpurné Čechy. K tomu je nutné říci jenom to, že omezením dovozů daná vláda trestá především sama sebe a své občany, neboť jim neumožňuje mít levnější elektřinu.

Tragické na tom je, že čeští regulátoři a vládní úředníci si nepřímou berou z Rakouska příklad – byť jejich zdůvodnění nevypadají zdaleka tak vědecky a seriózně.

Dovozy zemního plynu do ČR

Dovoz zemního plynu do ČR souvisí především s liberalizací plynárenského trhu, která oproti EU zaostává, jak již bylo ukázáno výše. Doporučujeme provést reformu plynárenského trhu v souladu s návrhem, který byl Liberálním institutem předložen již v roce 1999, a to ve studii Konkurence v českém plynárenství.

Dovozy uhlí do ČR

Uvolnění dovozů uhlí do ČR se týká spíše černého uhlí než uhlí hnědého. Ochrana domácího trhu proti byť i dotovaným dovozům je vždy škodlivá především pro vnitřní ekonomiku. Pokud je někdo ochoten dotovat pro vývoz nějaký produkt, pak by bylo spíše hloupé peníze daňových poplatníků z jiné země nevyužít, a nevyužívat výhod levných dovozů. Navíc levné dovozy mohou urychlit restrukturalizaci (u černého uhlí) hornictví u nás, ale také jeho konsolidaci (u hnědého uhlí). Pokud jde o konsolidaci u hnědouhelných společností, pak potenciální (byť jakkoliv nepravděpodobná možnost dovozů) může sloužit jako další argument pro její provedení po privatizaci hnědouhelných společností.

Mezinárodní obchod s energetickými médii

Pokud tedy shrneme, pak v oblasti mezinárodního obchodu s energetickými médii všeho druhu je vhodné zaručit dodržování následujících zásad:

- zrušení licencí na dovoz jakýchkoliv energetických médií (uhlí, zemní plyn, elektřina atd.);
- zrušení paragrafu 44 v Energetickém zákoně – tj. především reciproční a ekologické doložky;
- možnost sčítat protisměrné dovozy a vývozy elektřiny (a zemního plynu) pro potřeby správy profilů;
- aukce profilů na jednosměrné dovozy nebo vývozy elektřiny (a zemního plynu);
- liberalizace dovozů uhlí do ČR;
- liberalizace trhu se zemním plynem v ČR;
- zrušit omezení výstavby plynovodů a elektrických vedení, zrušení zákonného monopolu na přenos elektřiny a tranzit zemního plynu.

V. Energetická politika

V následující části se pokusíme načrtnout, jak by měl vypadat dokument Energetická politika ČR. Náš názor na vypracovávání dokumentů tohoto typu jsme již podrobně vyjádřili v kapitole Mýty nejen v elektroenergetice 3. Pokud vůbec má smysl dokument nazvaný Energetická politika ČR vypracovávat, pak musí splňovat několik podmínek:

- musí být stručný;
- musí obsahovat konkrétní body k plnění, časový harmonogram a konkrétní odpovědnost;
- musí být splnitelný;
- nesmí být proklamativní;
- nesmí obsahovat pokusy řídit odvětví či dlouhodobě ovlivňovat energetický mix, používané technologie apod.

Není cílem této studie předkládat podrobný návrh dokumentu, který by se mohl nazývat energetická politika, nicméně se pokusíme nastínit body, které by měla energetická politika obsahovat. Tyto body budou vycházet z argumentace předvedené výše ve studii, proto nebudeme předkládat již přednesené argumenty ještě jednou. Bude se jednat spíše o výčet základních bodů a doporučení a rámcový časový harmonogram.

ZÁKLADNÍ BODY ENERGETICKÉ POLITIKY

Bod 1: Privatizace energetických společností – tj. prodej státních podílů v nich

Tabulka 10: Privatizovatelné společnosti v energetice

Společnost	Státní podíl	Časový horizont	Odpovědná osoba
Sokolovská uhelná	48,7 %	2003	Ministr průmyslu a obchodu
Severočeské doly	55,38 %	2003	Ministr průmyslu a obchodu
Unipetrol	67 %	2003–2004	Ministr průmyslu a obchodu
ČEZ	67 %	2003	Ministr průmyslu a obchodu
České dráhy	100 %	2003	Ministr dopravy a spojů
OKD	45 %	2003	Ministr průmyslu a obchodu
MERO	100 %	2003	Ministr průmyslu a obchodu
Čepro	100 %	2003	Ministr průmyslu a obchodu
Škoda Praha	54 %	2003	Ministr průmyslu a obchodu

Způsob privatizace u jednotlivých společností je podrobně uveden v předchozí kapitole.
Zodpovědnost: Ministr průmyslu a obchodu a ministr financí

Bod 2: Otevření elektroenergetického a plynárenského trhu

Způsob: Novela Energetického zákona

Časový horizont:

- novela Energetického zákona do konce března 2003
- otevření elektroenergetického trhu – od 1. 6. 2003 pro všechny nedomácnosti, od 1. 1. 2004 pro všechny spotřebitele
- vytvoření operátora trhu se zemním plynem – do 1. 6. 2003
- otevření plynárenského trhu – od 1. 6. 2003 pro všechny nedomácnosti, od 1. 1. 2004 pro všechny spotřebitele

Zodpovědnost: Ministr průmyslu a obchodu a předseda ERÚ

Bod 3: Reorganizace obchodního systému (OTE)

Zásadní body:

- Spuštění vnitrodenního obchodování (ODO) od 1. 1. 2004
- Spuštění Centra datových služeb od 1. 1. 2003
- Zkrácení časového rozdílu mezi nutností nahlásit bilaterální obchody a jejich realizací na t-1 ve 12:00 a tím vlastně likvidace OKO (k 1. 1. 2004)
- Propojení systému OTE s elektroenergetickou burzou, pokud se rozvine (povolení pro obchod s elektroenergetickými produkty Komoditní burza Kladno již má a svoji činnost začala v průběhu podzimu roku 2002)

- Změna obchodního systému z Poolu (dnes na OKO a poté na ODO) na kontinuální obchodování bez „ceny čistící trh“ (k 1. 1. 2004)
 - Propojení systému OTE s trhem podpůrných služeb (k 1. 1. 2004)
 - Zavedení „rolling gate closure“ (k 1. 1. 2006)
- Zodpovědnost: ředitel OTE a předseda ERÚ

Bod 4. Reorganizace trhu s podpůrnými službami, který organizuje ČEPS

Základní body:

- Otevření trhu pro více subjektů – tzn. rekodifikace Kodexu přenosové soustavy a uvedení do souladu s obchodním systémem (k 1. 1. 2004) – částečně uskutečnováno⁹⁰
- Umožnění vstupu spotřebitelů na trh (již je to plánováno – viz poznámku 87)

Zodpovědnost: ředitel ČEPS a předseda ERÚ

Bod 5. Derogační ustanovení

- Zrušení licencování a autorizací formou novely Energetického zákona (k 1. 3. 2004)
- Zrušení jakýchkoliv dovozních omezení pro jakákoliv energetická média a elektřinu formou novely Energetického zákona (k 1. 3. 2004)
- Zrušení dotačních programů (tj. programů SFŽP a ČEA) a zrušení ČEA a SFŽP (k 1. 1. 2003)
- Zrušení povinného výkupu elektřiny ze všech privilegovaných zdrojů a regulace jejich cen formou novely Energetického zákona a zrušení příslušných vyhlášek (k 1. 3. 2004)
- Zrušení regulace cen tepla a povinných výkupů z privilegovaných zdrojů formou novely Energetického zákona (k 1. 3. 2004)
- Zrušení Zákona o hospodaření s energií (k 1. 1. 2003)

Zodpovědnost: Ministr průmyslu a obchodu, předseda ERÚ, ministr životního prostředí

Bod 6. Obecná ustanovení

Snaha o otevření okolních elektroenergetických trhů a trhů s energetickými médii – Slovensko, Polsko a Rakousko (dlouhodobé působení)

Zodpovědnost: Předseda vlády, ministr průmyslu a obchodu, ministr životního prostředí

Ing. Miroslav Zajíček, MA
Praha
Prosinec 2002

⁹⁰ Od 1. 1. 2003 bude existovat již 9 subjektů certifikovaných pro poskytování podpůrných služeb – k původní skupině ČEZ, Dalkia Moravia, ECKG, Sokolovská uhelná, Elektrárny Opatovice a Energotrans se od 1. 1. 2002 přidala Plzeňská teplárenská a od 1. 1. 2003 budou moci nabízet své služby i Teplárny Brno a PPC Trmice. Navíc se v průběhu roku spustí tzv. vyrovnávací trh pro všechny subjekty zúčtování.

DODATEK A. ENERGETIKA VE VELKÉ BRITÁNII

Vznik elektroenergetického trhu

Reforma elektroenergetiky začala v Británii jako jedna z posledních thatcherovských reform – teprve dlouho poté, co byly provedeny alespoň základní reformy v jiných sektorech⁹¹. V únoru a březnu 1988 schválila britská vláda dva základní dokumenty – White Paper: Privatising Electricity: the Governments Proposal for the Privatization of the Electricity Supply Industry in England and Wales (25. února 1988) a White Paper: Privatization of the Scottish Electricity Industry (2. března 1988). Tyto materiály se staly základem celé reformy, která začala o dva roky později. Dnem D (tzv. Vesting Day) se stal 31. březen 1990.

Pravděpodobně nikdo z těch, kteří tehdy prosazovali reformu, jež byla primárně zaměřena na privatizaci a teprve druhotně na liberalizaci, netušil, co nového se ve světové elektroenergetice začíná a jak dalekosáhlé dopady bude tato reforma mít. Pravda je to, že ze struktury odvětví popsané výše nezůstal po 12-ti letech od Vesting Day kámen na kameni. To jenom ukazuje, jak iluzorní je jakékoliv plánování i v oblasti energetiky, přesto, že v ní jsou investice do stálých aktiv prováděny na velmi dlouhou dobu. Ukazuje to jenom to, že fyzická struktura a fyzická aktiva jsou jednou věcí, jejich ekonomické využití a ekonomické či společenské struktury jsou věci naprosto odlišné⁹².

Dalším bodem, který je nutno zdůraznit, je to, že se jednalo o reformu nejenom dlouhodobou, ale rozdílnou i pro jednotlivé části Velké Británie – Anglii a Wales jako jeden celek, Skotsko a Severní Irsko jako další samostatné části. Přesně jak to vyplývalo z asymetrické struktury britské energetiky, která byla založena vývojem po znárodnění.

Právním základem reformy se stal Electricity Bill, který byl předložen ke schválení Parlamentu 30. listopadu 1988 a který byl pod jménem Electricity Act schválen v roce 1989. 27. července 1989 byl legislativní proces zakončen udělením souhlasu Jeho Veličenstva s tímto zákonem.

⁹¹ Privatizace telekomunikací – 1984, plynárenství – 1986 a vodárenství – 1989.

⁹² Což má samozřejmě implikaci i pro ČR a pro pokusy privatizací petrifikovat českou elektroenergetiku v současné podobě na dlouhou dobu. Teorie a praktické zkušenosti ukazují, že se jedná o kontraproduktivní a nesmyslnou činnost, která má kořeny v socialistickém plánování, jež vždy naprosto selhalo.

Privatizace a začátek liberalizace

30. dubna 1990 došlo k několika klíčovým změnám. Především došlo k rozdělení GECB na několik separátních společností: National Grid Company (NGC), National Power, Powergen. Jaderné elektrárny byly již před tím postupně vyčleněny z privatizace (jaderné elektrárny Magnox v červenci 1989 a ostatní elektrárny typu AGR neboli advanced gas-cooled reactors v listopadu 1989, ty byly soustředěny ve společnosti Nuclear Electric). Účelem bylo rozbit dosavadní dominantní pozici CEGB v oblasti výroby elektřiny, oddělit tzv. „monopolní“ části odvětví od konkurenčních (tj. výrobu do přenosu). Zároveň vznikl tzv. Pool pro Anglii a Wales, což byla specifická organizace elektroenergetického trhu (viz dále), a především nezávislý regulační úřad pro oblast elektroenergetického trhu Offer, což je zkratka pro Office for Electricity Regulation. Electricity Boards se přeměnily na Public Electricity Suppliers (PESs) či Regional Electricity Companies (RECs), neboli de facto lokální distribuční společnosti – v Anglii jich tak bylo 12. Zároveň byl stanoven harmonogram postupného otevírání elektroenergetického trhu. Electricity Consultative Councils se přeměnily na Electricity Consumer Committees.

Privatizace

Prvním krokem k privatizaci původně znárodněného majetku bylo výše zmíněné rozdělení GECB a transformace původních Electricity Boards. Ty byly také první privatizovány tak, že jejich akcie byly nabídnuty na burze soukromým investorům – to se stalo 11. prosince 1990. Stát si však po určitou dobu ponechal v držení tzv. zlatou akcii v každé společnosti. Tyto zlaté akcie byly zrušeny k 31. březnu 1995.

Dalším krokem k úplné privatizaci byl prodej 60 % akcií společností National Power a PowerGen na burze. Ten byl proveden 12. března 1991. K dokončení privatizace klasických výrobních společností došlo 6. března 1995, kdy bylo uvedeno na burzu zbývajících 40 % akcií National Power a PowerGen.

Co se týká jaderných zdrojů, tak ty byly před reformou vyňaty z privatizačního procesu především proto, že soukromí investoři se do jaderné energetiky obávali investovat z důvodů nedořešených odpovědnostních vztahů. V květnu 1995 vláda schválila dokument White Paper: The Prospects for Nuclear Power in the UK: Conclusions of the Government's Nuclear Review. K privatizaci jaderných elektráren došlo následně po vyřešení otázek odpovědnosti za vyhořelé jaderné palivo, zpracování jaderného paliva a jeho uložení. Privatizace jaderné energetiky začala v roce 1996, kdy byly elektrárny typu AGR prodány společnosti British Energy. British Energy také převzala jaderné elektrárny Scottish Nuclear Plant. Jaderné elektrárny typu Magnox byly prodány společnosti BNFL.

Další vyčleněná společnost z CEGB – National Grid, jejímiž hlavními aktivy byla přenosová soustava a dvě přečerpávací elektrárny (viz dále) – byla zprivatizována nepřímo. Její akcie byly rozděleny mezi jednotlivé distribuční společnosti, jejichž privatizací tak vlastně došlo i k privatizaci National Grid. Jednotlivé distribuční společnosti se ale v průběhu let postupně těchto podílů zbavovaly. V současnosti se jedná o společnost, jejíž vlastnictví je roztržštěné (podrobněji o National Grid později).

Offer

Offer byl vytvořen podle vzoru regulačních úřadů na jiných trzích, tedy především Ofgasu, Ofwatu a Oftelu. Offer měl tak ze zákona dány značné pravomoci, že jmenování nevhodného šéfa mohlo celou neúplně vhodně koncipovanou liberalizaci naprosto zkat. Právě v této kritické otázce měla ale britská vláda neuvěřitelné štěstí (stejně jako v případě Ofgasu a jeho šéfky Clare Spottiswood) – za prvního (a jak se později ukázalo i posledního

šéfa Offeru) jmenovala Stevena Littlechilda, ekonoma, který byl výrazně pro-liberálně orientován⁹³, a to výrazně v hayekovském duchu. Tento člověk pak dostal za úkol provést liberalizaci nejregulovanějšího odvětví vůbec. Jak silnou a klíčovou roli Offer hrál, uvidíme i z následujících kapitol (především v té popisující Pool, jeho konstrukci a pravidla).

Mezi jeho pravomoci patřila i možnost nařídit, aby konkrétní výrobce prodal nebo pronal některé ze svých výrobních kapacit, pokud by zneužil svého postavení na trhu. Tuto pravomoc Offer také několikrát využil. Především v roce 1996 nařídil odprodat National Power a PowerGen elektrárny o celkovém instalovaném výkonu 6000 MW jako důsledek jejich snahy ovlivňovat tržní cenu na Poolu. Druhý významný zásah tohoto druhu proti stejným společnostem byl nařízen o tři roky později v roce 1999, kdy obě společnosti vstoupily do oblasti dodavatelských aktivit (tzv. supply business), neboť to byl pro ně způsob, jak se alespoň částečně zajistit proti poklesům tržního podílu.

Klíčovou otázkou jsou na všech tržích ceny a jejich tvorba. Pro reformovanou elektroenergetiku bylo rozhodnuto využít modelu tzv. cenových čepiček a jím pro dosud regulované ceny nahradit do té doby používanou metodu Rate-of-Return Regulation, neboli regulace podle „oprávněných nákladů a přiměřeného zisku“. Na tomto místě je prostor pro podrobnější pojednání o obou těchto metodách regulace cen.

Podstatou Rate-of-Return Regulation je (pokud se soustředíme pouze na podstatu a odmyslíme si jednotlivá specifika vytvořená na mnoha územích, kde byla používána) stanovení cen podle nákladů v minulém období. Za každé dopředu známé období (zpravidla jeden rok), za které jsou známa data, jednotlivé regulované společnosti vyjádří své provozní náklady, množství použitého kapitálu a náklady na něj. Tato data spolu s předpoklady o budoucí poptávce jsou poté použita pro výpočet požadovaných příjmů regulované společnosti. Regulátor přitom zhodnotí „oprávněnost a účelnost“ vynaložených nákladů a stanoví „přiměřenou“ míru návratnosti vloženého kapitálu. Tato kalkulace určuje úroveň cen. Struktura cen by měla být stanovena tak, aby nedocházelo k „neférové a neopodstatněné diskriminaci“ jednotlivých spotřebitelů.

Tento způsob regulace se ukázal dlouhodobě jako velmi nevhodný a způsobil velké distorze v ekonomice. Destrukční účinky takto pojaté regulace a strukturální změny, které vyvolala, nejsou předmětem této práce, ale byly podrobně zpracovány v jiných materiálech⁹⁴.

Druhou možností, jak se dnes regulují ceny, je Price-Cap Regulation (regulace pomocí „cenových čepiček“). Její podstatou je, že pro předem určené období (zpravidla čtyř nebo pěti let) je regulované společnosti umožněno činit takové změny v cenách, jaké uzná za vhodné s tím, že průměrná cena určitého koše jí produkovaných služeb nebo zboží neporoste více než $RPI - X$, kde RPI je Retail Price Index (index spotřebitelských cen nebo jiný index vyjadřující míru inflace) a X je číslo stanovené vládou popř. regulačním orgánem určující vzrůst produktivity. Na konci daného období je faktor X znovu stanoven.

Jaké jsou výhody a nevýhody tohoto typu regulace oproti regulaci podle oprávněných nákladů. Hlavní argumenty ve prospěch cenových čepiček jsou trojího druhu. Zaprvé, cenové čepičky jsou mnohem méně bezbranné proti x-neefektivnosti a Averch-Johnsonovu efektu⁹⁵. Protože regulovaná společnost má právo nechat si jakkoli vysoký zisk, kterého v daném období dosáhne (a musí také akceptovat jakoukoliv ztrátu), pak tento systém zachovává motivaci k dosahování výrobní efektivity spolu s incentivy pro dosahování maximálního zisku. Dále může být tento očekávaný vzrůst produktivity sdílen i zákazníky, a to skrze faktor X. Ceny jsou v tomto systému nižší, než by byly v systému regulace podle oprávněných nákladů.

⁹³ S. Littlechild je kromě mnoha článků i autorem knihy „The Fallacy of Mixed Economy“, vydané liberálním think-tankem Institute for Economic Affairs.

⁹⁴ Viz např. Miroslav Zajíček: *Konkurence v českém plynárenství*, LI, 1999.

⁹⁵ *Ibid* – teoretický dodatek.

dů, ovšem bez toho, aby na to dopláceli výrobci. Za druhé, regulace pomocí cenových čepiček umožňuje regulovaným společnostem mnohem větší flexibilitu přizpůsobovat strukturu cen v rámci koše a neexistuje žádná regulace cen, pokud jsou mimo koš. To nabývá zvláštní důležitosti v případě, že jsou výchozí ceny považovány za zcela vychýlené od cen nákladových a přitom „optimální“ ceny nemohou být dosaženy a stanoveny okamžitě, protože není dostatečné množství informací o nákladech a o poptávce, stejně jako v situaci, kdy existují politické tlaky na rychlost cenového přizpůsobení. Za třetí, regulace pomocí cenových čepiček je mnohem jednodušší, a to jak pro regulátora, tak pro samotné regulované firmy. Je mnohem transparentnější a pro všechny lepší soustředit se na parametry, které jsou pro zákazníky důležité. Proto jim také nabízí větší jistotu.

Existují však také významné námitky proti tomuto typu regulace. Parametr X musí být v praxi stanoven a obnovován tak, aby zajistil rozumnou míru návratnosti vloženého kapitálu. Pokud tomu tak nebude, objeví se alokační neefektivnosti (ceny se začnou odchylovat od marginálních nákladů) a vzniknou politické tlaky na jeho úpravu buď ze strany regulovaných firem nebo ze strany zákazníků. Pokud jsou kritéria pro obnovu parametru X ponechána nejasná, pak to může zvýšit náklady na kapitál a/nebo odradit další investice. Proto musí být dopředu stanovena jasná pravidla pro obnovu parametru X (nebo musí vyplynout z precedentních rozhodnutí). Tato kritéria musí také zahrnovat zpětnou vazbu od snižování nákladů ke snižování cen. Což však bude negovat hlavní výhodu, pro kterou je ve prospěch regulace pomocí cenových čepiček argumentováno. Regulované společnosti mohou předpokládat, že krátkodobé výhody vyplývající ze zvýšení efektivity a nižších nákladů budou převýšeny mnohem přísněji stanoveným X v budoucnu. Toto očekávání může zcela zvrátit chování firem. Z tohoto pohledu je regulace pomocí cenových čepiček pouze zvláštní a sofistikovanější formou regulace podle oprávněných nákladů a přiměřeného zisku a v dlouhém období oproti ní nepřináší žádné podstatné výhody. Dále je otázkou, zda-li regulace podle cenových čepiček přináší skutečně takovou transparentnost a cenovou flexibilitu, jak se udává. Dokonce je možné, že vyšší cenová flexibilita může být spíše nevýhodou než výhodou, protože umožňuje křížové dotace, které také vyvolávají alokační neefektivnosti a mohou působit ve směru proti konkurenci, zvláště v případě, že některé trhy jsou regulovány, a jiné nikoliv.

Jak vidíme, každá cenová regulace přináší své problémy. Nicméně Offer zvolil metodu cenových čepiček a po celou dobu své existence bylo hlavní snahou regulátorů najít optimální X a optimální RPI – přesně podle námitek představených výše.

Pool a stabilita soustavy

Podstatou energetického Poolu byla jeho téměř naprostá centralizace. Za vším stála původní, poněkud zajímavá myšlenka, že pokud má trh být cenotvorný, pak musí obsáhnout veškerou elektřinu, která je v Anglii a Walesu prodávána.

Pool byl tedy povinným trhem – tj. všichni prodejci museli prodávat přes Pool (nikoliv nějakému zákazníkovi). V praxi to znamenalo, že každý výrobce musel podat, pokud chtěl elektřinu prodat, nabídku pro danou hodinu (později půlhodinu), kde specifikoval, jaké množství elektřiny a za jakou cenu je ochoten vyrobit. A to 24 hodin před obchodní hodinou, tj. časem, kdy mělo dojít k fyzickému zobchodování elektřiny. Z těchto nabídek jednotlivých výrobců byla sestavena celková agregátní křivka nabídky elektřiny.

Pool byl tak tvořen pouze nabídkami elektrárenských společností. Strana poptávky byla stanovena technokraticky – na základě dat z vývoje v minulosti, předpovědi počasí apod. Byl stanoven potřebný objem energie, tj. poptávka byla dokonale neelastická. Protnutí takto technokraticky určené poptávky po elektřině (resp. potřebě elektřiny v systému) s agregátní křivkou nabídky elektřiny určilo její cenu pro jednotlivé hodiny a také to, který výrobce bude v danou hodinu dodávat a který nikoliv.

Stabilita soustavy byla udržována poměrně komplikovaným a technokratickým mechanismem. Podpůrné služby, neboli výkon potřebný k udržení napětí a frekvence v daných úzce vymezených pásmech, byly financovány tzv. poplatkem za rezervní výkon (CP = Capacity Payment), který byl přiřazen k ceně elektřiny dosahované na Poolu. Získávaly jej jak elektrárny, které v daném momentu vyráběly elektřinu, tak elektrárny, které byly pouze k dispozici pro nahrazení neočekávaného výpadku. CP se stanovoval podle vzorce $CP = LOLP \times VOLL$, kde LOLP je pravděpodobnost, že poptávka v danou hodinu nebude pokryta (Loss of Load Probability), a VOLL je hodnota ztraceného výkonu (Value of Loss Load). S oběma parametry byly od počátku problémy. LOLP byl určován podle výpočetního algoritmu společnosti National Grid. Ale tento koeficient nebyl autonomní před záměrnou činností dominantních hráčů, především před možností ovlivnění koeficientu účelovým odhlašováním elektráren z provozu a jejich opětovným nahlašováním (tzn. prostřednictvím ovlivňování hodnoty pravděpodobnosti nepokrytí)⁹⁶. Druhý koeficient byl již doslova „cucán z prstu“ – byl určován regulátorem (tj. OFFERem) a měl vyjadřovat „hodnotu ztracené elektřiny pro spotřebitele“. Pomocí nastavení jeho velikosti mohl regulátor ovlivnit investice do zdrojů, a aby byly optimální, musel by se trefit do tržní ceny ztracené elektřiny. To však není v silách žádného regulátora a ani OFFERu se to nikdy nepodařilo.

Prvotním účelem Poolu bylo tedy umožnit výrobcům podávání nabídek na pokrytí požadované kapacity neboli poptávky v jednotlivých hodinových (později půlhodinových) intervalech, ale bez aktivní účasti strany poptávky na něm (viz výše). Dalším úkolem, který vyplýval z jeho povinného charakteru, byla jeho cenotvornost – procházely jím všechny provedené obchody bez ohledu na způsob jejich uzavření. Stejně tak právě mechanismus Poolu určil, kdo bude vyrábět elektřinu a kdy – podle pořadí nabídek na poolu sestavených na základě nabízených nákladů jednotlivých výrobních kapacit. Plnil tak vlastně roli dispečera soustavy. Zároveň byl Pool také vypořádacím centrem, které zajišťovalo, že platby za provedené dodávky budou uskutečněny. Toto vypořádávání probíhalo ve dvou fázích – zaprvé se rozpočítají a určí příjmy jednotlivým výrobcům za elektřinu, kterou dodali (výpočet prováděl Obchodní výbor 1). Ve druhé fázi se jednalo o výpočet plateb jednotlivých zákazníků podle jejich skutečného odběru (na vypořádání dohlíží Obchodní výbor 2).

Mezi nevýhody Poolu patřila především administrativní náročnost, metodologická nejasnost, netransparentnost až kryptoničnost a již vysvětlená značná benevolence a možnost ovlivnění vytváření koeficientů od „zeleného stolu“, které jsou klíčové pro stanovení poplatků za podpůrné služby, a potřeba nezávislého, vlivného a renomovaného regulátora, jehož pozice není ničím a nikým zpochybňována a který má mezi elektrárenskými společnostmi přirozenou autoritu.

Přes popsanou tuhou centralizaci nabylo obchodování s elektřinou mnoha forem. Reálný život prostě zvítězil nad přáním úředníků. Především se tedy jednalo o:

- čisté obchodování s elektřinou na spotovém trhu (Poolu – viz výše), kdy nabízející nebo poptávající získali na Poolu svoji protistranu, kterou ani nemuseli znát (to ovšem nevařilo, neboť za vypořádání plateb ručil Pool);
- obchodování s energiemi prostřednictvím bilaterálních kontraktů (bilaterální kontrakt znamená, že producent elektřiny uzavře přímo s klientem smlouvu na dodávku určitého množství energie za určitou cenu po určitou dobu a v určitou dobu), které byly umožněny vytvořením smluvního nástroje známého pod názvem „kontrakty s odchylkami“ (Contracts for Differences), jež řeší problémy odchýlení se ceny na povinném Poolu a v bilaterálním kontraktu;

⁹⁶ Tyto praktiky trh v Anglii a Walesu na čas ovládly a byly jedním z důvodů tvrdého zásahu regulátora proti některým společnostem – především k nařízeným divesticím – viz dále v textu.

- zajišťovací obchody (neboli hedging), tj. obchody, které umožňují producentům energií zajistit se proti menší než očekávané poptávce klientů (např. v důsledku počasí) a jiným skutečnostem;
- obchodování s energiemi prostřednictvím obchodníků, kdy prodaná přebytečná kapacita je prodávána obchodníky na jejich vlastní riziko, tj. jsou po určitou dobu v otevřené pozici;
- obchodování s energiemi jako mandatorní producent (to se týkalo elektřiny vyráběné jadernými elektrárnami, které musí vyrábět určité množství elektřiny po celou dobu, co jsou v provozu, z bezpečnostních a regulačních důvodů).

Rozvojem obchodování na Poolu oproti původním omezenějším představám úředníků a politiků jsme se dostali k vývoji elektroenergetického trhu, který byl po spuštění deregulací mimořádně zajímavý.

Vývoj elektroenergetického trhu

Po Vesting Day nastaly postupně změny ve všech částech elektroenergetického trhu – výrobě, přenosu, distribuci, dodávce, službách, obchodu atd. Rozebereme postupně nejvýznamnější posuny a pohyby na jednotlivých segmentech elektroenergetického trhu.

Výroba

Jedná se o oblast, která byla konkurenci otevřena nejdříve a v podstatě úplně, protože dnes každý, kdo chce v UK postavit elektrárnu, tuto možnost má. Podívejme se však na to, jak se postupně vyvíjela struktura odvětví a vlastnické vztahy. Tato struktura byla ovlivněna především zahraničními investicemi, výstavbou nových elektráren, fúzemi a akvizicemi, ale také divesticemi vynucenými regulátorem. V roce 1990 existovalo v celé Velké Británii sedm výrobců elektřiny, dnes jich existuje 42.

Takovou první velkou nucenou divesticí bylo vlastně již rozbití CEBG na několik kusů, což bylo prvním krokem k liberalizaci a deregulaci odvětví. CEBG se rozdělila na několik nástupnických firem – především National Power a Powergen, které si rozdělily tepelné elektrárny (tj. elektrárny na uhelné a ropné deriváty) v Anglii a Walesu, National Grid Company (NGC), jejímž hlavním aktivem byla sice přenosová síť, ale podržela si i dvě přečerpávací vodní elektrárny Dinorwig a Ffestiniog (hlavní myšlenkou byla snaha dát NGC nějaká aktiva k řízení stability soustavy). Jaderné elektrárny byly pro začátek ponechány ve státním vlastnictví, protože nebylo jasné, jak je privatizovat, a potenciální investoři v té době nechtěli o jejich vlastnictví ani slyšet. Proto byly vytvořeny společnosti Nuclear Electric, která dostala do vínku jaderné elektrárny na území Anglie a Walesu, a Scottish Nuclear Electric, která získala pro změnu jaderné elektrárny ve Skotsku.

Pro úplnost dalšími výrobci elektřiny ve Velké Británii byly skotské společnosti Scottish Power and Scottish Hydro Electric a Northern Ireland Electricity v Severním Irsku.

Velkými výrobci elektřiny, kteří si tak mezi sebou konkurovali, byli po proběhlých divesticích a privatizacích především „pohrobci“ bývalého monopolu CEBG – National Power, PowerGen, British Energy, BNFL Magnox (viz výše) a také dovozci elektřiny – z Francie a Skotska.

To, co však změnilo britskou elektroenergetiku nejvíce a s čím skutečně nikdo na počátku privatizace a deregulace nepočítal, byl rozvoj nezávislých výrobců elektřiny neboli IPPs. Hlavní technologií, která se ukázala jako vítěznou pro stavbu nových zdrojů, byl paroplynový cyklus – neboli anglicky CCGT = Combined Cycle Gas Turbine. Do roku 1990 leželo na CEBG několik plánů na stavby nových jaderných elektráren. Tyto plány však s proběhlou liberalizací a deregulací byly v podstatě okamžitě smeteny ze stolu a dodnes se na něj nevrátili. Místo toho nastoupil zemní plyn ze Severního moře.

První projekty IPPs, všechny typu CCGT, byly podpořeny distribučními společnostmi, které na těchto projektech zpravidla participovaly na bázi joint venture a zpravidla s novými IPPs (do značné míry se svými dceřinými společnostmi) uzavřely dlouhodobé kontrakty na výkup jimi vyrobené elektřiny⁹⁷. Účast distribučních společností na výrobě elektřiny však byla omezena regulačními pravidly, která jim umožňovala zajistit si z vlastní výroby pouze 15 % jejich poptávky⁹⁸. Jedinou společností, která si u regulátora (Offeru) vyjednala výjimku, byla společnost Eastern Electricity. Eastern tak investovala do nového CCGT v Peterborough a Kings Lynnu. V roce 1996 tato společnost koupila pět uhelných elektráren od National Power a PowerGen o celkové kapacitě kolem 6000 MW. Tato transakce byla oběma společnostem nařízena regulátorem z důvodů vytvoření větší konkurence na elektroenergetickém trhu. Eastern se tak se 7000 MW stala čtvrtým největším výrobcem elektřiny v UK. Na rozdíl od Eastern se ostatní distribuční společnosti však postupně z oblasti výroby elektřiny stáhly⁹⁹.

Velkými investory v britské elektroenergetice se staly americké společnosti, což zřejmě souvisí s neexistencí jazykové bariéry, s blízkostí kultur a s americkou tendencí k liberalismu, byť v oblasti elektroenergetiky byli a jsou Američané oproti Evropě poněkud pozadu.

Již zmíněnou expandující Eastern Group získala do svého vlastnictví v roce 1998 americká společnost Texas Utilities, později přejmenovaná na TXU Europe. Spolu s problémy TXU doma došlo i k omezení expanze původní Eastern Group. Z některých pozic se Eastern dokonce stáhla (především ze zahraničí¹⁰⁰). S těmito změnami došlo i ke změně strategie na domácím anglickém trhu.

V roce 1995 došlo k oddělení přečerpávacích vodních elektráren od NGC a následně k jejich odprodeji americké společnosti Edison Mission Energy. Edison Mission Energy mimoto koupila podíly v kogeneračních elektrárnách Roosecote a Derwent CCGT. V Roosecote se následně stala jediným vlastníkem a do svého britského portfolia získala ještě další dvě, tentokrát uhelné elektrárny Ferrybridge a Fiddler's Ferry, které si dlouhodobě pronajala od Powergenu.

Americká AES vybuďovala Barry CCGT a získala podíl v jiném paroplynovém cyklu Medway. V souvislosti s rozdělením a restrukturalizací National Power koupila AES největší britskou uhelnou elektrárnu Drax za 3 mld. USD. Jedná se o skutečného giganta, neboť její instalovaný výkon činí 3960 MW. Celý prodej byl doprovázen dalšími menšími kontrakty na nákup uhlí, IT podporu apod.

Další z amerických společností, které vstoupily na britský energetický trh, byl Enron, který se stal akcionářem v jednom z prvních skutečně velkých nezávislých projektů – Teeside Power. Enron také postavil CCGT v Sutton Bridge.

Společnost Entergy investovala do dvou CCGT elektráren – Saltend a Damhead Creek (byly spuštěny do provozu v roce 2000).

Konečně NRG vybuďovala CCGT elektrárnu Brimsdown.

V souvislosti se snahou National Power a Powergen vstoupit do oblasti dodavatelských aktivit konečným zákazníkům (tj. nákupem dodavatelských aktivit některých distribučních společností) nařídil Offer v roce 1999 jako podmínku svého souhlasu s navrženými akvizicemi dodavatelských aktivit další odprodeje některých elektráren. V této druhé vlně naříze-

⁹⁷ Opět je tu vidět určitou podobnost s českou realitou – PPC Trmice, Teplárna Kyjov (obě CCGT, obě částečně vlastněné REASy – alespoň zpočátku), nebo ECKG Kladno (převážně uhelný zdroj, i když s jednou plynovou turbínou, částečně vlastněný STE, s 20-ti letou smlouvou na výkup elektřiny). Samozřejmě rozsah těchto aktivit byl v ČR menší a i využití CCGT oproti UK okrajové.

⁹⁸ Žádné obdobné regulační pravidlo nebylo v ČR stanoveno. V průběhu 90. let tak podíl bývalého monopolu ČEZ na krytí domácí poptávky neustále klesal.

⁹⁹ Růst Eastern Group nebyl omezen pouze na Anglii a Wales. Eastern investovala i v zahraničí, např. v ČR, kde zakoupila minoritní bytí významný podíl v SME a 80 % akcií v Teplárnách Brno.

¹⁰⁰ Z ČR odešla Eastern postupně ve dvou krocích. Nejprve prodala svůj podíl v SME E.Onu v roce 2000. Teplárny Brno prodala v 2002 české společnosti MVV EPS, která je českou dcerou německé skupiny MVV.

ných divestic koupila British Energy od National Power uhelnou elektrárnu Eggborough (2000 MW) za skoro 1 mld. USD (přesně 985 mil. USD) v hotovosti a NRG převzala paroplynový cyklus v Killingholme. V důsledku změn na trhu, nařízených odprodejů (kromě Eggborough se jednalo i o elektrárnu Killingholm), vnitřních problémů a také zahraniční expanze dospěl management a vlastníci National Power koncem roku 1999 k zásadnímu rozhodnutí – k rozdělení společnosti. V srpnu 2000 se tak National Power rozdělila na dvě části – Innogy, která převzala veškerá výrobní aktiva ve Velké Británii kromě CCGT Deeside, a International Power, které zbyla aktiva National Power v zahraničí¹⁰¹. V současnosti (jaro a léto 2002) se jedná o odprodeji Innogy německé společnosti RWE. Tento odprodej byl akcionáři Innogy již schválen. Pro RWE by se tak jednalo o významný průnik na pro ni prozatím uzavřený britský trh, což by pro ni mělo dvě značné výhody – udržela by krok se svým největším konkurentem E.On a díky tomu, že RWE je vlastníkem Thames Water (která se mimochodem stala hlavním správcem vodárenských aktivit v RWE Group), pak by i v Británii mohla RWE prosazovat svoji multiutilitní strategii.

Snaha RWE koupit Innogy je svým způsobem dalším krokem v souboji mezi německými společnostmi – E.On a RWE. E.On totiž relativně krátce předtím (druhá polovina roku 2001) získal do svého portfolia společnost PowerGen.

Dalším významným zahraničním subjektem, který pronikl na britský trh, je společnost EDF. EDF je propojena s anglickým NGC podmořským kabelem a elektřinu do Británie dováží, nicméně cílem EDF bylo proniknout na britský trh trvaleji a pevněji než pouze jako dovozce silové elektřiny. Proto v roce 1999 koupila London Electricity a učinila ji svojí základnou pro expanzi na ostrovech. Zakoupila také od Enronu CCGT Sutton Bridge a potom (v listopadu 2000) od Powergeneru uhelnou elektrárnu Cottam (2000 MW) za 581 mil. USD. V roce 2001 do svého portfolia získala uhelnou elektrárnu West Burton, kterou převzala od TXU Europe. V současnosti vlastní zhruba 5000 MW instalovaného výkonu a stala se z pouhého dovozce jedním z hlavních hráčů na trhu. Okolo London Electricity se postupně buduje LE Group, která se stává jedním z největších a nejprogresivnějších hráčů na všech elektroenergetických trzích (tj. výroba, dodávka konečným zákazníkům, distribuce a doprovodné služby – viz dále). V současné době má LE Group v UK na tři miliony zákazníků.

Centrica, jako jeden z hlavních hráčů na dodavatelském trhu elektřiny a zemního plynu, také v nedávné době vstoupila na trh výroby elektřiny. V květnu 2001 koupila 60 % v elektrárně Humber Power – zbylých 40 % vlastní Total/Fina/Elf. V červnu 2001 převzala od TXU její CCGT v Kings Lynnu a Peterborough, a to formou dvacetiletého pronájmu. Hlavním účelem tohoto kroku bylo zajištění si vlastních zdrojů pro rozrůstající se bázi zákazníků, kteří od Centricy kupují elektřinu.

Z již řečeného je patrné, že TXU se postupně zbavovala všech svých výrobních aktiv. Kromě již zmíněných prodejů došlo i na prodej uhelné elektrárny Rugeley International Power. Jedná se o firemní strategii, jejímž cílem má být vytvoření obchodní energetické společnosti¹⁰². V době, kdy britskému trhu dominovaly National Power a Powergen, se nákup elektráren jevil jako cesta k řízení pozice Eastern na velkoobchodním trhu. V současné době je výrobní trh velice likvidní a po sérii divestic není v podstatě nikým dominován. Proto je jednodušší (alespoň podle názoru TXU) získat příslušnou kapacitu pomocí kontraktů, popř. provozovat elektrárnu a mít přístup k její výrobní kapacitě bez toho, že by elektrárny TXU sama vlastnila. TXU má provozní smlouvu (tolling deal) právě s Rugeley a velkoobchodní kontrakt s AES Drax, což jí umožňuje hrát roli určitého virtuálního výrobce elektřiny.

¹⁰¹ Mezi nimi např. i Elektrárny Opatovice a. s.

¹⁰² Bude zajímavé sledovat, jak tento cíl ovlivní pád Enronu, jehož cíle byly podobné.

Dalším dodatečným zdrojem elektřiny v Anglii a Walesu jsou dovozy elektřiny – z Francie a Skotska.

Poklesy cen silové elektřiny na Poolu a následné poklesy cen elektřiny po nástupu NETA spolu s dramatickým růstem cen zemního plynu od konce 90. let vyvolaly další vlnu restrukturalizací. Edison Mission Energy prodalo své uhelné elektrárny jiné americké společnosti AEP (vlastník SEEBOARD) a Entergy prodalo svojí CCGT Saltend další americké společnosti Calpine.

Pokud bychom srovnali pohyby na trhu v Anglii a Walesu se Skotskem, pak bychom mohli skoro říci, že ve Skotsku je nuda – kromě převzetí jaderných elektráren ve Skotsku British Energy a vytvoření Scottish and Southern Energy v prosinci 1998 zůstala vlastnická struktura ve Skotsku neměnná. Nicméně skotské společnosti na anglický trh vstoupily dvěma směry – exportem elektřiny prostřednictvím interconnectoru (propojovacího kabelu, resp. tří kabelů), který spojuje anglickou a skotskou elektrizační soustavu, a především investicemi do výrobních kapacit v Anglii a Walesu. Scottish Power koupila Rye House CCGT od Powergenu, zatímco Scottish and Southern Energy koupila Keadby CCGT a vystavěla několik malých CCGT elektráren.

Distribuce a dodávka konečným zákazníkům

V době privatizace existovalo v Anglii a Walesu 12 tzv. PESs, což byly nástupkyně původních Electricity Boards. Rozdíl mezi nimi byl skutečně jen v názvu. Distribuce a dodávka konečným zákazníkům byly regulovanými aktivitami a jednotlivé PESs měly na svých vymezených územích odpovědnost za dodávku a distribuci, a měly neustále povinnost zásobovat konečné zákazníky.

Nicméně v průběhu posledních 12 let se obrázek, který naskýtá britský distribuční sektor, diametrálně změnil. V důsledku konkurenčního boje, regulačních opatření a povinnosti oddělit distribuci od dodávek konečným zákazníkům (neboli tzv. supply business) dnes jen několik málo bývalých PESs provozuje jak distribuční, tak i dodavatelské aktivity. A spolu s Utilities Act 2000 skončil v anglickém právním systému i koncept výlučného vymezeného území.

V současnosti existuje pouze sedm velkých skupin dodavatelů – především v důsledku fúzí a akvizic – které se zformovaly z původních PESs. Dalším významným dodavatelem elektřiny se stal British Gas Trading, což je obchodní část firmy Centrica (podrobněji viz kapitolu o britském plynárenství). Na druhou stranu, bývalé PESs se staly významnými dodavateli na plynárenském trhu.

Zajímavé je, že první významné akvizice tohoto druhu přišly do Anglie ze Skotska¹⁰³. První společností, která expandovala mimo své bývalé vymezené území a koupila jinou bývalou PES, byla Scottish Power, která v říjnu 1995 koupila Manweb. V prosinci 1998 fúzovaly Southern Electric and Scottish Hydro Electric a vznikla tak společnost Scottish and Southern Energy. V červenci 1999 koupila London Electricity dodavatelské aktivity (tzv. supply business) společnosti SWEB.

Významným trendem na elektroenergetickém trhu Anglie a Walesu se stala integrace výroby a dodavatelských aktivit. Stalo se tak především v důsledku již demonstrovaného poklesu podílu původních elektrárenských společností na trhu se silovou elektřinou. V červenci 1998 koupil Powergen East Midlands Electricity a National Power koupil dodavatelské aktivity Midlands Electricity – tato akvizice znamenala také první vlastnické oddělení distribuce a dodavatelských aktivit jedné původní PES. British Energy koupila v červnu 1999 dodavatelské aktivity SWALEC, který však o rok později prodala Scottish and Southern

¹⁰³ Nicméně jedná se o poměrně logický vývoj, neboť ve Skotsku konkurence nebyla a monopolní firmy mají tendenci expandovat do konkurenčních trhů – viz Averch-Johnsonův efekt.

Energy. Po rozdělení National Power na Innogy a International Power v srpnu 2000 pokračovala Innogy v nákupech a získala v únoru 2001 dodavatelské aktivity Yorkshire Electricity a v listopadu 2001 dodavatelské aktivity Northern Electric. Stejně tak TXU Europe (bývalá Eastern Electricity) koupila v srpnu 2000 Norweb Energi. Pouze jediná původní PES SEEBOARD (vlastněná Americkou AEP) zůstala v původní podobě, což nemusí být na dlouho.

Dalším trendem je i konsolidace v oblasti čisté distribuce – hlavními motivy jsou potenciální úspory z rozsahu, redukce nákladů a možná vyšší provozní efektivita. Některé původní PESs se po prodeji svých dodavatelských aktivit přeměnily v čisté distribuční a servisní společnosti. SWEB po prodeji dodavatelských aktivit LE Group vytvořila novou distribuční společnost Western Power Distribution, která v září 2000 koupila Infracore, což není nic jiného než distribuční síť SWALEC. Stejně tak se Midlands Electricity po prodeji svých dodavatelských aktivit přeměnila na GPU Power UK. London Electricity a TXU Europe vytvořily společný podnik 24seven, který provozuje jejich distribuční síť, ačkoliv jejich vlastnictví a příslušné licence si stále ponechaly obě mateřské společnosti tohoto joint venture. V listopadu 2001 TXU Europe ohlásila prodej svých distribučních sítí a svého 50% podílu v 24seven London Electricity. V současnosti tak existuje devět nezávislých skupin distribučních společností, nicméně další spolupráce, fúze a akvizice se dají očekávat v blízké budoucnosti.

Zajímavou operací byly i akciové swapy týkající se Northern Electric a Yorkshire Electricity. Innogy koupila dodavatelské aktivity Northern Electric a zaplatila za ně svým 94,5% podílem v distribučních aktivitách Yorkshire Electricity. Northern Electricity tak vlastní dvě distribuční sítě.

Dodávka konečným zákazníkům

S tím, jak si Britové postupně zvykají na to, že si mohou zvolit svého dodavatele elektřiny, roste podíl těch, kteří tak skutečně činí. Tento podíl je dokonce vyšší než v telekomunikacích nebo na jiných trzích. Přesto, že byl elektroenergetický trh plně otevřen konkurenci později než trh plynárenský, tak množství zákazníků, kteří změnilí svého dodavatele, je s plynárenským trhem srovnatelné.

Otevření trhu bylo postupné a trvalo osm let, než došlo k plné deregulaci v oblasti dodávek konečným zákazníkům. Jedním z důvodů, proč bylo otevírání tak postupné, je pravděpodobně opatrnost a také to, že Británie byla v podstatě první zemí v Evropě, kde k liberalizaci docházelo, a nikdo netušil, co zvolený model deregulace s britskou elektroenergetikou provede.

První skupinou zákazníků, kteří získali možnost volby svého dodavatele elektrické energie již v dubnu 1990, bylo zhruba 5000 největších odběratelů s maximálním odběrem 1 MW nebo vyšším. O deset let později bylo 81 % z nich zásobováno někým jiným než lokální distribuční společností.

Druhá fáze otevírání trhu nastala v dubnu 1994 a zahrnovala asi 50 000 středně velkých odběratelů s maximálním odběrem od 100 kW do 1 MW. V současnosti je asi polovina z nich zásobována někým jiným než lokální společností.

Poslední a nejrozsáhlejší fází bylo otevření trhu pro zhruba 26 milionů zbývajících zákazníků (tj. malých odběratelů a domácností). Těto skupině bylo postupně od září 1998 do května 1999 umožněno zvolit si svého dodavatele elektřiny. Dva roky na to již asi 11 milionů domácností (tj. 38 % z celkového počtu) změnilo alespoň jednou svého dodavatele.

Je zajímavé podívat se na ty zákazníky, kteří se rozhodli pro změnu svého dodavatele. Podle výzkumů z poslední doby neexistuje podstatný rozdíl mezi chováním na elektroenergetickém trhu mezi těmi, kteří využívají předplacené služby, oproti těm, kteří platí klasicky (tj. na účet).

Stejně tak již dnes neexistuje rozdíl mezi sociálními vrstvami, který existoval zpočátku (vyšší příjmové vrstvy měnily dodavatele elektřiny častěji než nižší příjmové kategorie). Stejně tak neexistují známky toho, že zákazníci se speciálními potřebami (invalidé nebo jednočlenné rodiny) by se chovali jinak než ostatní. Jedinou skupinou, která má tendenci měnit svého dodavatele méně než ostatní, jsou penzisté. Roste také počet zákazníků, kteří změnili dodavatele vícekrát (logicky). Hlavním důvodem, proč lidé nemění svého dodavatele, je spokojenost se stávajícím a neexistence nutnosti měnit dodavatele. Někteří z těch, kteří nemění svého dodavatele, si také myslí, že je to velmi složité, ačkoliv ti, kteří tak skutečně udělali, potvrzují, že proces změny je velmi jednoduchý. Díky konkurenci je spokojenost se současným dodavatelem elektřiny obecně velmi vysoká. Stejně tak je obecná spokojenost s dodávkami elektřiny, pokud jsou srovnávány s ostatními odvětvími. Zajímavé je, že největší spokojenost panuje s frekvencí a přesností vyúčtování¹⁰⁴. Stejně tak je zajímavé, že o něco menší spokojenost panuje u těch, kteří změnili dodavatele, což ale může být vyvoláno vyššími očekáváním a nebo tím, že lidé, kteří nezměnili svého dodavatele, si obecně o něco méně stěžují¹⁰⁵.

Z druhé strany hlavním důvodem pro změnu dodavatele je stále uváděna nižší cena elektřiny, byť její důležitost poněkud klesá ve prospěch jiných důvodů – společná nabídka dodávek u elektřiny a plynu, možnost společných účtů, kvalitnější služby a jednoduchost změny dodavatele.

Právě zmíněná možnost získávat elektřinu a plyn od jednoho dodavatele je druhým nejvýznamnějším důvodem pro změnu dodavatele. 80 % zákazníků, kteří v současnosti mění dodavatele, mají stejného dodavatele obou médií. Odhaduje se, že zhruba 30 % všech zákazníků má dnes společného dodavatele.

Pokud jde o povědomí lidí o různých možnostech, pak se neustále zlepšuje. Přes 75 % lidí je schopno jmenovat alespoň dva dodavatele elektřiny a 35 % lidí je schopno vyjmenovat čtyři a více dodavatelů. Pouze 20 % zákazníků je schopno jmenovat pouze jednoho dodavatele.

Vývoj tržních podílů

Na trhu dnes existuje 29 licencovaných dodavatelů elektřiny. Někteří dodavatelé vlastní několik licencí, jiní naopak nejsou aktivní. Podle odhadů Ofgem je v Anglii a Walesu aktivních 12 dodavatelů a ve Skotsku jich je aktivních 10.

Tržní podíly bývalých PESs klesaly v Anglii a Walesu naprosto stabilně kolem 10 % ročně a v září 2001 ztratily v průměru asi 30 % svých bývalých zajatých zákazníků na vymezených územích. Ve Skotsku je situace odlišná – dva bývalé distribuční monopoly stále drží asi 77 % bývalých zajatých zákazníků. Jedinou společností, která získala ve Skotsku významný tržní podíl, je British Gas Trading (neboli Centrica).

Jak již vyplynulo z popisu vlastnických změn distribučních společností a dodavatelských aktivit, pak dnes existuje v Británii asi sedm velkých dodavatelských skupin.

Společnosti s největším tržním podílem jsou takové, které vlastní více než jednu bývalou PES. Výjimkou je pouze British Gas Trading, která získala svůj významný podíl podomním prodejem a teleprodejem.

Největším tržním subjektem je Innogy, která díky akvizicím dodavatelských aktivit Midlands Electricity, Yorkshire Electricity a Northern Electric získala 19 % podíl na trhu konečných zákazníků. British Gas Trading je číslo dvě s podílem 17 %, následována TXU (ta vlastní Norweb Energi) s 15 %. Scottish and Southern Energy díky vlastnictví dodavatelských aktivit SWALEC má tržní podíl 14 %. LE Group (včetně bývalých dodavatelských aktivit

¹⁰⁴ Zde leží pravděpodobně největší problém našich distribučních společností a v tom se mají ze zahraničí čemu naučit.

¹⁰⁵ Bez bližší analýzy není možné z tohoto faktu nic vyvozovat, neboť se jedná o klasický případ self-selection bias.

SWEB) má stejně jako Scottish Power podíl 10 %. Powergen Energy drží 8 %, zatímco SEEB-BOARD 6%. Ostatní dodavatelé se dělí o zbývající 1 % trhu.

S výjimkou British Gas Trading, Innogy, Powergen a skotských společností, které dokázaly získat zákazníky na rozsáhlém území, je změna dodavatele poměrně lokální záležitostí a nejnepopulárnější alternativou lokálního dodavatele je sousedící společnost.

Noví příchozí, jako jsou Virgin Energy (společný podnik LE Group a společnosti Virgin), Saga, Union Energy, Severn Trent Energy a jiní, získali doposud relativně malé množství zákazníků. Dohromady se jedná asi o 300 000.

Fúze a akvizice přinesly kromě organizačních a manažerských problémů i problém značky. Vyvinulo se několik způsobů řešení – žádná akce, odvrhnutí regionální značky ve prospěch značky národní, nebo vytvoření úplně nové identity. London Electricity a SWEB se např. rozhodly dodávat pod stávajícími značkami. TXU se rozhodla adaptovat po akvizici dodavatelských aktivit Norweb Energi národní značku TXUEnergi. Powergen vytvořil nové jméno Powergen Energy stejně jako Innogy, která vytvořila obchodní jméno Npower.

Jako důsledek konkurenčního boje se začaly tvořit nové aliance s organizacemi a firmami mimo elektroenergetický sektor, jako jsou Tesco, Sainsburys, Barclays Bank, Air Miles, Goldfish, Age Concern, BT apod. Zajímavé je to, že přes určité úspěchy těchto aliancí s Tesco nebo Sainsburys při získávání zákazníků jsou zatím dosažené výsledky výrazně za očekávaním.

Ofgem

Na konci roku 1999 byl Offer spolu s Ofgasem zrušen, resp. oba úřady byly sloučeny do jednoho většího úřadu Ofgem, což je zkratka pro Office for Gas and Electricity Markets. Současně s tím také odešel z funkce ředitele Offeru Steven Littlechild, který vtiskl britské elektroenergetice nesmazatelnou pečeť. Vedení převzal Callum McCarthy, který byl krátce předtím jmenován šéfem Ofgasu.

Jeho úkolem bylo zaprvé sloučit oba úřady, plně „vtáhnout“ Skotsko do britského elektroenergetického trhu, dokončit kompletní otevírání trhu jak v elektroenergetice, tak v plynárenství a především provést změnu obchodního systému na obou trzích. Pro nový obchodní systém v elektroenergetice se vžil název NETA.

Pravomoci v elektroenergetice Ofgemu jsou stejně jako v případě Offeru silné a rozsáhlé. Především převzal cenotvorné pravomoci od Offeru a reguluje ceny za přenos a distribuci elektřiny, a to podle starého principu cenových čepiček, které jsou nově stanovovány každé čtyři až pět let. Dále pak uděluje licence a rozhoduje o obchodním systému, byť jeho provozovatelem je v současnosti společnost Exelon (viz dále kapitola o NETA).

RETA a NETA

Jelikož uspořádání typu Pool mělo závažné nedostatky, o nichž jsme se již částečně zmínili výše, bylo rozhodnuto vytvořit novou strukturu pro obchod s elektřinou. Pro revizi a restrukturalizaci stávajícího uspořádání byl vytvořen projekt RETA, který se postupně přeměnil na projekt NETA, v němž šlo nejenom o definitivní podobu nového uspořádání, ale především o jeho implementaci.

NETA neboli New Electricity Trading Arrangements kompletně změnila obchodování s elektřinou a strukturu trhu. NETA byla spuštěna po několika odkladech 27. března 2001.

Podstatným rozdílem od Poolu je to, že silová elektřina je obchodována mezi výrobcí a dodavateli především na bázi dvoustranných smluv, popř. se obchoduje na burzách s elektřinou. Pouze velice malé množství elektřiny je využito v tzv. Balancing Mechanism, skrze nějž National Grid Company (NGC) zajišťuje stabilitu soustavy (tj. v podstatě poskytuje tzv. systémové služby).

V současnosti si tak lze nakoupit elektřinu ve velkém časovém rozmezí – od několika hodin až po několik let dopředu. Existuje celá škála krátkodobých i dlouhodobých trhů, trhů s forwardy i futures a tyto trhy, které jsou z pohledu operátora systému pojednávány jako dvoustranné kontrakty, tvoří kolem 95 % všech obchodů. Jednotliví účastníci trhu musí oznámit systémovému operátorovi do 11:00 předchozího dne svoji očekávanou pozici na trhu – tj. plánovanou výrobu nebo plánovaný odběr ze soustavy. Tato předběžná oznámení pozice (IPNs neboli Initial Physical Notifications) slouží k plánování provozu soustavy den dopředu, neboť ukazují pravděpodobnou situaci systému. Konečné oznámení pozice musí být provedeno do 3,5 hodiny před reálným časem obchodování. Obchodní jednotkou je jedna půlhodina. Jednotliví účastníci mohou také oznámit svoji ochotu změnit na požádání operátora systému svoji výrobu nebo odběr, tj. za kolik jsou to ochotni provést, a podat tak nabídku do vyrovnávacího mechanismu (Balancing Mechanism). Vyrovnávací mechanismus je doplňován také rychlými nabídkami nebo poptávkami, které pomáhají zajišťovat především lokální stabilitu soustavy nebo řešit problémy s úzkými místy v soustavě.

Účast ve vyrovnávacím mechanismu je dobrovolná, nicméně účastníci musí podepsat tzv. Balancing System Code (BSC), který obsahuje pravidla zajišťující fungování vyrovnávacího mechanismu. Operátor systému může také uzavírat smlouvy o podpůrných službách s časovým předstihem. Veškeré náklady na poskytování systémových služeb jsou placeny právě těmi, kteří podepsali BSC, a to prostřednictvím poplatku za systémové služby (BSUoS = Balancing Services Use of System). Pozice jednotlivých subjektů BSC (v ČR by byly obdobou subjekty zúčtování) je stanovena podle toho, zda-li jejich skutečná spotřeba či výroba odpovídá jejich kontrahované spotřebě či výrobě. Ty subjekty, které vykázaly odchylku, jsou penalizovány poplatkem za odchylku. Tento poplatek za odchylku se liší podle toho, zda-li je daný subjekt překoupen, tj. dodal více, než měl, či odebral méně, než měl (tzv. long pozice), či opačně, zda-li je daný subjekt nedokoupen, tj. dodal méně, než měl, či odebral více, než měl (tzv. short pozice). Cena za odchylku pak zahrnuje cenu elektřiny v dané obchodní půlhodině a případné náklady na vyrovnání systémové odchylky (tj. v podstatě náklady na podpůrné služby).

BSC je plně řízen společností Elexon (obdoba našeho OTE), což je akciová společnost, která byla zřízena NGC, avšak je mimo její kontrolu. Rolí Elexonu je pak řízení kontraktů s poskytovateli služeb NETA, administrace NETA a zpracovávání návrhů na modifikace BSC a tržních pravidel. Tyto návrhy jsou projednávány 14-ti člennou radou reprezentující výrobce, dodavatele, konečné zákazníky, Ofgem, NCG, distribuční společnosti a nezávislé poradce.

Velikým odlišením NETA oproti Poolu je to, že na rozdíl od Poolu, kde NGC centrálně řídila výrobní zdroje, jsou elektrárny v NETA plně samostatné, ale jsou vystaveny riziku plateb za odchylky, pokud se odchýlí od kontrahované dodávky.

Dalším rozdílem je to, že poptávková strana trhu je plně vtažena do vyrovnávacího mechanismu. Dodavatelé a spotřebitelé mohou nabízet, za jakou cenu jsou ochotni snížit svoji spotřebu, a konkurovat tak elektrárnám (které v tomto případě nabízejí zvýšení výkonu).

Nové trhy

Zavedení NETA znamenalo rychlý rozvoj velkoobchodního trhu, který již nebyl svázán striktními a omezujícími pravidly Poolu. V podstatě se rozvinul trh s komoditou obdobný ostatním komoditním trhům. Rozvíjejí se spotové i termínované trhy s elektřinou, stejně jako se ustavilo množství burz, které obchodují elektřinu i příbuzné produkty.

Po zavedení NETA se vyvinuly tři hlavní burzy: UK Power Exchange (UKPX), UK Automated Power Exchange (APX) a International Petroleum Exchange (IPE). Z těchto burz nabízejí spotový trh UKPX a UK APX, zatímco UKPX a IPE nabízejí termínové kontrakty (futures). Naprostá většina obchodů na burze se odehrává na spotových trzích, neboť účastníci

trhu využívají na doladování svých tržních pozic. Burzy jsou v provozu 24 hodin denně, sedm dní v týdnu a přístup na ně je prostřednictvím internetu.

Termínový trh na UKPX byl spuštěn v červnu 2000 a spotový trh 25. března 2001 – dva dny před začátkem NETA. Burza nabízí místo k obchodování s elektřinou, clearing a vypořádání jak pro spotové, tak pro termínové kontrakty obchodované na stejné burze. Počet členů UKPX vzrostl z 15 na 43 a jedná se o směsici výrobců, dodavatelů, obchodních společností a pěti brokerských firem.

UKPX je největší burzou z pohledu zobchodovaného objemu. V současné době na ní proběhne zhruba 850 000 obchodních transakcí za měsíc a obchodované množství činí zhruba 430 GWh. Burza nabízí kaskádu produktů od termínovaných až po půlhodinové kontrakty pro dodávku 1 MW na smlouvenou dobu. Tyto kontrakty jsou obchodovány od začátku dne až do tzv. Gate Closure pro danou obchodní půlhodinu. Připravuje se zavedení obchodování s futures na období jednoho dne od 23:00 hod. do 23:00 hod. jako reakce na poptávku průmyslu, který by rád používal futures kontrakty na UKPX jako hedgeovací nástroje oproti OTC forwardům. UKPX také zavede obchodování s hodinovými bloky, které budou protipólem EFA bloků, jež jsou běžně obchodníky používány a jež budou doplňovat půlhodinové kontrakty na UKPX spotovém trhu.

UK APX byla spuštěna spolu s NETA a je provozována po internetu. Nabízí 24hodinový kontinuální spotový trh. Obchodními nástroji jsou čtyřhodinové bloky dodávek 1 MW, půlhodinové kontrakty a týdenní futures. APX nabízí plný burzovní servis – anonymní nabídky a poptávky, úvěrový management, vypořádání a cenotvorbu. V současnosti je prostřednictvím APX uzavřeno 400 000 kontraktů měsíčně a zobchodovaný objem činí 80 TWh. Ve srovnání s UKPX, kde jsou denní objemy obchodů velmi stabilní, je objem obchodů na APX mnohem volatilnější.

Vedle těchto burz se vyvinula řada internetových portálů, které nabízejí obchodníkům větší výběr obchodních partnerů a jsou významné z hlediska cenotvorby v reálném čase. Enron Online (před krachem Enronu) a Spectron Live byly prvními platformami tohoto druhu. Stejně tak se jednalo o neaktivnější portály v transakcích s elektřinou. Tyto „neoficiální“ portály zvýšily likviditu trhu tím, že rozšířily počet hráčů na trhu a především umožnily se na trhu zúčastnit malým hráčům.

Naprostá většina termínových obchodů v rámci NETA probíhá formou OTC forwardů. Díky NETA likvidita na OTC trzích, a to jak z hlediska objemu obchodů, tak i z hlediska nabízených produktů, podstatně vzrostla řádově o stovky procent. Stejně tak roste aktivita obchodníků podél celé cenové křivky, což značí, že obchodníci se snaží si aktivně zajistit své požadavky na dodávku elektřiny mnoho měsíců a dokonce i let dopředu.

Pozitivem je i to, že kromě zvýšené likvidity přinesla NETA i mnohem transparentnější trh. Na trh vstoupilo množství společností, které se zaměřují na reportování cen, jako jsou například Reuters, Platts nebo Heren. Ceny forwardů jsou tak přístupné v mnoha médiích.

Současný stav trhu po zavedení NETA a přijetí Utilities Act 2000

V současné době je trh se silovou elektřinou v Anglii a Walesu velmi diverzifikovaný a zahrnuje od vertikálně integrovaných společností po společnosti vlastníci tzv. obchodní elektrárny (merchant power plants) často jen jednu jedinou. V současnosti se na trhu vyskytuje 38 společností, které jsou považovány za významné producenty elektřiny.

Díky rozvoji plynových elektráren se významně změnil palivový mix a v současnosti je 34 % elektřiny vyráběno z uhlí, 35 % z plynu, 15 % z jádra, 5 % elektřiny je dováženo¹⁰⁶, 4 % z ro-

¹⁰⁶ V tomto případě se nejedná o dovozy do UK, ale pouze do Anglie a Walesu, tj. dovozy z Francie a Skotska, které jsou propojeny každá jedním tzv. interconnectorem neboli propojovacím kabelem či spíše kabely.

py či jejich derivátů a zbývajících 7 % zahrnuje elektřinu z obnovitelných zdrojů a přečerpávacích vodních elektráren.

Klíčovou pozici má společnost National Grid, jejímž hlavním úkolem je udržovat stabilitu elektroenergetického systému Anglie a Walesu, a to jak na národní, tak na lokální úrovni. Spolu s EDF je vlastníkem a operátorem propojovacího kabelu mezi Anglií a Francií. Stejně tak spolu se Scottish Power a Scottish and Southern Energy vlastní a provozuje propojovací kabel mezi Anglií a Skotskem. V současné době se uvažuje o výstavbě nových propojovacích kabelů především do Irska, Nizozemí nebo Norska¹⁰⁷.

Distribuce přesně podle deregulačního mainstreamu zůstává považována za monopolní licencovanou aktivitu. Existuje 9 distribučních společností, které vyvíjejí činnost ve 12 vymezených územích. Distribuční společnosti musí mít pro každou vymezenou oblast specifickou licenci. Stále mají povinnost připojit jakéhokoliv zákazníka a tato připojení udržovat. Podle Utilities Act 2000 byly vytvořeny tzv. Distribution Network Operators, jejichž úkolem je chránit a podporovat konkurenci v dodávkách elektřiny a ve výrobě elektřiny. Stejně tak mají povinnost zajišťovat nediskriminační přístup do distribučních sítí.

Pro vstup na elektroenergetický trh je také stále zapotřebí získat licenci na obchodování s elektřinou (electricity supply licence). Neexistuje žádná povinnost dodávat, ale držitelé licence musí na požádání předložit nabídku dodávky, což je poněkud redundantní ustanovení. Dodávku elektřiny je možné provádět jakémukoliv zákazníkovi v jakékoliv oblasti za předpokladu zaplacení regulované ceny za přenos a distribuci elektřiny. Ti dodavatelé elektřiny, kteří chtějí zásobovat domácnosti, musejí mít k licenci ještě speciální autorizaci pro dodávky domácnostem. Podmínkou získání takové autorizace je prokázání dostatku elektřiny pro obsluhu svých zákazníků, což může být zajištěno buď vlastní výrobou, nebo kontrakty s jinými výrobci. Naprostá většina významných výrobců je aktivní i na trhu dodavatelském (tj. trhu prodeje konečným zákazníkům). Někteří z nich, jak už bylo zmíněno, si našli cestu na dodavatelský trh tím, že koupili některé z původních distribučních společností (tj. Public Electricity Suppliers neboli původně Electricity Boards). Veškeré požadované licence jsou vydávány Ofgemem.

Skotsko

Skotsko mělo již od 50. let na rozdíl od Anglie a Walesu integrovanou elektroenergetiku – tj. všechny společnosti zahrnovaly v sobě jak výrobu, přenos, tak i distribuci a dodávku konečným zákazníkům. Tento stav přetrval i po privatizaci – jenom se trochu pozpřeházela aktiva. V současnosti tak ve Skotsku operuje několik společností: Scottish Power a Scottish and Southern Electric (vznikla fúzí Scottish Hydro Electric a Southern Electric v prosinci 1998), což jsou obě plně integrované elektrárenské společnosti, které jsou navíc provázány dlouhodobými smlouvami, jež umožňují využívat navzájem některá výrobní aktiva (jejich účelem bylo vybalancovat před privatizací jejich výrobní portfolio). Třetí společností, která operuje ve Skotsku, je British Energy, která provozuje na skotském území jaderné elektrárny – jejich plný výkon je do roku 2005 prodán oběma skotským společnostem. Obě jaderné elektrárny tak pokrývají asi 50 % spotřeby elektřiny ve Skotsku. Pokud jde o ostatní zdroje, pak Scottish Power vlastní dvě velké tepelné elektrárny, vodní elektrárnu a několik větrných (dohromady 4050 MW instalovaného výkonu). Oproti tomu se zdroje vlastněné Scottish and Southern Electric sestávají z plynové elektrárny Peterhead a z velkého množství hydroelektráren a větrných elektráren v Highlands, dohromady 2888 MW instalovaného výkonu. Obě společnosti také investovaly do výrobních kapacit v Anglii a Walesu.

¹⁰⁷ Podobné kabely již existují např. mezi Polskem a Švédskem (vlastněny a provozovány společností Vatenfall) nebo mezi Německem a Norskem (vlastněny a provozovány společností E.On). Technologií, která je na stavbu kabelů na tak velké vzdálenosti používána, je tzv. HVDC (High Voltage Direct Current) neboli vysokonapěťové stejnosměrné vedení (nikoliv tedy střídavý proud).

Domovské území Scottish and Southern Electric se nachází na severu Skotska v Highlands, kde obsluhuje kolem 670 000 zákazníků na ploše zhruba odpovídající dvěma třetinám České republiky (54 390 km²). Jedná se převážně o zemědělské oblasti, kde si dodnes mnoho lidí pamatuje, že Scottish Hydro Electric zavedla do jejich domovů elektřinu, což naprosto změnilo jejich život. To má svůj významný důsledek v poměrně značné loajalitě zákazníků ke společnosti Scottish and Southern Electric, což například pro městské oblasti u jiných společností neplatí.

Naopak domovské území Scottish Power je mnohem menší (22 950 km²) a nachází se převážně v Lowlands. Nicméně obsahuje v sobě mnohem více mnohem bohatších, ale mnohem méně loajálnějších městských zákazníků – 2,1 milionu. Stejně tak je Scottish Power propojena jedním tzv. interconnectorem (ve skutečnosti se jedná o tři vedení) s přenosovou soustavou Anglie a Walesu, tedy s National Grid. Kapacita vedení je 1600 MW. Tato kapacita je sdílena společně Scottish Power, Scottish and Southern Electric a také BNFL. Jelikož výrobní kapacita ve Skotsku převyšuje tamější poptávku a na jih od Skotska po elektřině poptávka naopak je, pak skotské společnosti vyvážejí svoje přebytky do Anglie. Všechny skotské společnosti mají samozřejmě přístup na trh Anglie a Walesu.

Tržní uspořádání ve Skotsku

Přes existenci plně integrovaných společností na skotském elektroenergetickém trhu byl i v této části Británie zaveden systém TPA do přenosových a distribučních sítí a je možné si zvolit svého dodavatele. V současnosti má licenci k dodávkám konečným zákazníkům deset společností. Ve Skotsku se však prozatím kvůli tomu, že obě klíčové společnosti jsou plně integrované, nevyvinul trh obdobný anglickému a neexistuje žádný jednotný tržní mechanismus, který by byl obdobou NETA. Stejně tak 98 % výroby ve Skotsku mají ve vlastnictví nebo pod smlouvou dvě výše popsané skotské společnosti. Od roku 1990 je velkoobchodní trh regulován pomocí cenových čepiček, které stanovuje na základě konzultací se skotskými společnostmi Ofgem. Ceny za „odchyly“ (tzv. „top-ups“, tj. za elektřinu dodanou v situaci, kdy zákazník potřebuje odebrat ze sítě dodatečnou elektřinu k množství, které si nakoupil od nějakého třetího subjektu, nebo tzv. „spills“, tj. případ, kdy třetí strana má k dispozici elektřinu navíc) jsou stejně jako v případě cen za silovou elektřinu na velkoobchodním trhu regulovány po konzultacích se skotskými společnostmi Ofgemem.

Historicky se ceny pro Skotsko odvozovaly od cen na velkoobchodním trhu v Anglii a Walesu (tj. od cen na Poolu). Jenomže po zavedení NETA tento cenový indikátor zmizel, protože zmizela jednotná velkoobchodní cena, a proto se Ofgem se skotskými společnostmi dohodl na jiném dočasném uspořádání, které platilo pro období od 27. března 2001 do 1. května 2001. Bylo zapotřebí najít v NETA cenu, která by byla dobrým reprezentantem střednědobých až dlouhodobých cen na velkoobchodním trhu Anglie a Walesu. Dočasná cenová čepička tak byla definována jako cena silové elektřiny plus poplatek za systémové služby (tzv. BSUoS neboli Balancing Services Use of System) minus 1,5 %. Přičemž cena silové elektřiny ve vzorci byla stanovena jako vážený průměr z měsíčního indexu obchodů OTC (váha 90 %), z časově váženého průměru denních cen silové elektřiny na burze elektřiny (ze 7 %) a z časově vážených denních průměrů SBP = System Buy Price a SSP = System Sell Price (z 3 %). Po konzultacích v průběhu odsouhlaseného mezidobí a s ohledem na zkušenosti z prvních týdnů provozu NETA a cen na různých trzích v rámci NETA došly obě strany (tj. Ofgem a skotské společnosti) k dohodě, že pro období od 27. května 2001 do 31. března 2002 zůstane cenový vzorec stejný. Avšak způsob výpočtu komponenty cena silové elektřiny byl změněn a stal se jí kompozitní index cen elektřiny na měsíc dopředu, který je vážen tak, aby

reflektoval význam, který mají na trhu jednotliví market makeři – kompozitní index je odvozen od indexů cen elektřiny EFA na měsíc dopředu v Anglii a Walesu, které jsou publikovány Spectronem, Argusem, Herenem a Plattsem (jim přiřazené váhy jsou 40 %, a třikrát po 20-ti%). Měsíční ceny jsou pak modifikovány cenami dosaženými pro půlhodinové intervaly na burze elektřiny UKPX.

Skotské ceny „top-up“ pak byly stanoveny jako SBP (System Buy Price) vyrovnávacího mechanismu v Anglii a Walesu plus poplatek za poskytování systémových služeb a reziduální realokace cash flow, přičemž dosažená „top-up“ cena nemohla překročit cenu na skotském velkoobchodním trhu (která byla určena podle vztahů uvedených výše). To platilo do června 2001. Od té doby je cena regulována stejně, avšak cenová čepička je stanovena na úrovni o 5 % vyšší, než je cena na skotském velkoobchodním trhu. Skotská „spill“ cena je stanovena na úrovni SSP (System Sell Price), avšak minimální cena je 10 GBP/MWh. Scottish Power a Scottish and Southern Electric také souhlasily s tím, že od malých výrobců elektřiny (tj. od těch, jejichž instalovaný výkon je nižší než 2 MW) budou vykupovat elektřinu za cenu komponenty silová elektřina z cenového vzorce určeného pro skotský velkoobchodní trh.

BETTA

Na základě dlouhých konzultací o budoucím obchodním uspořádání ve Skotsku se Ofgem s elektroenergetickými společnostmi dohodl, že NETA by měla být rozšířena i do Skotska, aby byl vytvořen celobritský jednotný elektroenergetický trh. Podle dohod Ofgemu a skotských společností se Skotsko se stane součástí v současné době tvořené „nové NETA“, jež nese název BETTA (British Electricity Trading and Transmission Agreements), v roce 2004 nebo 2005. BETTA nahradí současné uspořádání ve Skotsku. Do té doby budou ve Skotsku platit současná pravidla. Nicméně k tomu, aby bylo možné NETA rozšířit do BETTA, je nutné vyřešit velké množství právních, politických a technických problémů, proto jsou jakékoli predikce v této oblasti předčasné.

Problém British Energy

V srpnu 2002 management společnosti British Energy oficiálně prohlásil, že nemá žádné problémy s financováním svých aktivit, neboť má zdravé cash flow a v případě potřeby má k dispozici úvěrovou linku ve velikosti přes 600 mil. britských liber. Avšak o měsíc později – v polovině září 2002 tentýž management požádal britskou vládu o poskytnutí záchranného balíku s tím, že bez něj společnost zkrachuje. A britská vláda promptně nasypala do chřadnoucí společnosti 400 mil. liber. Jak je vidět, nejenom česká vláda miluje svůj jaderný program zděděný z dob studené války a monopolní struktury elektroenergetiky. Co se vlastně děje? British Energy ještě před nedávnem byla tou firmou, která měla zájem o provozování jaderné části ČEZ, tj. především o Dukovany, ale i dostavovaný Temelín.

Jak už bylo řečeno, British Energy je provozovatel britských jaderných elektráren, které byly na počátku reformního procesu koncem 80. let vyňaty z privatizace především proto, že soukromí investoři se do jaderné energetiky obávali investovat z důvodů nedořešených odpovědnostních vztahů. Jak jsme již podrobně popsali, v květnu 1995 britská vláda schválila postup privatizace jaderné energetiky, která pak začala v roce 1996, kdy byly všechny jaderné elektrárny typu AGR prodány společnosti British Energy. British Energy také převzala jaderné elektrárny Scottish Nuclear Plant. Jaderné elektrárny typu Magnox pak byly prodány státní společnosti BNFL. Z hlediska velikosti výroby je British Energy číslo dvě hned po PowerGenu. A podle konvenčních představ by na tom měla být velmi dobře – variabilní náklady na elektřinu z jaderných elektráren jsou velmi nízké, fixní náklady na výstavbu jaderných elektráren byly uhrazeny již dávno v dobách monopolního uspořádání britské elektroenergetiky apod. Avšak ani všechny tyto výhody British Energy nezachránily.

Na jejím pádu se podepsalo několik okolností. Především manažerské chyby, mezi něž patří především předražený nákup uhelné elektrárny Eggborough od společnosti National Power (na britském trhu dnes Innogy) v roce 1999. Myšlenka tohoto obchodu nebyla úplně špatná – získat flexibilnější zdroj k relativně rigidním atomovým elektrárnám. Nicméně zaplacená cena (1 mld. USD) byla především s ohledem na pokles cen na britském trhu po zavedení NETA (neboli nového tržního uspořádání) od 27. března 2001 příliš vysoká. Obdobně je možné se dívat i na další akvizice v zahraničí (především jaderných elektráren v USA a Kanadě), které sice rozšiřovaly záběr firmy, počet jejích zákazníků a příjmy, nicméně ceny placené za tento extenzivní růst byly velmi vysoké. Další chybou byla neschopnost British Energy a jejího vedení poskytovat produkty, jaké si zákazníci přejí, a neschopnost reagovat na měnící se tržní poměry.

Druhou, byť méně podstatnou okolností, které přispěly k pádu British Energy, je podivuhodná britská energetická politika vůči jaderným elektrárnám. Zaprvé, British Energy musí své jaderné palivo místo relativně levného ukládání v meziskladech vyhořelého jaderného paliva nechávat velice draze přepracovat v domácím přepracovacím závodě v Sellafieldu, který je provozován státní společností BNFL. Platby British Energy ve velikosti kolem 200 mil. liber ročně směrem ke státnímu podniku tak byly vlastně zvláštní formou zdanění společnosti. Její pokusy změnit stávající kontrakty na přepracování byly doposud neúspěšné.

Za druhé, britská vláda zavedla speciální tzv. ekologickou daň pro energetické společnosti z produkce elektřiny. Jejím cílem má podle vlády být snížení emisí CO₂, produkovaných při spalování fosilních paliv. Paradoxně je však vztáhla i na elektřinu produkovanou v britských jaderných elektrárnách, které ale fosilní paliva nespalují. Tato daň sice nemohla způsobit pád British Energy, ale ukazuje, že tzv. ekologické daně nejsou ničím jiným, než dalším způsobem, jak vytáhnout peníze od poskytovatelů služeb a jejich zákazníků. Jaderné elektrárny produkují totiž v Británii zhruba čtvrtinu veškeré elektřiny, a kdyby nebyly zpoplatněny, pak by výnos „ekologické“ daně byl o mnoho nižší. Platby British Energy na tento účel činily zhruba 80 mil. liber ročně.

Daňové záhady ale pokračují dále – jaderné elektrárny jsou v Británii zatíženy vyššími lokálními daněmi než ostatní zdroje a stejně jako jinde musejí ukládat část svých příjmů i na svoji budoucí hypotetickou likvidaci.

Místo toho, aby se britská vláda ze svých chyb poučila, pak udělala další. Místo toho, aby nechala British Energy zkrachovat, čímž by vlastníci British Energy přišli o investované peníze, ale elektrárny by dále produkovaly elektřinu a novými vlastníky by se stali v první fázi věřitelé, zahrála si na Jánošíka na ruby (tj. chudým sebrala a dala bohatým) a věnovala British Energy peníze daňových poplatníků. Především proto, aby uspokojila silnou jadernou lobby. Stále ještě má britská vláda čas na to, aby přece jenom odhodila vlčí mlhu socialismu a začala konat podle zdravého rozumu.

Především by měla zrušit ekologické daně z produkce elektřiny. Tím pomůže nejenom napjatému cash flow British Energy, ale i jiným výrobcům a především spotřebitelům. Stejně tak by měla dovolit British Energy zvolit si způsob, jak naloží se svým vyhořelým palivem. Právě možnost výstavby meziskladu nebo jeho přepracování v zahraničí (např. Francie) by bylo dostatečnou motivací k vyjednání lepšího kontraktu s doposud neoblomnou státní BNFL. I kdyby se nakonec ukázala cesta uskladnění levnější, pak BNFL nemusí nutně zkrachovat, neboť British Energy není jejím jediným zákazníkem.

V případě nutnosti by britská vláda měla nechat British Energy volně zkrachovat. Firma již dnes prodává svá nedávno draho získaná aktiva v Kanadě a USA. Krach znamená především finanční restrukturalizaci, která umožňuje další existenci firmy – neboli jejích aktiv, na úkor původních vlastníků, kteří neuměli využít jejich potenciál. Mimochodem právě vlastníci si z British Energy vytáhli v květnu poměrně velkou dividendu. Pokud to bylo s vědomím latentních problémů firmy, pak si nic

jiného než ztrátu svých peněz nezaslouží. Pokud by ale ani potom nebyly britské jaderné elektrárny životaschopné, pak nemají právo na existenci a jenom by se prokázalo, že celý britský jaderný program byl pouhou velice drahou a naprosto zbytečnou epizodou.

Otázka místních daní je složitější. Svým způsobem vyjadřují lokální preference o tom, jaké zdroje jsou ochotni lidé v jednotlivých lokalitách akceptovat. Možná, že právě hrozba zavření jaderných elektráren by mnohé místní autority přiměla daňové sazby pro jednotlivé zdroje srovnat.

Klíčové ale je to, aby britské jaderné elektrárny uspěly na volném trhu jako kvalitní a levné zdroje elektřiny. Bez toho, a to lze zjistit pouze bankrotem British Energy, je jakákoliv podpora současného stavu pouhým vyhazováním peněz daňových poplatníků. Ale to mají všechny vlády kromě lásky k jaderným programům také společné.

DODATEK B. „JADERNÁ DOHODA“ V SRN ANEB KONEC JADERNÉ ENERGETIKY V SRN?

Dalším významným faktorem, který sice nepatří přímo do oblasti deregulace, ale který ovlivnil a ovlivní elektroenergetiku nejenom v SRN, je dohoda mezi vládou SRN a provozovateli a vlastníky jaderných elektráren (společnostmi E.On, RWE a EnBW) o ukončení jaderného programu.

Tabulka 11: Postavení německého jaderného sektoru v EU

	SRN	EU
Počet jaderných elektráren	14	65
Počet bloků – reaktorů	19	143
Z toho: PWR	13	91
BWR	6	18
AGR	0	14
Magnox	0	20
Ve výstavbě	0	1
Instalovaný výkon (MWe)	22 209	112 207
Výroba (TWh)	169,7	831,7
Využití instalovaného výkonu	90,25	87,2
Podíl jaderné energetiky	35	35,4

Dohoda byla vyvolána tlakem menšího koaličního partnera v německé vládní koalici – Strany zelených – jejíž zaměření bylo a je ostře protijaderné. Jak je v Německu „dobrým“ zvykem, jedná se o poměrně zajímavý kompromis. Dohoda uspokojila elektrárenské společnosti, nikoliv však militantní části Zelených, kteří ministra životního prostředí Jürgen Tritina za uzavření dohody silně kritizovali.

Jednání předcházející dohodě mezi výrobcí elektřiny z jádra čili E.Onem, RWE a EnBW na jedné straně a německou rudo-zelenou vládou na straně druhé nebyla jednoduchá a byla dlouhá – táhla se osmnáct měsíců. Byla úspěšně završena a dohoda byla podepsána v polovině roku 2000.

Základní body dohody lze shrnout následovně:

- Spolková vláda se zaručuje, že nebude v budoucnu zasahovat do provozování jaderných elektráren a do nakládání s jaderným odpadem z politických důvodů a naopak německé elektrárenské firmy se vzdají dalšího jaderného programu;
- Životnost jednotlivých jaderných elektráren je limitována reziduálním množstvím elektřiny, které může být jednotlivými elektrárnami vyrobeno, a tato množství jsou přenosná podle určitých pravidel jak mezi jednotlivými elektrárnami, tak i mezi jednotlivými operátory;
- Základním pravidlem pro transfer jednotlivých reziduálních množství určených jednotlivým elektrárnám je zásada, že elektřina může být transferována pouze ze starších elektráren na mladší – příkladem takového transferu je přesun 107 TWh určených pro elektrárnu Mülheim-Karlich, o které RWE rozhodla, že ji nebude modernizovat; u některých elektráren bylo výslovně stanoveno, že množství elektřiny v nich vyrobené není možné zvýšit transferem z jiné elektrárny – příkladem takové jaderné elektrárny je třeba Biblis A;
- Celkové množství reziduální elektřiny, která může být v jaderných elektrárnách vyrobena, činí 2623 TWh, což by při vysokém využití jaderných elektráren a při nepřenosnosti jednotlivých reziduálních množství mezi elektrárnami znamenalo konec jaderného programu v SRN po 32 letech od 1. 1. 2000, od kdy je zahájen odpočet sjednaného reziduálního množství;
- Největší část sjednaného reziduálního množství připadá na největšího provozovatele jaderných elektráren v SRN, společnost E.On, druhá největší část připadá na RWE a nejmenší část na EnBW;
- Skladování jaderného odpadu bude po 1. 7. 2005 omezeno pouze na konečná úložiště jaderného odpadu; toto datum bylo zvoleno proto, že v té době končí platnost současných kontraktů s britskou BNFL a francouzskou Cogemou o dodávkách vyhořelého jaderného paliva k přepracování; zákaz prodloužení kontraktů v sobě nese i konec transportů vyhořelého paliva, neboť po vypršení smluv je do převezení do konečných úložišť budou energetické společnosti nuceny skladovat v meziskladech na území jaderných elektráren; pokud jde o financování, pak mezisklady budou financovány jednotlivými společnostmi, stejně jako konečná úložiště Konrad a Gorleben, ale ta budou provozována vládou.

Dohoda v současné době přesahuje horizont uvažování jakéhokoliv politika i manažera či vlastníka dotčených energetických společností. Pro energetické společnosti znamená klid pro provozování již postavených jaderných elektráren. O nových díky liberalizaci a poklesu cen stejně žádná z nich v dohledné době neuvažovala. O tom, co se bude dít za dvacet let, kdy dojde k odstavování většího množství jaderných elektráren, se bude diskutovat mnohem později.

DODATEK C: KALIFORNSKÁ KRIZE – POKRAČOVÁNÍ

Jelikož tato studie je určitým pokračováním a rozvinutím předchozích studií o energetických trzích, pak je nutné v ní dokončit jednu případovou studii, kterou jsme v jednom z minulých dokumentů opustili takřkajíc v půli cesty. Jedná se o popis kalifornské energetické krize v Dodatku B studie „Konkurence v českém teplárenství a koheze energetických trhů“.¹⁰⁸

V minulé studii jsme opustili Kalifornii v lednu 2001 ve vrcholící krizi, kdy finančně zkolabovaly největší distribuční společnosti PG&E (Pacific Gas and Electricity) a SCE (Southern California Edison). Stejně tak byly ve dnech 17. a 18. ledna 2001 vyhlášeny tzv. „rolling blackouts“, které znamenaly postupné řízené vypínání jednotlivých částí kalifornské elektrické sítě, což mělo snížit zatížení. Přesně v tomto okamžiku navážeme a soustředíme se na to, co se dělo v Kalifornii dál. Jak uvidíme, nejednalo se o vývoj bez překvapení – alespoň pro regulátory.

Plán na stabilizaci elektroenergetického trhu a další vývoj v roce 2001

Již v prosinci 2000 a lednu 2001 požádal ISO (Independent System Operator) bohatý Californian Department of Water Resources (CDWR) jako provozovatele State Water Project, aby pomohl při snaze zabránit rolling blackouts tím, že by nakupoval na spotovém trhu elektřinu, kterou by pak předával ISO, a ten ji dále předával IOUs (Investor Owned Utilities) – v tomto případě především P&G&E, SCE a SDG&E (San Diego Gas and Electricity). V lednu 2001 bylo provedeno několik takových nákupů ve velikosti 68 000 MWh za zhruba 39 mil. USD.

17. ledna 2001 – v den prvních „rolling blackoutů“ – vydal guvernér Davis prohlášení, ve kterém nařídil na základě ustanovení Emergency Services Act CDWR nakupovat elektřinu a pomoci tak řešit problémy se zásobováním. Tyto nákupy měly být prováděny odděleně od provozování a financování State Water Project. Na základě tohoto prohlášení bylo uvolněno 440 mil. USD z prostředků fondu pro nákupy elektřiny.

Tento příkaz ke vstupu na elektroenergetický trh byl podpořen zákonem SB 7X, který byl schválen a podepsán 19. ledna 2001. Tento zákon dále uvolňoval dalších 400 mil. USD pro stejné účely – nákup elektřiny.

1. února 2001 byl schválen další zákon, který umožňoval Departmentu kupovat elektřinu pro potřeby konečných zákazníků a uvolňoval dalších 500 mil. USD. Stejně tak tento zákon

¹⁰⁸ Studie „Konkurence v českém teplárenství a koheze energetických trhů“ byla dokončena v květnu 2001, a proto jsme popis kalifornské energetické krize také skončili na počátku roku 2001, tj. na jejím vrcholu, a podali jsme stručný výhled budoucího vývoje, který se ukázal jako poměrně zdařilý, jak ukázal průběh roku 2001, který je popsán v tomto dodatku.

vytvořil postup, který umožňoval Departmentu požádat o uvolnění dalšího množství peněz pro nákup elektřiny, a to žádostí předloženou státnímu zákonodárnému sboru 10 dní před zamýšleným nákupem. Dále pak vytvořil určité pravomoci a požadavky na Department jako dodavatele elektřiny:

- zmocňuje Department jménem státu Kalifornie k zajištění nutných dodávek elektřiny pro jejich přeprodání konečným zákazníkům;
- umožňuje Departmentu využívat pro distribuci a billing služeb bývalých IOUs;
- omezuje činnost Departmentu do 1. ledna 2003, avšak umožňuje mu obhospodařovat stávající kontrakty i po tomto datu;
- stanovuje, že platba za elektřinu je závazkem zákazníka vůči Departmentu atd.

Základní činností Departmentu byl zpočátku nákup elektřiny na spotovém trhu a postupně začal být Departmentem vyvíjen program vytváření portfolia bilaterálních kontraktů a podpory energetických úspor.

27. března vydala CPUC rozhodnutí, které umožňovalo zvýšit společností PG&E a CSE ceny elektřiny asi o 30 USD/MWh. Z dodatečných příjmů ale nesměly být hrazeny minulé dluhy elektroenergetických společností. Tento růst cen se ale netýkal SDG&E. Dále nebylo rozhodnuto, jakým způsobem bude toto zvýšení cen provedeno v praxi – to bylo ponecháno dalšímu nařízení (ze dne 15. května – viz dále).

6. dubna PG&E požádala u bankrotového soudu pro severní oblast Kalifornie o ochranu (U.S. Bankruptcy Court for the Northern District of California) před věřiteli podle článku 11 Zákona o bankrotech. Prakticky to znamená, že oznámila finanční krach a není schopná plnit nadále své závazky vůči svým věřitelům¹⁰⁹.

Stejně tak ve stejný den vydal FERC nařízení, aby veškeré transakce, které provádí ISO, byly zaštitěny nějakým bonitním subjektem. Na základě tohoto příkazu bylo oznámeno, že za veškeré nákupy ISO na trhu podpůrných služeb a na trhu v reálném čase platí CDWR. Avšak příjmy z prodeje poskytovaných služeb Department nezískával. Do konce roku 2001 utratil na těchto nákupech přes 1 mld. USD.

26. dubna vydal FERC nařízení, kterým byl oficiálně ohlášen plán na postupné zmírnění problémů na kalifornském energetickém trhu a na jeho monitorování. Tento plán byl časově omezený na dobu jednoho roku a navrhoval některé změny v institucionálním uspořádání kalifornského trhu:

- zvýšení koordinace a řízení plánovaných odstávek jednotlivých elektrárenských bloků;
- vytvoření povinnosti některých výrobců nabízet elektřinu v reálném čase;
- stanovení výše cen, při jejichž dosažení má být sníženo zatížení soustavy;
- vytvoření jednotné ceny pro trh v reálném čase;
- snížení cen dostupných kapacit během období jejich nedostatku.

Tento plán však neobsahoval cenové regulace, jak požadoval guvernér a někteří kalifornští zákonodárci.

15. května rozhodla CPUC o realizaci zvýšení cen, které bylo povoleno rozhodnutím z 27. března. Typicky pro regulátory bylo rozhodnuto, že sazby budou výhodnější pro nízkopříjmové domácnosti a také pro domácnosti, jejichž spotřeba elektřiny je nižší než 130 % úrovně spotřeby elektřiny, kterou stanovila komise jako množství, pro něž nebude platit žádné zvýšení cen. Ostatní sazby byly stanoveny podle principu – čím vyšší spotřeba, tím větší zvýšení cen¹¹⁰. Nové sazby začaly platit pro PG&E 1. června a pro SCE 3. června.

19. června vydal FERC nařízení, kterým se snažil řešit „Kalifornský problém“ na úrovni WSCC. V něm stanovil soft price caps pro ceny elektřiny, přičemž výše těchto měkkých cenových čepiček byla určena v závislosti na teplotě, ceně nejméně efektivního zapojeného blo-

¹⁰⁹ V české terminologii podala žádost na vyhlášení konkurzu.

¹¹⁰ Trochu to připomíná české regulátory v 90. letech a jejich „sociální“ přístup ke stanovování cen.

ku a ceně zemního plynu při posledním vyhlášeném Stupni 1. Při vyhlášení Stupně 1 (nebo vyššího) je tak cenová čepička rovna ceně elektřiny vyrobené v nejméně efektivním zdroji při průměrné ceně zemního plynu v Kalifornii plus 6 USD/MWh plus 10 % ceny jako riziková prémie. Pokud není vyhlášen žádný stupeň stavu nouze, pak je cenová čepička sestavena jako 85 % cenové čepičky z posledního Stupně 1. Tato cenová čepička je pak kalkulována pro všechny Stupně 1, jejichž délka je 60 minut a více. Měkká cenová čepička znamená, že tuto cenovou čepičku bylo možné překročit, pokud se jednalo o „ospravedlnitelné“ zvýšení ceny (např. způsobené vyššími výrobními náklady) s tím, že pokud by se ex post prokázalo, že tato cena nebyla „oprávněná“, pak by částku nad cenovou čepičkou musel výrobce zákazníkovi vrátit (proto soft price cap).

20. září rozhodla CPUC o zvýšení cen také pro zákazníky SDG&E o 14,6 USD/MWh.

Tyto popsané kroky byly v podstatě realizací (byť pomalejší, váhavější, „nedokonalejší“ a hlavně mnohem umírněnější) plánu guvernéra Davise na „záchranu“ kalifornské energetiky, který jsme podrobně charakterizovali v minulé studii.

Podívejme se na další aktivity státních orgánů v Kalifornii v reakci na energetickou krizi vytvořenou zase jinými úředníky. Jednalo se především o činnost Department of Water Resources, neboť ten byl jedinou velmi solventní institucí s velkými zásobami peněz pro krytí neustálých ztrát ze své činnosti na elektroenergetickém trhu.

- Změna systému oceňování na elektroenergetickém trhu, která znamenala ústup od tzv. poolového uspořádání, kdy každý úspěšný nabízející získal mezní cenu „čistící“ trh a stejně tak každý kupující platil cenu „čistící“ trh. Tento ústup pramenil mimo jiné také z toho, že CPX (California Power Exchange) ukončila svoji činnost. Mechanismem určování cen se stal princip „pay-as-bid“, kdy každý úspěšný nabízející získal cenu, kterou nabídl, a opačně, kupující platil cenu, kterou akceptoval.
- Uzavírání dlouhodobých bilaterálních kontraktů mezi výrobcí a Departmentem na nákup elektřiny.
- Vytvoření nového obchodního systému, který zahrnuje mnohem širší škálu možných produktů od hodinových až po dlouhodobé kontrakty.
- Plánování a implementace několika programů zaměřených na úspory a snížení spotřeby energií, jako např. – slevy na nákup energeticky efektivnějších domácích spotřebičů, podpora snižování energetické náročnosti budov na severu Kalifornie a naopak snížení tepelných zisků na jihu Kalifornie (program je často nazýván jako cool-roof), program podpory dosažení úspor energií v porovnání s předchozím rokem na bázi měsíc/měsíc, a to formou dotací za snížení atd.
- Poskytování plateb za dobrovolná snížení zatížení ve špičkových letních měsících především u velkých spotřebitelů.
- Modifikace cenových formulí v kontraktech QFs (Qualified Facilities) tak, aby lépe odrážely vývoj na plynárenském trhu.
- Vytvoření nového zrychleného povolovacího řízení na stavbu špičkových zdrojů, které začalo platit v létě 2001.
- Uzavírání smluv s developery, kteří byli ochotni urychlit stavbu nových špičkových zdrojů.

Tato umírněná realizace Davisova plánu v sobě obsahovala některé realistické a rozumné prvky – ty se především týkaly urychlení povolovacích řízení výstavby nových elektráren a umožnění větší smluvní volnosti jednotlivým subjektům. Přesto skutečně dlouhodobé řešení krize by vyžadovalo aplikaci několika jednoduchých, ale účinných principů. Ty byly v Kalifornii aplikovány nedůsledně a váhavě. Politici ale mnohdy tyto jednoduché principy nechápou nebo se jimi nechtějí řídit.

Cenová deregulace

Především je třeba deregulovat ceny pro konečné spotřebitele. Jediným krokem v tomto směru bylo administrativní zvýšení cen, které CPUC odsouhlasilo v březnu 2001 – viz výše, a které začalo platit od června 2001. Sice tento krok částečně pomůže řešit nedostatky elektřiny, protože jde o určitou nedokonalou aproximaci zákona nabídky a poptávky, ale dokud nebudou ceny uvolněny úplně, o skutečné řešení se nejedná.

Vysoké ceny elektřiny, které by se ustavily po skutečné deregulaci, by měly dvojitý efekt – ve velmi krátkém období výrazně sníží poptávané množství. To vyléčí okamžité problémy. V tomto snížení spotřeby je zakomponován jeden princip volného trhu, který je nutné zmínit, protože se na něj velmi často zapomíná. K jeho pochopení si musíme uvědomit, jak je tvořena poptávka v reálném světě. V realitě má každý člověk svoji poptávku po elektřině, která se skládá z jeho mezních užitek z jednotek elektřiny, a tyto mezní užítky jsou vyjádřeny v penězích. Jinými slovy to znamená, že každý člověk by měl být schopen se rozhodnout (a v reálném životě to skutečně dělá), kolik peněžních jednotek je ochoten zaplatit za určité množství elektřiny. Za elektřinu, kterou topí, je ochoten zaplatit více než za elektřinu, kterou svítí, protože bez tepla se žít v zimě nedá, bez světla ano. A tak dále. Suma těchto jednotlivých poptávek dává dohromady tržní poptávku. Cena pak určí poptávané množství. Při jejím růstu se poptávané množství sníží a každý omezí spotřebu elektřiny v takovém užití, které má pro něho nejmenší hodnotu. Čili takové zvýšení cen, které vybalancuje trh, tak činí nejefektivnějším a paradoxně tím nejméně bolestivým způsobem – každý sníží své poptávané množství tak, aby co nejméně trpěl, a jen on sám ví, jaká jeho potřeba je pro něj nejméně hodnotná. Snížení poptávaného množství administrativně např. pomocí „rolling black-outs“ je vždy bolestivější než tržní proces. Stejně tak je regulovaný vzestup cen neefektivní, neboť nemůže brát v úvahu mezní užítky jednotlivých spotřebitelů – v nejlepším případě bere v potaz představu regulátorů a politiků o mezních užitech. Realističtěji však bere v úvahu politickou sílu jednotlivých spotřebitelských skupin. Tržní snížení poptávaného množství je optimální cesta – nemůže být nic „optimálnějšího“ ze samotné podstaty věci.

Krach utilitních společností

Stejně tak je vhodné nechat finančně vyčerpané utility zkrachovat, tak jako asi nakonec zkrachuje PG&E. Je to nepříjemné, bolestivé, ale nejrychlejší a dokonce i nejférovější řešení. Monopolní společnosti, které byly 70 let ze svého postavení a které nyní díky státu zkrachovaly, si nezaslouží „bail-out“, tj. záchranný balík. Stejně tak jim byly uhrazeny mnohé stranded costs před tím, než zkrachovaly. Záchrana těchto společností by byla dalším dárkem jejich majitelům na úkor zákazníků a daňových poplatníků.

Uvolnění ekologických regulací

Pozitivní na skutečných krocích kalifornských regulátorů bylo uvolnění některých regulací na stavbu elektráren a zkrácení povolovacích řízení. Nicméně tato povolení jsou pouze pro některé typy zdrojů a pouze dočasná – např. povolení provozování některých fosilních zdrojů, které musely být z environmentálních důvodů předtím odstaveny. Ke skutečnému řešení je však nutné dlouhodobě uvolnit striktní ekologické předpisy a pravidla pro stavbu nových elektráren, nebo alespoň pro stavbu propojovacích vedení a tranzitních plynovodů vedoucích mimo Kalifornii.

Růst nabídky

Dlouhodobým řešením je vzrůst nabídky elektřiny, který může nakonec cenu elektřiny snížit – a to bez jakýchkoliv pochybností třeba i na původní úroveň let před krizí. Nejlepší motivací pro vstup na energetický trh jsou vysoké ceny elektřiny. Již v minulé studii jsme

zdůraznili, že Kalifornie na tom z tohoto pohledu nebyla na počátku roku 2001 vůbec špatně, jak by se na první pohled mohlo zdát. V té době bylo ve stavbě asi 6273 MW instalovaného výkonu, v licenčním řízení bylo dalších 7716 MW a navržených je dalších 5780 MW. To dohromady dává necelých 20 GW instalovaného výkonu. Pokud šlo konkrétně o rok 2001, pak v červenci bylo uvedeno do provozu 500 MW v Los Medanos, v srpnu 500 MW v Sutteru a dalších zhruba 1000 MW bylo uvedeno do provozu mezi červnem a zářím v menších zdrojích. V těchto číslech nejsou zahrnuty instalace mikroturbínek, kterých masově přibývalo právě kvůli vysokým cenám elektřiny.

Pokud bychom se podívali na oblast Western Gridu jako celku, pak v červnu a červenci 2001 přibylo dalších 2200 MW instalovaného výkonu ve vedlejších státech. Pro rok 2001 tedy byl zřejmý výrazný nárůst zdrojů elektřiny jak v Kalifornii, tak i v jiných státech, a to především proto, že vysoké ceny na velkoobchodním trhu byly dostatečným incentivem pro výrobce, aby se „prokousali“ jednotlivými veřejnými slyšeními a stavbu elektráren nakonec uskutečnili. Trh tak fungoval přesně. Uvolnění přístupu do odvětví v roce 2001 tento již existující trend jenom podpořilo. Ale trend již existoval předtím, než guvernér Davis a státní regulátoři zjistili, že nějaký problém vůbec existuje.

Navíc se do provozu postupně vracely poruchami vyřazené elektrárny, kterých bylo na podzim 2000 asi o 10 GW více, než bylo obvyklé množství (především kvůli předchozí přetíženosti zdrojů). Kromě toho se vracely do provozu i elektrárny, kterým byly ulehčeny environmentální regulace, kvůli kterým byly uzavřeny (viz výše).

Snížení poptávky

Stejně tak došlo v Kalifornii i k výraznému snížení poptávky po elektřině. A to opět nikoliv kvůli programům energetických úspor, které jsme popisovali výše. Důvodem bylo ekonomické ochlazení především v oblasti tzv. „nové ekonomiky“. Dot.comová bublina, která praskla v dubnu roku 2000, byla jedním z hlavních motivů růstu spotřeby elektřiny v Kalifornii koncem 90. let.

Poklesy cen akcií a následné skutečné krachy internetových start-upů, ke kterým došlo se zpožděním po prasknutí bubliny na přelomu let 2000 a 2001, způsobily poměrně značný pokles růstu poptávky po elektřině¹¹¹. Na počátku roku 2001 již tento vývoj byl opět zřetelný. Čili, pokud by regulátoři a úředníci v čele s guvernérem Davisem neudělali vůbec nic, pak vývoj v roce 2001 by se příliš nelišil od toho, co se skutečně stalo po aplikaci jejich programů.

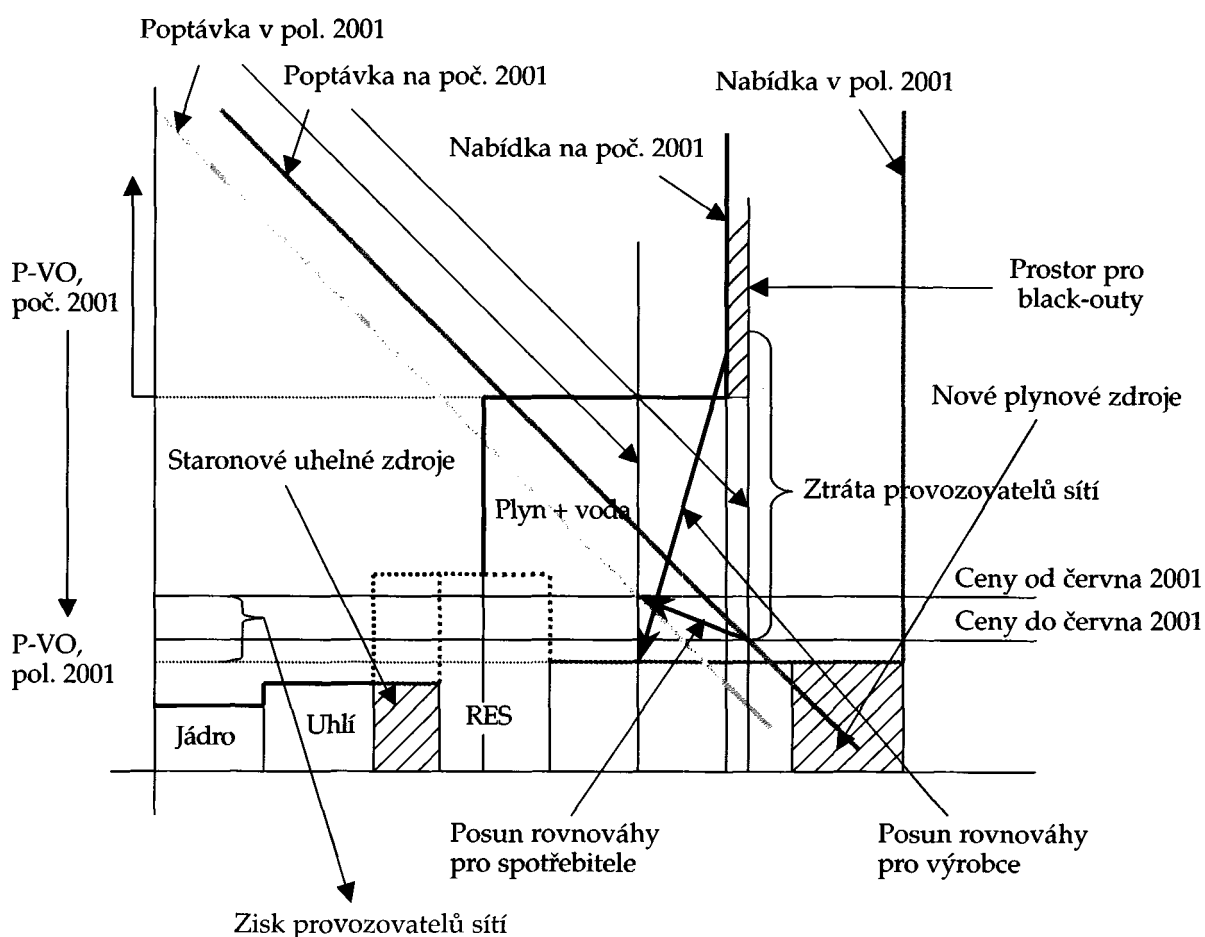
Pokud totiž roste nabídka elektřiny a zároveň klesá poptávka po elektřině, pak člověk nemusí být velkým ekonomem, aby prohlásil, že výsledným efektem bude zcela jistě pokles cen s tím, že výsledné tržní množství nelze analyticky určit – bude záležet na velikosti poklesu poptávky a růstu nabídky.

Opatření státních úředníků a regulátorů v podstatě v Kalifornii pouze belhala za skutečným vývojem tržních sil. Některé fundamentální pohyby marginálně posunula v jejich předchozím pohybu. Zásadně se však nejednalo o opatření, která by vývoj mohla jakkoliv fundamentálně změnit. To však státním úředníkům nebrání v tom, aby se neprohlásili za zachránce kalifornské energetiky a nepřipisovali si zásluhy na vývoji trhu pro ně velmi překvapivém a pozitivním.

Pokud bychom chtěli pokračovat v popisu vývoje v Kalifornii na grafech, které jsme již využili v minulé studii, pak by situace v roce 2001 vypadala následovně.

¹¹¹ Podrobně o dot.comové a telekomunikační bublině z let 1999 až 2001 viz M. Markoš, D. Šťastný, M. Zajíček: *Telekomunikace – nové trhy, staré regulace*, LI, 2002.

Obrázek 26: Vývoj kalifornské energetiky v roce 2001



P-VO, poč. 2001 = ceny na velkoobchodním trhu na přelomu let 2000 a 2001

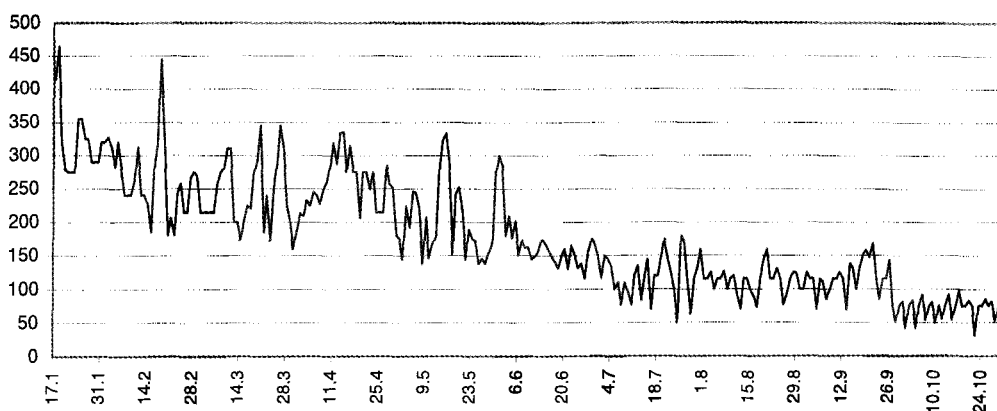
P-VO, pol. 2001 = ceny na velkoobchodním trhu v polovině roku 2001

RES = obnovitelné zdroje energie

S poklesem ceny zemního plynu, který nastal v roce 2001, poklesly i marginální náklady na špičkové zdroje. Stejným směrem působilo i postupné naplnění akumulacních elektráren vodou. Na maloobchodním trhu došlo k růstu regulovaných cen a tím i poptávaného množství na dané poptávkové křivce, navíc se poptávka spotřebitelů po elektřině začala snižovat. To vyústilo i v nižší poptávku na velkoobchodním trhu. Kombinace poklesu cen ZP, poklesu poptávky na velkoobchodním trhu a razantního růstu nabídky pak musela vyvolat razantní pokles cen na velkoobchodním trhu.

Abychom ukázali, že se nejedná o plané teoretizování, ale o skutečný vývoj, ukážeme vývoj cen elektřiny na kalifornském spotovém trhu mezi 17. lednem a 31. říjnem 2001.

Obrázek 27: Vývoj cen elektřiny na VO trhu v Kalifornii v roce 2001



Vidíme, že ceny se postupně dostaly na úroveň kolem 60 až 80 USD/MWh v průběhu letních horkých měsíců (tzn. při teplotách vyšších než 100 F, což je teplota, při které se dala používat soft price cap regulace zmíněná výše). V období nižších teplot – tj. na podzim 2001, se ceny dostaly na úroveň kolem 30 USD/MWh.

Krise v Kalifornii tak odezněla v podstatě stejně „překvapivě“ a rychle, jak přišla – během půl roku. Jaký bude další vývoj na kalifornském energetickém trhu, bude záviset především na regulátorech a státních úřednících – tj. jak se postaví ke klíčovým otázkám:

- Svoboda vstupu do odvětví výroby, přenosu a distribuce;
- Environmentální regulace;
- Regulace cen na VO a MO trzích a na trzích s regulačním výkonem;
- Krach utilitních společností – tj. svoboda odchodu z odvětví;
- Svoboda uzavírání smluv a zajišťovacích kontraktů atd.

Blíží se také 1. leden 2003, kdy končí oprávnění Department of Water Resources k působení na elektroenergetickém trhu. Uvidíme, jak rozhodnou regulátoři a politici o tom, jakou podobu bude mít elektroenergetický trh v Kalifornii v budoucnu. Dosavadní vývoj a regulační praxe nedávají příliš mnoho důvodů k optimismu.

Ing. Miroslav Zajíček, MA
Praha
Prosinec 2002

Liberální institut

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

Liberální institut, Spálená 51, 110 00 Praha 1

Telefon: 224 930 796

Fax: 224 930 203

e-mail: info@libinst.cz

internet: www.libinst.cz

