



**KONKURENCE V ČESKÉM TEPLÁRENSTVÍ
A
KOHEZE ENERGETICKÝCH TRHŮ**

*Analýza energetického sektoru a jeho úzkých míst s důrazem na vzájemnou
provázanost jednotlivých segmentů trhu*

MIROSLAV ZAJÍČEK

LIBERÁLNÍ INSTITUT
LISTOPAD 2001

KONKURENCE V ČESKÉM TEPLÁRENSTVÍ A KOHEZE ENERGETICKÝCH TRHŮ

*Analýza energetického sektoru a jeho úzkých míst s důrazem na vzájemnou
provázanost jednotlivých segmentů trhu*

MIROSLAV ZAJÍČEK
EKONOM

„Zařízení funguje čím dál tím lépe, blížíme se k cíli.“

Milan Nebesář, tiskový mluvčí JETE

Za cenné komentáře, připomínky a náměty bych chtěl poděkovat Jiřímu Barcalovi, Ivanu Benešovi, Martinu Buranskému, Jiřímu Gavorovi, Janu Kartákovi, Karlu Koukolíčkovi, Františku Kutheilovi, Vladimíru Outratovi, Luboši Pavlasovi, Aleši Seitzovi, Jiřímu Schwarzovi, Ondřeji Šálovi, Vladimíru Štěpánovi, Janu Vondrášovi a Jiřímu Zemanovi. Zbývající chyby ve studii jsou jen moje vlastní.

Za asistenci při administraci projektu patří zvláštní poděkování Jarce Smékalové, Petře Vondrové a Heleně Havránkové.

LIBERÁLNÍ INSTITUT
LISTOPAD 2001

Ing. Miroslav Zajíček, MA

KONKURENCE V ČESKÉM TEPLÁRENSTVÍ A KOHEZE ENERGETICKÝCH TRHŮ

Analýza energetického sektoru a jeho úzkých míst s důrazem na vzájemnou provázanost jednotlivých segmentů trhu

Počet výtisků: 350

Copyright © 2001, Liberální institut

ISBN 80-86389-14-6

Praha 2001

Konkurence v českém teplárenství a koheze energetických trhů je součástí deregulačních projektů Liberálního institutu a metodologicky navazuje na předešlé projekty. Cílem všech projektů je rozšířit a prohloubit všeobecné poznání o výhodách konkurenčního trhu pro spotřebitele a předložit konkrétní plány na deregulaci.

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

Rozpracované projekty:

Deregulace a konkurence v telekomunikacích

Privatizace a konkurence ve vodárenství

Privatizace České pošty

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: 02 - 24 91 21 99

fax: 02 - 24 93 02 03

e-mail: info@libinst.cz

internet: www.libinst.cz

OBSAH

Obsah	4
Seznam obrázků	6
Seznam tabulek	8
1. Úvod: Liberalizace hýbe světem?	9
1.1. Změna vnímání a regulační mainstream	9
1.2. Obecné důsledky regulačního mainstreamu	10
2. Mytologie české energetiky 2	11
Mýtus 18	11
Mýtus 19	12
Mýtus 20	15
Mýtus 21	15
Mýtus 22	16
Mýtus 23	16
Mýtus 24	16
Mýtus 25	17
Mýtus 26	17
Mýtus 27	17
Mýtus 28	19
Mýtus 29	19
Mýtus 30	20
Mýtus 31	21
Mýtus 32	21
Mýtus 33	22
Mýtus 34	22
Megamýtus 35	23
2.1. Third Party Access – záchrana energetiky, nebo fatální omyl?	23
2.1.1. Argumenty ve prospěch TPA	23
2.1.2. Argumenty v neprospěch TPA	23
2.1.3. Regulace cen	25
2.1.4. Přerozdělování způsobené regulací cen v energetických síťových odvětvích	26
2.1.5. Zájmový přístup	27
2.1.6. Doporučení pro teplárenství	27
2.1.7. Doporučení obecně	27
3. Zaostřeno na teplárenství	28
3.1. Specifika teplárenství oproti elektroenergetice a plynárenství	28
3.1.1. Teplo se dá do určité míry skladovat	28
3.1.2. V teplárenství je naprosto zřetelný substituční vztah mezi CZT a DZT	28
3.1.3. Vzájemný vztah teplárenství, elektroenergetiky a plynárenství	29
3.1.4. Relativní atomizace odvětví	32
3.1.5. Neexistence žádné Evropské směrnice	32
3.1.6. Jiný způsob regulace než u plynu a elektřiny	32
3.1.7. Zapojení zahraničních investorů	32
3.2. Důsledky specifík	32
3.3. SWOT analýza českého teplárenství	33
3.3.1. Silné stránky (Strengths)	33
3.3.2. Slabé stránky (Weaknesses)	33
3.3.3. Příležitosti (Opportunities)	34
3.3.4. Hrozby (Threats)	34

4. Energetika v České republice 1990 - 2001	35
4.1. Vytvoření tržní struktury	35
4.1.1. Elektroenergetika	35
4.1.2. Teplárenství	36
4.1.3. Plynárenství	37
4.2. Důsledky vytvořené tržní struktury a regulací	41
4.2.1. Pokles podílu ČEZ na krytí domácí poptávky	41
4.2.2. Stranded costs	47
4.2.3. Neúspěšné návrhy tržních reforem	50
4.3. Změny v energetice v letech 1999 až 2001	51
4.3.1. Změna přístupu vlády	51
4.3.2. Mezinárodní souvislosti	52
4.3.3. Nové tarify	61
4.3.4. Nová energetická legislativa	77
4.3.5. Privatizace české energetiky	80
5. Hlavní spory a návrhy na jejich řešení	83
5.1. Regulace cen tepla	83
5.2. Systémové služby a obchodní systém	84
5.3. Otevírání energetických trhů	88
5.4. Kogenerační vyhláška	89
5.5. Mezinárodní obchod s elektřinou	90
5.6. Stranded costs	95
5.7. Platba za zemní plyn v kWh	97
Dodatek A	
Mikrogenerace – návrat ke kořenům?	99
A.1. Mikroturbíny	100
A.1.1. Případová studie – Turbínka Capstone	101
A.1.2. Případová studie – Ekonomické = ekologické	101
A.2. Palivové články	102
A.2.1. Případová studie – Palivové články na Aljašce	102
Dodatek B	
Krize v Kalifornii	104
B.1. Kalifornský energetický systém	105
B.2. Krize	108
Jaké je tedy řešení kalifornské krize?	115
B.3. Elektroenergetika v jiných částech USA – dodatek k dodatku	121
Dodatek C	
Bestiárium (nejen) českého teplárenství	125

SEZNAM OBRÁZKŮ

Obrázek 1	Náklady na těžbu a průzkum nových nalezišť	13
Obrázek 2	Klouzavý průměr ceny ropy typu BRENT v letech 1970 - 2001	14
Obrázek 3	Ceny ropy typu BRENT v letech 1986 až 2001	14
Obrázek 4	Oligopol s dominantní firmou a tržním lemem	35
Obrázek 5	Kotace olejů – lehké topné oleje (LTO), těžké topné oleje (TTO)	39
Obrázek 6	Kurz české koruny vůči americkému dolaru	41
Obrázek 7	rovnováha monopolu na regulovaném trhu	43
Obrázek 8	Důsledek zvýšení nákladů v modelu oligopolu s tržním lemem	44
Obrázek 9	Podíl ČEZ a. s. na krytí domácí poptávky (tržní podíl)	44
Obrázek 10	Spotřeba elektřiny v ČR	45
Obrázek 11	Vývoj HDP v ČR	45
Obrázek 12	Vývoj instalovaného výkonu v českých elektrárnách	46
Obrázek 13	Srovnání hospodářského cyklu, spotřeby elektřiny a instalovaného výkonu	46
Obrázek 14	Rentabilita vlastního jmění ČEZ a. s.	47
Obrázek 15	Otevření elektroenergetického trhu v EU v roce 2000	53
Obrázek 16	Plány na postupné otevírání elektroenergetického trhu v EU	54
Obrázek 17	Cenový vývoj v závislosti na míře otevření elektroenergetického trhu	54
Obrázek 18	Otevření plynárenského trhu v EU v roce 2000	55
Obrázek 19	Plány na postupné otevírání plynárenského trhu v EU	55
Obrázek 20	Cenový vývoj v plynárenství po účinnosti Směrnice 98/30/EU	56
Obrázek 21	Ceny elektřiny pro průmysl	58
Obrázek 22	Procentní pokles cen elektřiny pro průmysl	58
Obrázek 23	Ceny elektřiny pro domácnosti	59
Obrázek 24	Ceny elektřiny pro průmysl před a těsně po deregulaci	59
Obrázek 25	Ceny zemního plynu pro maloobdoběratele	63
Obrázek 26	Trh se systémovými službami	64
Obrázek 27	Obecný případ s klasickými poptávkovými a nabídkovými křivkami	71
Obrázek 28	Situace dokonale neelastické poptávky a klasické nabídky	71
Obrázek 29	Situace dokonale elastické poptávky a klasické nabídky	72
Obrázek 30	Situace dokonale elastické nabídky a klasické poptávky	72
Obrázek 31	Situace dokonale neelastické nabídky a klasické poptávky	73
Obrázek 32	Ceny v západní části USA před deregulací	75
Obrázek 33	Rozdíly mezi velkoobchodními a maloobchodními cenami na západě USA před deregulací	75
Obrázek 34	Ceny tepla	76
Obrázek 35	Nasmílované množství zemního plynu v dlouhodobých kontraktech Transgasu [mld. m ³]	81
Obrázek 36	Spotřeba zemního plynu v ČR	82
Obrázek 37	Možný obchodní systém	87
Obrázek 38	Rolling gate closure	87
Obrázek 39	Optimalizace dominantní firmy na dvou trzích – domácím a zahraničním	91
Obrázek 40	Výroba elektřiny v ČEZ a. s.	91
Obrázek 41	Jednoduchá elektrizační soustava	92
Obrázek 42	Institucionální struktura kalifornského elektroenergetického trhu	105
Obrázek 43	Růsty prodejů SCE od roku 1981 do roku 2000	109
Obrázek 44	Cena zemního plynu v Kalifornii v roce 2000	110
Obrázek 45	Ceny elektřiny na Californian Power Exchange od dubna 1998 do ledna 2000	110

Obrázek 46	Průměrné velkoobchodní ceny elektřiny pro SCE	111
Obrázek 47	Ztráty SCE z prodeje elektřiny od června 2000 do ledna 2001 (v mil. USD)	111
Obrázek 48	Situace na Kalifornském trhu s elektřinou	112
Obrázek 49	Kalifornský systém na hranici technických možností	113
Obrázek 50	Vývoj spotových cen na Poolu 30. 7. 2000 ve srovnání s 11. 7. 1999 (v USD/MWh)	113
Obrázek 51	Vliv „rolling blackout“ na poptávku po elektřině (tj. zatížení soustavy)	114
Obrázek 52	Fázový diagram dynamického systému	118
Obrázek 53	Výrobní mix na americkém elektroenergetickém trhu	119
Obrázek 54	Komparativní statika modelu	119
Obrázek 55	Prodeje generátorů v SRN v r. 2000	121

SEZNAM TABULEK

Tabulka 1	Instalovaný výkon v elektřině u IPPs - členové ÚED (k 1. 7. 2000)	30
Tabulka 2	Instalovaný výkon v elektřině u IPPs – nečlenové ÚED nad 10MW instalovaného výkonu	31
Tabulka 3	Zisky Transgas s. p. v 90. letech	40
Tabulka 4	Průměr ROE za všechny REGASy	40
Tabulka 5	Investiční program ČEZ a. s. [mld. Kč]	43
Tabulka 6	Rozdíly mezi letními a zimními cenami	62
Tabulka 7	Současná hodnota PpS pro ČEZ a. s.	80
Tabulka 8	Možné náklady na podpůrné služby	85
Tabulka 9	Česká republika – export a import elektřiny (GWh)	90
Tabulka 10	Propojení české elektrizační soustavy do zahraničí	92
Tabulka 11	Dlouhodobé kontrakty na nákup elektřiny	105
Tabulka 12	Prodej kapacit novým vlastníkům	106
Tabulka 13	Prodej instalovaných kapacit podle společností	106
Tabulka 14	Největší utility v Kalifornii	107
Tabulka 15	Struktura výroby elektřiny v Kalifornii podle energetických zdrojů	108
Tabulka 16	Srovnání růstu poptávky a instalovaných kapacit mezi 1993 a 1999	108
Tabulka 17	Odstávky elektráren v Kalifornii	110
Tabulka 18	Vyhlášené kritické stavy v Kalifornii	114
Tabulka 19	Dodávky turbín (plynových i parních) s výkonem nad 2 MW	118
Tabulka 20	Trh výstavby nových zdrojů v r. 1999, dělení podle typu použitého paliva	120
Tabulka 21	Trh výstavby nových zdrojů v r. 1999, dělení podle velikosti elektrárny	120
Tabulka 22	Poptávka a rezervní kapacity v jednotlivých částech elektrizační soustavy USA	123

1. ÚVOD: LIBERALIZACE HÝBE SVĚTEM?

Od počátku série projektů „Liberalizace energetických trhů“, která byla zahájena v Liberálním institutu v roce 1996, došlo v povědomí všech, kteří mají v České republice s energetikou co do činění, k velkému myšlenkovému posunu. Konkurence v oblasti energetiky byla prosazena z pozice iracionálního nápadu hodného špatné science fiction do pozice široce akceptovaného konceptu, který byl zaštitěn Evropskou unií, resp. její legislativou.

Liberální institut započal svoji sérii projektů o energetice prací na studii o české elektroenergetice¹, která se tehdy jevila nejméně konfliktní oblastí. Pokračoval studií o českém plynárenství² a po ní následovala ta, kterou právě držíte v ruce. Věnujeme se v ní českému teplárenství a především kohezi energetických trhů, protože teplárenství je odvětvím, ve kterém se oba trhy jak, elektroenergetický, tak plynárenský, stýkají a ještě je tam něco navíc. Stejně tak se všechny tři trhy navzájem ovlivňují a změny či regulace na jednom z nich se musí zákonitě projevit i na ostatních. A právě o tomto vzájemném prolínání a ovlivňování je tato studie.

Obsahem činnosti Liberálního institutu nejsou jenom studie a pořádané konference, na kterých jsou hlavní myšlenky prezentovány. Jsou to i diskusní fóra³ pořádaná Liberálním institutem a mediální prezentace argumentů pro liberalizaci ekonomiky jako celku, jakož i jejích segmentů, včetně energetického trhu.

A právě v této každodenní práci je nejlépe poznat, že v posledních letech došlo již k výše zmíněnému posunu ve vnímání mnoha lidí. Až by se chtělo říci, že liberalizace a deregulace energetických trhů hýbe světem a svým způsobem i Českou republikou. Ale je tomu skutečně tak? Co když proklamovaná liberalizace a deregulace není tím, za co se vydává, resp. jak je prezentována? A je to specifikum pouze České republiky, anebo jsme ve vleku světového či evropského vývoje? O těchto otázkách a pokusech zodpovědět alespoň některé z nich je tato studie také.

1.1. Změna vnímání a regulační mainstream

Jak již bylo řečeno – neoddiskovatelným faktem je, že se změnil postoj většiny lidí v energetice – konkurenční prostředí je považováno za reálnou možnost, jak uspořádat energetiku. Navíc je považována za stav, ke kterému musíme dospět (ať už z jakýchkoliv důvodů). Nicméně hlavním myšlenkovým směrem, který ovládá jakoukoliv diskusi o budoucím uspořádání energetiky, je tzv. „regulační mainstream“⁴. V jeho podstatě je zabudována neustálá snaha „společensky optimalizovat“, regulovat a určovat, jakým směrem se energetika má ubírat, jak v materiální formě, tak i v institucionálním uspořádání.

Základním rysem regulačního mainstreamu je především uznání, že na straně produkce energie (tj. dobývání ropy, plynu a výroba elektřiny a tepla) je konkurence možná a velmi užitečná. To je velmi významný posun od klasické teorie regulace, která byla postavena na přijetí teorie přirozeného monopolu. Leč na straně distribuce a tranzitu (především elektřiny a plynu) však podle tohoto mainstreamového přístupu teorie přirozeného monopolu stále platí a stejně tak platí i argumenty, které podporují regulaci cen a přístupu do sítí. Důsledkem tohoto přístupu je koncepce TPA⁵ neboli přístupu třetích stran do sítí (v USA se takové uspořádání nazývá „wheeling“). Dominantní roli hraje tzv. nediskriminační přístup do sítí, za který je jeho uživatel povinen zaplatit regulovanou cenu a majitel sítě se mu v podstatě nemůže vyhnout. Stejně tak je potřeba regulovat i provoz sítě, tj. především poskytování

¹ L. Dušek: Konkurence – cesta k efektivní výrobě a spotřebě elektrické energie, LI, 1998.

² M. Zajíček: Konkurence v českém plynárenství, LI, 1999.

³ Seznam diskusních fór k tématu energetika na LI:

Teplárenství - součást energetického trhu v ČR, LI listopad 1999 – přednášející: Tomáš Němčanský, Jan Paprskář, Luboš Pavlas, Jiří Schwarz

Konkurence v českém plynárenství, LI duben 1999 – přednášející: Jiří Gavor, Radek Lucký, Jiří Schwarz, Miroslav Zajíček (obsahy vystoupení všech řečníků lze nalézt na [www-strance LI](http://www-strance.li) – www.libinst.cz - redakce: J. Šíma, M. Zajíček)

Jak deregulovat českou elektroenergetiku, LI březen 1998 – přednášející: Libor Dušek, Drahomír Ruta, Jiří Schwarz, Petr Vobořil (záznam vystoupení všech řečníků a následnou diskusi je možné nalézt na [www-strance LI](http://www-strance.li) – www.libinst.cz - redakce: L. Dušek, M. Zajíček, úvodní komentář: M. Zajíček)

⁴ Termín „regulační mainstream“ byl definován a užíván ve studii M. Zajíček: Konkurence v českém plynárenství, Dodatek A.

⁵ Podobný teoreticko-metodologický přístup vládne i v jiných síťových odvětvích – telekomunikacích a železnicích. Pouze se naprosto stejně uspořádání jmenuje jinak – u telekomunikací se jedná o ONP (Open Network Provision) a u železniční dopravy se mluví o „oživené železniční cestě“. Princiálně se jedná o totéž, ačkoliv argumenty pro takové uspořádání jsou ještě mnohem slabší než u elektroenergetiky nebo plynárenství.

systémových služeb u elektroenergetiky. Vytváří se nový regulační orgán (vždy s přízviskem nezávislý) pro regulaci energetiky; v některých zemích i více orgánů pro různá subodvětví – plynárenství, elektroenergetika.

Do již tak komplikovaného schématu se ještě zamotávají tzv. ekologické ohledy a výkup elektřiny z obnovitelných zdrojů, popř. z kogenerační výroby, závazky vyplývající z členství ČR v mezinárodních organizacích a závazky vyplývající z podepsaných smluv.

Neustále také existuje omezení vstupu do odvětví (tj. licence nebo autorizace), ale také omezení výstupu z odvětví.

1.2. Obecné důsledky regulačního mainstreamu

Když tedy shrneme důsledky takto pojaté „deregulace a liberalizace“, pak nastolení volného trhu v energetice není rozhodně výsledkem. Ve světě došlo po mainstreamové deregulaci zhruba k následujícímu (konkrétní odchylky jsou věcí místních odlišností):

1. Není volný vstup a výstup z odvětví.
2. Stále existuje mnoho regulovaných cen.
3. Integrální trh s elektřinou a plynem se rozpadl na několik menších komplementárních trhů, z nichž většina je stále regulovaná. Jediný relativně neregulovaný trh je obchod se silovou elektřinou. Ten dnes tvoří na takto „liberalizovaných“ trzích asi 40 % ceny elektřiny. Podobný vývoj lze čekat u zemního plynu.
4. Na mnoha trzích je rozdíl, zda ten samý produkt prodává elektrárna nebo teplárna.
5. U sítí není dovoleno jejich majitelům chovat se jako soukromý vlastník – je jim nuceno strpět něco, s čím nemusí souhlasit, tj. přenos elektřiny nebo tranzit plynu.
6. Moc úředníků a regulátorů neopadla, mnohdy i vzrostla.

V této studii se pokusíme zmapovat skutečný vývoj v energetice a současný stav u nás, který má k volnému trhu velmi daleko, jak beze zbytku prokážeme. Stejně tak se pokusíme prokázat, že ani navrhované změny nás k němu nedovedou.

Ve studii nebudeme podrobně prokazovat, proč je volný trh lepší než regulovaný, neboť tím se zabývaly z velké části studie předchozí, a proto budeme mít více času a prostoru k ekonomickému rozboru současného i minulého dění.

Pokud jde o účel této a podobných studií, pak bychom rádi oslovili naše poslance, státní úředníky, novináře, energetiky i lobbyisty. S trochou nadsázky by s textem studie neměl být spokojen nikdo, ale všichni by měli respektovat její závěry a přemýšlet o nich a to se snad zatím daří. Neočekáváme, že dopad této studie bude okamžitý, naopak jsme si vědomi, že se jedná o běh po velmi dlouhé trati. Ale stejně tak věříme, že se nejedná o zbytečnou práci. A jako první krok na tomto běhu je třeba zbořit některé mýty, které ovládají každou debatu (ať už laickou nebo odbornou) o energetickém sektoru. Těmito mýty se zabýváme hned v následující kapitole. Vrátime se v ní i k naší „nakousnuté“ otázce „regulačního mainstreamu“.

2. MYTOLOGIE ČESKÉ ENERGETIKY 2

Stejně jako Robert Graves podal svůj výklad řecké mytologie ve dvou svazcích, tak i my podáme náš výklad energetických mýtů ve dvou dílech. První z nich byl již zveřejněn ve studii „Konkurence v českém plynárenství“, LI, 1999. Nyní budeme pokračovat tam, kde jsme před dvěma lety přestali. Opět rozebereme další z mýtů obklopující veškeré debaty v naší energetice, tedy nejenom v teplárenství. V této části se částečně zaměříme na obecnější problémy, i když ani specifickým se nebudeme vyhýbat.

Mýtus 18:

Regulace je nezbytná k zajištění bezpečnosti dodávek energií.

Tento mýtus byl již krátce rozebrán v minulé studii jako Mýtus 4⁶. Nicméně, především v souvislosti s krizí v Kalifornii, jako by nabyl znovu na síle, a proto se k němu vracíme ještě jednou. Absolutní zajištění nepřetržité dodávky je samozřejmě nemožné. V praxi jde spíše o to, dosáhnout relativní odolnosti k nenadálým výpadkům dodávek za rozumnou cenu. Náklady na zabezpečení dodávek nesmí přesáhnout náklady, které by vyplynuly z přerušení dodávky (vynásobené její pravděpodobností) – tuto elementární pravdu zná každý vedoucí provozu a manažer a podle tohoto pravidla určuje, zda si podnik (nebo třeba administrativní budova) postaví dodatečný záložní zdroj nebo jinak zajistí záložní dodávky nebo bude riskovat. V tomto ohledu se energie neliší od žádné jiné komodity.

Hlavním argumentem pro ty, kteří žádají regulaci, je však jeden aspekt síťových odvětví – v tomto případě elektroenergetiky, plynárenství a částečně i teplárenství. Pokud totiž jeden subjekt bude investovat do zabezpečení dodávek (např. postavením záložního zdroje, nebo držet dodatečných zásob paliv), pak některé z pozitivních důsledků této jeho činnosti budou externalizovány – tj. přechýlí se na ostatní, bez toho, že by jejich původce byl kompenzován za tuto službu (tj. není schopen internalizovat veškeré přínosy své činnosti). Důsledkem toho je, že konkurenční prostředí bude poskytovat menší bezpečnost, než by bylo optimální.

Tento argument zní velmi rozumně a zdánlivě neotřesitelně. Leč není tomu tak. S problémem externalit se setkáváme dennodenně a právě trh je mechanismem, který umožňuje externality řešit – typickým příkladem je technologický rozvoj nebo životní prostředí (viz dále). Ale to je spíše metodologický přístup. Mnohem praktičtější je ptát se, jaké jsou skutečné alternativy a jaké jsou jejich skutečné výsledky – matematicko-ekonomické optimum (jakási obdoba technického optima ve světě ekonomů neboli ekonomická nirvána) není otázkou na pořadu dne. Tržní uspořádání pak poskytuje mnoho výhod oproti regulaci. Kvalita (neboli zabezpečení dodávek) je důležitým atributem dodávaného zboží a trh má samozřejmě tendenci poskytovat kvalitu v takovém rozsahu, jaký si přejí zákazníci – skrze cenový informační systém. Regulátoři nebo politici nemají na druhou stranu žádný způsob, jak zjistit přání spotřebitelů o kvalitě dodávek, kterou požadují. Výsledky jejich činnosti pak mohou produkovat velmi kontraproduktivní výsledky. Jako příklad lze uvést ochranu britských uhelných dolů v 60. a 70. letech 20. století vůči importu, jejímž zdůvodněním byla ochrana bezpečnosti dodávek uhlí pro britské uhelné elektrárny. Nicméně skutečným důsledkem bylo zvýšení nespolehlivosti dodávek uhlí – znárodněný britský uhelný průmysl se tak stal dodavatelským monopolem, který si diktoval podmínky a vynucoval si jejich splnění přerušováním dodávek apod. Situace ne nepodobná uspořádání českého „trhu“ s plynem, který je vinou vládních usnesení přehnaně závislý na jednom dodavateli (Gazprom) při monopolu jednoho kupujícího (Transgas) – a opět jedním z důvodů, proč bylo toto uspořádání zvoleno, je zvýšení bezpečnosti dodávek⁷.

Dalším důvodem, proč se může zdát, že tržní uspořádání snižuje bezpečnost dodávek, jsou existující regulace. Pokud regulátoři neumožní profitovat těm, kteří se oproti možným rizikům ochránili, pak neexistuje sebemenší incentív pro to, aby tak někdo vůbec činil. Negativní důsledky regulací (tzv. vládní selhání) jsou tak často prezentovány jako tržní výstupy.

A poslední dodatek k tomuto tématu: pokud budou nařízena některá opatření ke zvýšení bezpečnosti dodávek, pak není možné očekávat, že tato se přidají k již existujícím soukromým opatřením. Naopak dojde k vytlačení soukromých opatření těmito regulacemi. Jaký bude skutečný výsledek, je pak spíše otázkou místních podmínek a náhod.

⁶ M. Zajíček: Konkurence v českém plynárenství, LI, 1999, kapitola 2.

⁷ M. Zajíček: Konkurence v českém plynárenství, LI, 1999, kapitola 4.

Mýtus 19:

Regulace je nezbytná, aby nás ochránila před dlouhodobým vzestupem cen surovin.

Tento mýtus je snad až „zažraný“ v jakékoliv diskusi o energetice, ať už v jakékoliv souvislosti (regulace vs. deregulace, ochrana přírody vs. volný trh atp.). Jeho zdroje jsou v podstatě dva – Ricardův a Malthusův přístup k problematice cen vzácných zdrojů (tyto teorie již patří k folklóru, což je dalším potvrzením našeho zařazení tohoto tvrzení mezi mýty) a mnohem sofistikovanější Hotellingovo pravidlo oceňování neobnovitelných zdrojů.

Podstatu Ricardova-Malthusova přístupu lze popsat na následujícím velmi schématickém „modelu trhu s obilím“. Podle Ricarda a Malthuse je množství obdělávatelné země omezeným zdrojem. V souvislosti s růstem populace je třeba pěstovat neustále více a více potravin. A tak se postupně začnou obdělávat méně a méně úrodná území, jejichž výnos produkce bude stále menší a menší. Tento neustále se zmenšující výnos způsobí neustálý růst cen potravin, a to vynutí růst mezd. Jelikož výnosy podniků jsou rozdělovány mezi mzdy a zisky, a mzdy neustále porostou, pak se zisky začnou snižovat, až vymizí úplně a nastane ekonomický kolaps, protože nebude důvod, proč podnikat. Tolik Malthus-Ricardo a jejich děsivá vize⁸ dodnes známá jako „malthusiánství“.

Hotellingovo pravidlo vypadá mnohem sofistikovaněji a jeho vyvrácení je mnohem složitější – není možné se obejít bez několika zásadních přínosů ekonomické teorie k porozumění lidského vývoje a ekonomického růstu. V závislosti na podmínkách lze podle Hotellinga dokázat, že ceny neobnovitelných zdrojů porostou stejnou měrou, jak se budou tyto zdroje vyčerpávat. Hotellingův přístup, ač poprvé zveřejněn a především matematicky „dokázán“ v článku *The Economics of Exhaustible Resources*⁹, existoval implicitně v myšlení mnoha „ekonomů“ již předtím. A dokonce i v myšlení skutečných ekonomů a dokonce i explicitně, byť ne v tak elegantní matematické formě. Jako typický příklad tohoto druhu lze uvést knihu S. Jevonse „*The Coal Problem*“ (jinak jednoho z předních zakladatelů marginálního přístupu k ekonomické vědě a skutečného mistra ve svém oboru – ale zde platí přísloví „i mistr tesař se jednou utne“). Jevons ve své knize vyjádřil názor, že ekonomický růst Anglie byl postaven na využití uhlí, jehož jsou omezené zdroje. S jeho postupným vyčerpáváním bude růst jeho cena a tím budou postupně klesat zisky podnikatelů a tím i ekonomická výkonnost Anglie. Ta tak ztratí svoji pozici „dílny světa“ a postavení supervelmoci.

Na nepříliš povzbudivou predikci S. Jevonse lze reagovat různě. Nejprve je nutné přiznat, že v jednom se nemýlil – Velká Británie ztratila pozici „dílny světa“, světové supervelmoci prvního řádu a nejhohatší země vůbec. Dnes se jedná o mocnost, jejíž vliv je omezen, byť je stále silný, země, jejíž průmyslová produkce je špičková, ale v mnoha případech ne absolutně nejlepší, a země, jejíž životní úroveň již není nejvyšší na světě. Velká Británie hodně ztratila ze svého lesku oproti 70. létům předminulého století, kdy Jevons vydal svoji alarmující knihu. Ale to je tak vše, v čem lze Jevonsovi přiznat, že mohl mít pravdu. Ovšem důvod tohoto poklesu je naprosto jiný, než uváděl Jevons. Na rozdíl od jeho vize se v Británii těžil uhlí pořád, byť v omezené míře, a skutečný důvod jejího poklesu lze hledat spíše ve fabiánském¹⁰ socialismu konce 19. století a nezakrytém socialismu v první polovině 20. století.

Pokud se podíváme na ekonomické argumenty stojící proti empirickému obsahu Hotellingova pravidla, pak je možné začít od „berlíček“, tj. od podpůrných argumentů (lépe řečeno protiargumentů).

⁸ Zajímavé je, že tato špatná teorie stála v pozadí Ricardova volání po svobodě obchodu, protože dovozem levného obilí chtěl svoji černou vizi o ekonomickém kolapsu co možná nejvíce oddálit. Ricardovou predikcí bylo, že po uvolnění dovozů levných potravin (tj. především obilí), neboli po zrušení tzv. „Obilních zákonů“, dojde k zastavení růstu mezd a míra zisků se udrží na stejné úrovni, což bude znamenat oddálení kolapsu. Po skutečném zrušení „Obilních zákonů“ v roce 1846 sice došlo k prudkému poklesu cen potravin (zajímavé je, že v té době pro svobodu mezinárodního obchodu hlasovala i pre-marxistická levice, tj. předchůdkyně těch, kteří dnes proti volnému obchodu vystupují nejvíce), ale také k prudkému růstu mezd, ekonomické výkonnosti, přičemž míra zisků zůstala stejná. Ricardo se fatálně mylil ve své predikci.

⁹ Harold Hotelling: *The Economics of Exhaustible Resources*, *The Journal of Political Economy*, 2/1931, str. 137 – 175.

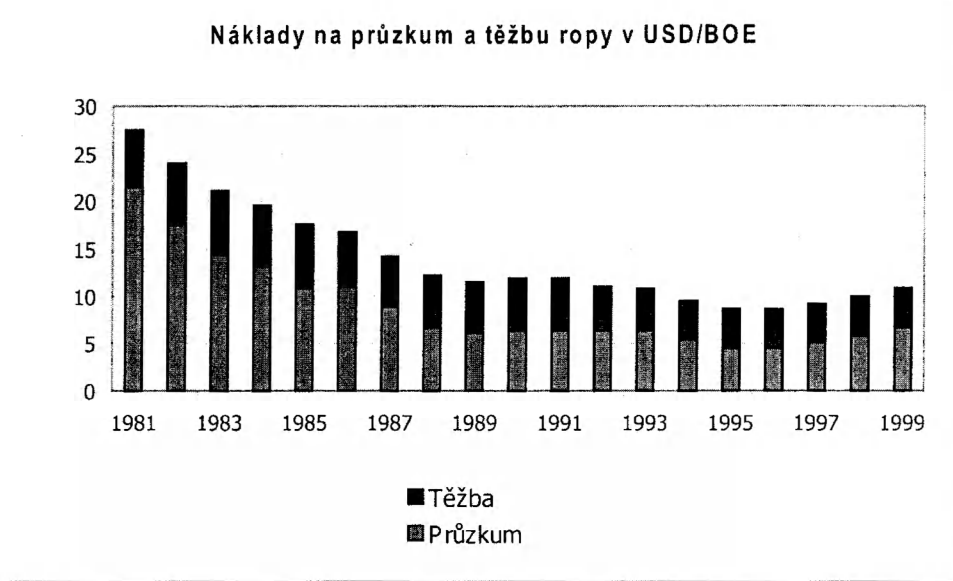
¹⁰ Zde je nutné vysvětlit význam slova „fabiánský“, které charakterizuje určitý druh socialismu nejen 19. století. Odvozuje se od římského diktátora (volená funkce v dobách Římské republiky) Quinta Fabia Maxima, který se proslavil svojí taktikou unikání před rozhodující konfrontací a získávání času používáním partyzánských metod boje (tj. zneklidňujících útoků a zastrasování) s cílem zvýšit morálku ve vlastních řadách a zabránit přechodu potenciálních spojenců k nepříteli během druhé punské války v bojích Říma proti Hanibalu Barcasovi. Taková taktika boje byla sice úspěšná, ale neslučovala se s římskou mentalitou, a proto byl Fabius nazván římskými historiky „Váhavec“ a jeho mandát jako diktátora nebyl obnoven. Místo něho nastoupili do funkce konzulů Terentius Varro a Aemilius Paulus, kteří se s Hanibalem střetli přímo (tedy „nefabiánsky“, a to přímo na žádost Římského senátu) u vesničky Kanny, kde utrpěli děsivou porážku (rok 216 př. n. l.). Po doslova vyhlazovací bitvě u Kann se Řím chtěl nechtě vrátit k fabiánské strategii a musel doslova počkat 7 let, aby mu dorostl vojevůdce Hanibalova formátu Publius Cornelius Scipio, později nazvaný Africanus, který jej a jeho bratry porazil v sérii invazí a bitev v přímých střetech (definitivně poslední bitvou byla bitva u Zamy v roce 202 př. n. l.).

Jak je vidět, fabiánská strategie zajistila Římu strategický odklad přímého střetu do vhodnější doby a tím následně vítězství. Stejně tak se vedlo kupodivu i silám socialismu a komunismu – první revoluce či pokusy o ně dopadly katastrofou (např. Pařížská komuna, povstání roku 1905 apod.), ale co nedokázal čelní střet, to dokázalo trpělivé a neustálé nabourávání tržního systému v salóncích intelektuálů („fabiánů“). Teprve poté přišly první úspěšné revoluce a vyslovený komunistický teror (který ale zlikvidoval i socialistické „fabiány“).

Za prvé, Hotellingovo pravidlo předpokládá omezenou zásobu statků, ale tak tomu ve skutečnosti v dosti dlouhém období není, a to ani u surovin považovaných „přirozeně“ za neobnovitelné – uhlí, ropa, zemní plyn apod. Neustále se totiž nachází nová naleziště, objevují se nové způsoby, jak vytěžit existující naleziště mnohem důkladněji, jak získat suroviny z jiných zdrojů apod. Proto dochází ke zdánlivému paradoxu – přesto, že se těží čím dál tím více, použitelných zásob surovin je také čím dál tím více.

Za druhé, technologický pokrok také zlevňuje těžbu a náklady na průzkum nových nalezišť (viz obrázek 1), a proto není pravda, že postupně při vyčerpávání neobnovitelných zdrojů začínáme využívat čím dál tím méně bohatá naleziště, jejichž vytěžování je čím dál tím nákladnější a užívá tak ze zdrojů blahobytu – opak je pravdou, náklady na těžbu neustále klesají.

Obrázek 1 Náklady na těžbu a průzkum nových nalezišť (pramen: IAEE Annual Conference 2001, Houston, referát Conoco)



Mnohem podstatnější jsou však jiné argumenty: pojem surovina a zdroj je velmi relativní. Ještě před několika sty lety byl zemní plyn odpadem, který se páčil. Stejně jako ropa nebo plyn unikající do ovzduší při výrobě dřevěného uhlí. Teprve později se začal unikající plyn využívat na svícení a topení. Dnešními slovy bychom řekli, že plyn byl zpočátku druhotnou surovinou (tj. odpadem, který se začal využívat). Tržní mechanismus má v sobě vestavěn velmi výkonný mechanismus, jak šetřit se surovinami a omezovat odpady – čím méně jich daný subjekt vyprodukuje, tím více bude moci využít původní surovinu. A právě snaha najít nové využití je motorem technologických změn. Proto i pojem surovina je velmi relativní a závisí na stupni rozvoje technologií. Proto již ze své podstaty je pojem neobnovitelné zdroje sice technicky možný, ale nemající přílišný ekonomický obsah. A to především z důvodu, že pokud by skutečně nastala situace úbytku množství jednoho zdroje, pak se tato změna projeví v růstu jeho ceny (podle Hotellingova pravidla). Následná snaha najít levnější substitut vyvolá technologickou změnu (někdo prostě najde řešení – pokud ne, pak je nenajde ani žádný regulátor; tento aspekt je věcí technologického a lidského optimismu nebo pesimismu). Jako příklad tohoto procesu lze uvést surovinu, která není považována za neobnovitelnou – dřevo. V 18. století dosáhla deforestace Evropy takových rozměrů, že ceny dřeva začaly růst a začal být hlad po novém palivu – a tím se stalo uhlí. Díky technologickému pokroku a vyššímu využití uhlí (tento proces se dnes nazývá průmyslová revoluce¹¹) se přestalo využívat dřevo k vytápění v masovém rozsahu a Evropa se postupně zase zalesnila.

A stejně tak je to i s plíživým socialismem v 90. letech u nás v ČR. To, co by před pár lety bylo považováno za šílenost (např. Velký třesk), je dnes považováno za seriózní námět na diskusi.

Vědecky byl tento proces postupného pronikání myšlenek společenskými vrstvami popsán F. A. von Hayekem v jeho mimořádné stati „Intelektuálové a socialismus“; populárně lidsky (a krátce) je charakterizován ve starém českém přísloví: „Hlavou zeď neprorazíš, ale ta zeď se dá trpělivě a dlouhodobě podčůrávat.“

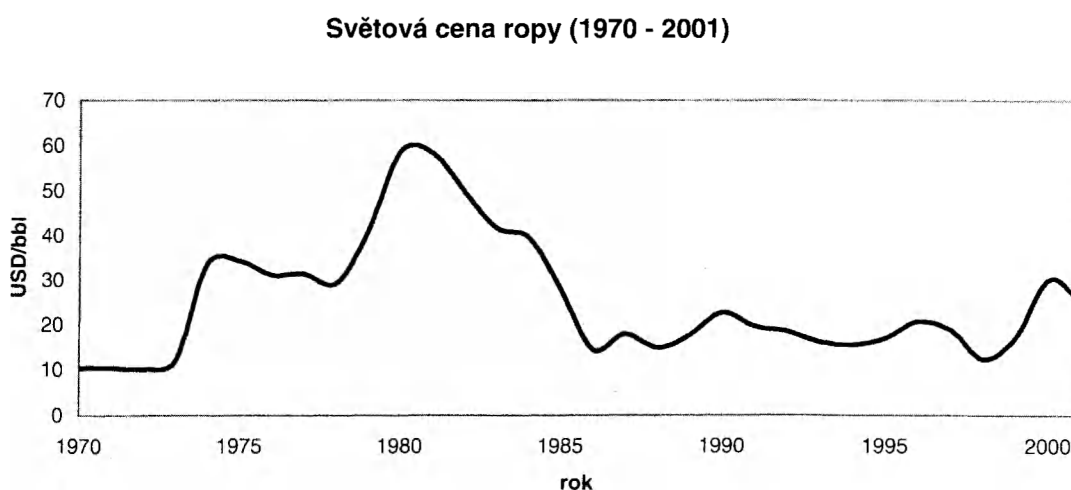
¹¹ Na tomto místě je nutné poznamenat, že průmyslová revoluce začala na severu Anglie a nejenže nebyla vyvolána žádnými státními podporami, ale nebyla dokonce financována ani bankami ze City. Byl to zpočátku lokální proces, který byl postaven na přechodu od dřeva k levnějšímu uhlí.

Zde jen malá perlička – i ČEZ má na své www-stránce heslo „Včera odpady – dnes hodnotné suroviny“.

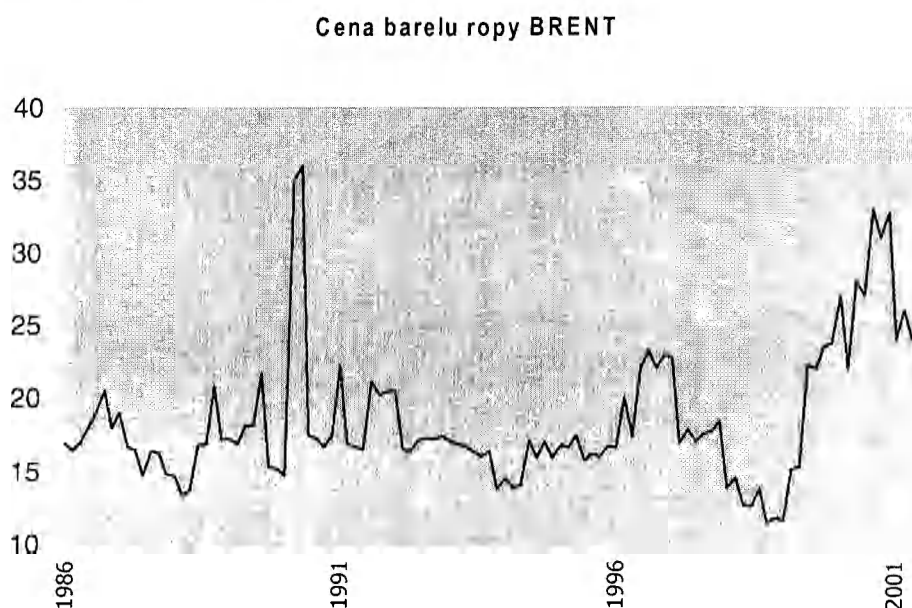
Tento pohled na svět, který je postaven na zkoumání činností jednotlivců snažících se najít v různých situacích ziskovou příležitost (a také tedy v situaci, kdy jedna surovina se stává čím dál tím vzácnější), je podstatou tzv. rakouského přístupu k ekonomické teorii.

Neobnovitelný zdroj se tak dá ekonomicky charakterizovat pouze jako zdroj, jehož cena neustále roste. spolu s jeho produkčními náklady. Přičemž tento růst je trendem, nikoliv pouhou fluktuací. Pokud se však podíváme na empirické důkazy ohledně cen surovin (konkrétně ropy, zemního plynu, uhlí apod.), pak nelze v reálných číslech vysledovat žádný trend k jejich růstu. Stejně tak není možné vysledovat žádné náznaky růstu nákladů na jejich dobývání. V nejlepším-nejhorším (záleží na úhlu pohledu) případe se ceny surovin udržují na stejné úrovni, ale spíše reálně klesají (přesto, že se v jejich vývoji vyskytují výrazné fluktuace – viz obrázky 2 a 3), stejně jako náklady na jejich těžbu. Samozřejmě je možné namítnout, že budoucí vývoj cen nemusí nutně vypadat jako vývoj minulý, ale stejně tak je možné namítnout, že není sebemenší důvod předpokládat, že ceny surovin porostou (z důvodů uvedených výše). Proto politika postavená na předpokladu budoucího vzestupu cen surovin (alespoň některých) tak postrádá své teoretické i empirické opodstatnění a vedla by k významným společenským nákladům, jejichž vynaložení by nebylo nikterak smysluplné.

Obrázek 2 Klouzavý průměr ceny ropy typu BRENT v letech 1970 - 2001



Obrázek 3 Ceny ropy typu BRENT v letech 1986 až 2001



Dalším problémem takových politik je předpoklad, že vlády a jejich agentury (např. ministerstva a regulátoři) jsou lepšími a úspěšnějšími prognostiky, pokud se týká cen surovin, než soukromé subjekty¹². Jak již bylo řečeno, Hotellingovo oceňovací pravidlo říká, že čím větší je očekávaný růst cen v budoucnosti, tím více budou mít producenti tendenci udržovat své zásoby neobnovitelných zdrojů pro budoucnost. Jelikož ale do rozhodování investorů vstupují další faktory, jako jsou diskontní míra, náklady těžby apod., je výsledné vytěžené množství neobnovitelných zdrojů značně nejisté – stejně jako u každé lidské činnosti v budoucnu. Jakými vyššími (nadřazenými) znalostmi disponují vládní a ministerští úředníci nebo regulátoři k tomu, aby oni určili optimální míru vytěžení neobnovitelných zdrojů (pokud takové vůbec jsou – viz diskuse výše) namísto souhry desítek až milionů tržních subjektů?

Někdo by mohl argumentovat, že nadměrná spotřeba neobnovitelných zdrojů je skutečností, protože trhy a soukromé subjekty podhodnocují budoucí ceny z důvodů vyšších diskontních měr, než je společenská diskontní míra. Nejprve je nutné poznamenat, že ani kdyby to byla pravda, pak to stejně nemusí nutně znamenat nadměrnou spotřebu neobnovitelných zdrojů. Důležitějším faktem je, že empirická zkušenost nedává tomuto názoru za pravdu. V minulosti byl vzestup cen energetických surovin předvídan neustále. Nicméně, až na několik výkyvů, je jejich vývoj spíše konstantní či klesající v reálném vyjádření. Z toho vyplývá, že trhy ve skutečnosti spíše přestřelují v odhadech vývoje cen a tím je zde určitá tendence konzervovat větší množství, než je optimální. Navíc koncepce společenské diskontní míry je minimálně sporná.

Mýtus 20:

Ekonomové neberou ve svých úvahách a modelech v potaz zájmy budoucích generací.

Regulace jsou často podporovány ochranou zájmů budoucích generací. Jedná se o mýtus z podobného soudku, jako je ten předchozí. Např. na straně nabídky by mělo být sníženo využití neobnovitelných zdrojů, aby byly uchovány pro budoucí generace. Obdobně na straně spotřeby by měla být zaváděna opatření, která sníží poptávku po zdrojích energie, aby tak byly zachovány pro budoucí generace¹³.

Je skutečně pravda, že ekonomické modely mají mnoho nevyhovujících rysů, ale to mají všechny modely. Ekonomické modely je dobré využívat, ale při tom je dobré brát v úvahu i jejich omezení. S ekonomickými modely je to jako s hračkami. Pokud chcete dítěti vysvětlit, co je to autobus, máte několik možností – zakoupit hračku autobusu nebo třeba autobus celý. K didaktickým účelům je hračka přece jenom praktičtější a dítě snadno pozná, když pak uvidí na ulici skutečný autobus, o co se jedná. Samozřejmě model může poskytnout i špatné dojmy – např. že házet s autobusem po tatínkových nohách je legrační apod. Stejně je to s ekonomickými modely – hodí se pro vysvětlení některých vztahů, které jsou v ekonomickém modelu stejně jako na zmíněné hračce vyzdvíženy (a pro dané účely nepodstatné věci jsou potlačeny – např. u modelu autobusu hmotnost, což ale neznamená, že hmotnost je nepodstatná vlastnost per se). Na druhé straně mohou ekonomické modely poskytnout špatný dojem – např. že zvýšením množství peněz v ekonomice zvýšíme bohatství. A obezřetně také musíme přistupovat k modelům vyčerpatelných zdrojů. Ke zjišťování stanovisek budoucích generací rozhodně neslouží.

Jakékoliv regulace, které jsou zdůvodňovány zájmy budoucích generací, pak trpí následujícími problémy: Za prvé, jakákoliv doporučení by se velmi lišila s ohledem na zájmy, jakých generací je třeba dbát – těch, které budou žít za sto let, dva tisíce let, za deset tisíc let?

Není tak úplně jednoznačné, zda ponecháním některé části neobnovitelných zdrojů skutečně budoucím generacím posloužíme. Především proto, že vyčerpané zdroje nejsou ztraceny – jsou pouze přetransformovány – na statky, služby, ale také na technický pokrok, kapitálové vybavení a nové znalosti. Pokud by například byla pozdržena průmyslová revoluce v Anglii 18. a 19. století, např. pod záminkou ochránit uhlí, protože se jedná o neobnovitelný zdroj, pak bychom na tom byli dnes mnohem hůře, než ve skutečnosti jsme.

A opět je velkou otázkou, zda-li vůbec něco takového jako neobnovitelný zdroj energie existuje – viz diskuse výše.

Mýtus 21:

Je třeba regulovat, abychom zabránili klimatickým změnám (neboli „globálnímu oteplování“).

Pokusíme se pouze vyjmenovat důvody, které by měly vést minimálně k ostražitosti oproti „všeobecnému přesvědčení“ o existenci globálního oteplování.

¹² O predikcích do budoucnosti jsme již podrobně psali ve studii „Konkurence v českém plynárenství“, kapitola 2, mýtus 9.

¹³ K problematice úspor na straně poptávky i nabídky se blíže vrátíme v Mýtech 30 a 31.

2. Mytologie české energetiky 2

Za prvé, jakýkoliv vědecký důkaz, že existuje trend v oteplování planety Země, je minimálně nepřesvědčivý (zde odhlížíme od periodických období oteplování a ochlazování – například na počátku vrcholného středověku se oteplilo natolik výrazně, že v jižním Skotsku se pěstovalo víno, a podobných příkladů bychom mohli najít více).

Za druhé, není jisté, zda-li jakékoliv oteplování je alespoň korelováno s množstvím vypouštěných „skleníkových“ plynů (GHG = green house gases).

Za třetí, modely, které byly využívány ke studiu těchto komplexních jevů, jsou velmi primitivní (v podstatě pouhé prosté korelace).

Za čtvrté, i kdyby ke globálnímu oteplování docházelo, byly by mezi zeměmi a oblastmi vítězové a poražení. Jaký by byl celkový efekt, je opět minimálně nejisté. V historii lidstva došlo již několikrát k výrazným změnám v klimatu a vždy se tomu lidstvo dokázalo přizpůsobit.

Za páté, i pokud bychom připustili, že existují důkazy o „globálním oteplování“, i kdybychom připustili, že celkově by došlo za jinak stejných podmínek k celkovému poklesu životní úrovně kvůli tomuto jevu, pak není vůbec jasné, zda-li předpoklad „za jinak stejných“ podmínek je smysluplný, protože, jak jsme již zdůraznili v předchozím bodě – lidé se vždy dokázali přizpůsobit (bez regulací). Není totiž sebemenší důvod předpokládat, že lidé najednou ztratí schopnost přizpůsobit se a neobejdou se bez pomocné ruky regulátorů a ministerských úředníků. A opět stejný argument, jako již mnohokrát před tím. Jakými nadřazenými znalostmi vládnou regulátoři a úředníci, aby mohli rozhodovat za jiné, jak se přizpůsobit? Nebylo by lepší to nechat na lidech a firmách samotných?

Mytus 22:

Zásada předběžného opatření velí raději regulovat než riskovat.

Tento mýtus úzce souvisí s předešlým. Když už selžou všechny argumenty, pak dojde na řadu i ryze iracionální úroveň lidského myšlení. Tento přístup vyvěrá z přirozené lidské nejistoty, ve které je zahalena budoucnost. Vyznavači tohoto principu se tak snaží řešit a předvídat možné společenské problémy jako celek zcela oproti duchu trhu, který spoléhá na decentralizovaná rozhodnutí mnoha subjektů, z nichž někteří se mylí a jiní nikoliv. Jako malou případovou studii na toto téma lze uvést reakci vlád a trhů na ropnou krizi 70. let. Vlády nám začaly vykreslovat černou budoucnost drahé energie a spřádaly plány na výzkum alternativních zdrojů (za předpokladů typu – ropa bude v roce 2000 stát 100 USD za barel – v tehdejších cenách apod.), ale de facto neudělaly nic. Naopak trh zareagoval velmi pružně a během 10 let problém nedostatku ropy zmizel. Především díky tomu, že ekonomické subjekty reagovaly přesně na jediný zdroj informací, který mají – na cenu (pokud jim v tom vlády regulací nezabránily). Stejně tak by zareagovaly na snižující se zásoby neobnovitelných zdrojů (a již se tak stalo např. v případě mizejících evropských lesů v 18. století).

Mytus 23:

Teplárenství je specifické odvětví, a proto je potřeba je chránit a regulovat.

Všechna odvětví jsou specifická. Totéž se dá říci o elektroenergetice, plynárenství, zemědělství, bankovníctví, malých výrobcích hraček, strojírenství apod. Nikdo nepopírá, že teplárenství, stejně jako každé jiné odvětví, má svá specifika, ale to není sebemenší důvod, aby se regulovalo. Specifika se dá odůvodnit vše. Ale specifika znamenají pouze to, že se v daném odvětví vyvinou specifické instituce a způsoby obchodování. Nic více a nic méně. Specifika teplárenství se zabýváme podrobně v jiné kapitole. Ale obecně platí, že specifika teplárenství regulaci neospravedlní – spíše naopak. Specifika odvětví je nutné brát jako příležitost, jak rychle a účinně deregulovat, a nikoliv jako zdůvodnění zavádění a přetrvávání regulace.

Mytus 24:

Kogeneraci je nutné podporovat, protože se jedná o efektivnější využití primárních zdrojů.

Jedná se o klasický protimluv. Pokud je kogenerace efektivnějším využitím energie, pak proč potřebuje podporu? Ze své definice efektivnější výroba nepotřebuje ochranu. Navíc je tu několik problémů – jak definovat, co vlastně je kogenerací, neboť každá výroba elektřiny produkuje značné množství tepla (proto existují chladicí věže) a i ČEZ patří mezi největší dodavatele tepla v ČR. (Zrcadlově je problém definice monovýroby.) Již se to projevilo při přípravě kogenerační vyhlášky, které se budeme podrobně věnovat později v kapitole 5. Pozitivní je zjištění, že většina nezávislých výrobců elektrické energie uznává, že kogeneraci není potřeba podporovat a že se jedná pouze o formu konkurenčního boje jinými prostředky proti jiným prostředkům ČEZu a MPO. K této problematice se ještě vrátíme velmi podrobně. Další problém vyplývá z toho, že neexistuje způsob, jak v kogeneraci oddělit od sebe náklady na produkci elektřiny a tepla. Kogenerace je definičně společnou výrobou dvou produktů – čili známe

pouze náklady společné produkce. Jakékoliv rozdělování nákladů na dvě části je pouze ex post a umělé. Proto jakékoliv snahy o konstrukci „nákladové ceny elektřiny“ nemají řešení.

Mýtus 25:

Zelená energie vytvoří více pracovních míst než energetika založená na využití fosilních paliv.

Jeden z klasických omylů, kdy vyšší nákladnost některých výrob (zvl. větrné a slunečné elektrárny) je vydávána za vyšší nabídku pracovních míst. Velmi to připomíná argumentaci, že „stroje nám berou práci“ – tj. zavádění stále efektivnější výroby snižuje zaměstnanost. Pokud totiž zavedeme efektivnější technologii, pak sice může krátkodobě dojít k propuštění nepotřebných zaměstnanců, ale nová technologie sníží náklady na produkci statků. Tyto úspory mohou být materializovány v zásadě třemi způsoby – v ziscích podnikatele, který si může koupit více statků a tím vytvořit dodatečnou poptávku a tak nová pracovní místa, nebo v nižších cenách pro spotřebitele, díky nimž si budou moci dovolit koupit více statků a vytvořit tak dodatečnou poptávku a tak nová pracovní místa, nebo ve vyšších platech pracovníků, kteří zůstali na svých místech, díky efektivnější technologii vytvářejí více produkce a mohou si tak dovolit vyššími výdaji vytvořit dodatečnou poptávku a nová pracovní místa. Skutečný efekt je různou kombinací výše zmíněných mezních případů, kdy jednotlivé vlivy se v průběhu času mění – uspořené peníze se nejdříve projeví spíše v ziscích, pak v platech a nakonec v cenách. Úspornější technologie tak žádná pracovní místa neubírají, pouze nutí lidi přizpůsobit se a tento proces bolí. Obráceně řečeno, v konečném důsledku to znamená, že pokud zavedeme méně efektivní technologie (např. výše zmíněné „zelené“), pak práce bude pořád stejně, ale lidé budou chudší (tj. životní úroveň poklesne). Velmi obecně tak platí, že množství nezaměstnaných (tj. lidí, kteří by chtěli pracovat a nemohou nalézt práci nebo začít podnikat) je naprosto nezávislé na stupni ekonomického a technologického rozvoje.

Mýtus 26:

Státní podpory jsou efektivní a nutné k podpoře zelených zdrojů.

Tržní systém má jednu obrovskou výhodu – neefektivní technologie, které by způsobily pokles ekonomiky, vyřazuje z trhu a tím vlastně vytváří podhoubí a předpoklady pro růst. K tomu, aby se dotyčné neefektivní technologie udržely na trhu, potřebují dotaci – ať už v jakékoliv formě – garantované ceny produkce (vyšší než tržní), investiční dotace, dotace k nákladům zápůjčního kapitálu (tj. k úrokům) apod. Jenže stát těmito dotacemi udržuje při životě neefektivní technologie, které, jak jsme již viděli v předchozím mýtu, přispívají pouze k poklesu životní úrovně. Rozhodně nepřispívají ničím k jejímu růstu¹⁴. Nicméně tyto dotace nepochybně přispívají k růstu životní úrovně těch, kteří je pobírají. Ale pouze za cenu ještě výraznějšího poklesu životní úrovně všech ostatních. Státní podpory tak mohou udržet na trhu i neefektivní výroby, ale za cenu okrádání těch, kteří peníze dokáží vydělat a kteří jsou efektivnější. Je dobré si to vždy, když kdokoliv žádá o dotaci v jakékoliv formě, uvědomit.

Mýtus 27:

Obchodování s emisemi je tržní způsob, jak řešit problémy s negativními externalitami.

Obecně řečeno, každá lidská (a nejen ta) činnost má své externality, tj. dopady na okolí, které nemohou být zpoplatněny – a to jak negativní, tak pozitivní. To je normální stav. Otázkou pro podnikatele je, zda-li je možné využít těchto příležitostí. Např. při výrobě koksů vzniká svítiplyn a někdo přišel na to, že by jej bylo dobré využít při svícení, nebo při skládování se uvolňuje bioplyn, který je možné využít jako zdroj třeba pro kogenerační výrobu elektřiny a tepla atd. (O jiném konkrétním příkladu se zmíníme v dodatku A.) V podstatě se jedná o nám již známý problém „využití druhotných surovin“. Do značné míry má tak tržní systém v sobě zabudované mechanismy, jak řešit externality již na straně jejich „nabídky“, tj. produkce, neboť jakýkoliv odpad je ztrátou vzácných zdrojů pro toho, kdo jej produkuje, a příležitostí, kterou je možné využít. Je třeba to „jenom“ objevit. V terminologii I. Kirznera se nevyužití příležitosti tohoto druhu nazývají „omyly z podnikatelského pesimismu“¹⁵.

Jiným tržním mechanismem, který se v důsledku nemožnosti spoléhat pouze na podnikatelskou aktivitu na straně nabídky externalit vyvinul v systému common law, jsou právní instituty, které umožňují zastavit produkci negativních externalit, pokud někoho poškozují. Tyto mechanismy byly vybudovány na principu přirozené spravedlnosti, na kterém je postavena celá složitá architektura konstrukce, jejíž stavbu nikdo neřídil a která se nazývá tržní (spontánní) řád.

¹⁴ Zde si neodpustíme malou poznámku. Stejně tak jako v případě zelené energie je možné argumentovat v případě záchrany krachujících podniků státem. Revitalizační program na záchranu českého průmyslu nebo Velký třesk jsou projekty podobného druhu – nepřispívají ničím k růstu, naopak přispívají k poklesu ekonomiky.

¹⁵ I. Kirzner, Jak fungují trhy, LI, 1998.

Common law je právní systém vyvinutý a užívaný především v anglosaských zemích, který je na rozdíl od kontinentálního práva postaven na bázi soudních rozhodnutí neboli precedentů. Common law vychází ve své podstatě z toho, že lidé a firmy musí nést odpovědnost za následky svého chování a jednání, přičemž klíčovou roli při uplatňování této odpovědnosti vytvářejí právě soudy svými rozhodnutími. Tento přístup je fundamentálně odlišný od pojetí práva jako nástroje státní reglementace a regulace, který je prosazován čím dál tím výrazněji především v zemích kontinentální právní kultury, ale i v zemích, které byly původně plně postaveny na bázi common law (tj. především USA a Britské společenství národů).

Metody, které se v common law vytvořily, aby chránily lidi před znečišťováním životního prostředí (především vody, vzduchu nebo půdy) byly nejenom velmi efektivní a účinné, ale především byly v samé podstatě systémem common law zabudovány mechanismy jejich neustálého zlepšování.

Mnohem dříve než nějaký státní úředník nebo ekologický aktivista vytvořil pojmovou popisující různé způsoby znečišťování životního prostředí a než začal stát a jeho úředníci regulovat a určovat to, co je protiprávní, si lidé uvědomili, že některé látky mohou být škodlivé a působit negativně jak na zdraví, tak na majetek. Proto se vyvinul soubor žalob, kterými bylo možno zjednat nápravu. Jednalo se především o žaloby pro „nepřípustné obtěžování“ (nuisance) a pro „neoprávněný vstup na cizí majetek“ (trespass). Únik nebezpečných a škodlivých látek byl tak řešen v rámci občanskoprávního sporu.

Žaloby pro nepřípustné obtěžování lze rozdělit na dvě skupiny – veřejnoprávní a soukromoprávní, kdy soukromoprávní nepřípustné obtěžování je „podstatné a neodůvodněné zasahování do užívání majetku a požívání výhod jeho vlastnictví“¹⁶. Tyto zásahy lze v souladu s právní teorií rozdělit na nedbalostní a úmyslné. Veřejnoprávní nepřípustné obtěžování, neboli výtržnost¹⁷, je „jednání, které způsobí lidem neshůžbu nebo poškodí jejich zdraví či veřejný pořádek nebo brání veřejnosti ve výkonu jejich práv“¹⁸.

U neoprávněného vstupu na cizí pozemek vznikají právní nároky velmi podobné těm, které vznikají u žalob pro nepřípustné obtěžování. Tedy „jestliže někdo umožní, ať úmyslně nebo z nedbalosti, že se škodlivá látka dostane na pozemek druhé osoby, lhotejmo zda půdou, vzduchem nebo vodou, může se dopustit neoprávněného vstupu na cizí pozemek“¹⁹.

Co se týká vodních toků nebo jezer, kdy majiteli pobřežního pozemku nepatří voda jezera či řeky, pak se v common law vytvořil systém práv majitele pobřežního pozemku, který umožňoval, aby osoba, která využívá vodu, žalovala ty, kteří zhorší její kvalitu tak, že není možné ji nadále používat či to je možné pouze omezeně.

V systému common law se tak bez zásahu státu a jakéhokoliv regulátora vytvořil systém, který byl schopný ochránit životní prostředí a přitom byl schopen pružného vývoje podle nejnovějších poznatků vědy a který navíc zohledňoval zájmy všech zúčastněných. Čtenáři, které tento v krátkosti popsany systém zaujal, je možné odkázat na již výše citovanou knihu Rogera E. Meinera a Bruce Yandlea „Jak common law chrání životní prostředí“, kde lze nalézt mnoho precedenčních rozsudků, jak byly vynášeny při řešení mnoha sporů týkajících se životního prostředí v minulosti v USA předtím, než státní byrokracie a regulace tento právní systém rozbily.

Jak do těchto schémat tržního řešení problémů životního prostředí zapadá obchodování s emisemi? Na tomto místě nebudeme diskutovat, zda-li je „globální oteplování“ nebo „globální změny klimatu“ skutečně problémem. Tomu jsme se krátce věnovali již v Mýtu 21. Ačkoliv není úplně jasné, zda-li se emisní obchodování kdy uskuteční, za jakých podmínek nebo za jakých pravidel, lze na základě hlavních rysů, které vyplývají z Kyótského protokolu a některých pilotních projektů, usuzovat na celkový charakter navrženého systému²⁰.

Již svou vlastní konstrukcí se v žádném případě nejedná o tržní instituci²¹. Jedná se o vládní projekt se všemi z toho vyplývajícími důsledky pro efektivitu ekonomiky a životní úroveň lidí, který naprosto nebere v úvahu motivaci

¹⁶ R. E. Meiners, B. Yandle: Jak common law chrání životní prostředí, LI, 2000, str. 12.

¹⁷ Nezaměňujte prosím se současným významem slova v českém trestním právu.

¹⁸ R. E. Meiners, B. Yandle: Jak common law chrání životní prostředí, LI, 2000, str. 12.

¹⁹ R. E. Meiners, B. Yandle: Jak common law chrání životní prostředí, LI, 2000, str. 13.

²⁰ Pokud by měl někdo zájem se seznámit s českými přístupy k problematice obchodování s emisemi, pak existuje studie věnující se tomuto úzkému tématu – M. Zajíček: Emission Trading in the Czech Republic, CityPlan Ltd., březen 2001.

²¹ Velmi stručně lze Kyótský protokol charakterizovat následovně. Jedná se o mezinárodní vládní dohodu, která zavazuje státy, které k ní přistoupily, ke snížení emisí tzv. skleníkových plynů do období 2008 až 2012. Tato snížení se však týkají pouze vyspělých zemí. Rozvojové země nejsou zavázány k jakémukoliv snížení. Jako bazální je zvolen ve většině případů rok 1990, což zvýhodňuje především země bývalého východního bloku, u nichž došlo v 90. letech k výraznému poklesu hospodářské aktivity a tím i k poklesu emisí „skleníkových plynů“, aniž by cokoliv udělaly pro toto snížení (odhlédneme teď od toho, zda-li považujeme takovou činnost za smysluplnou). Přesto je jasné, že některé země nebudou schopny dostát svým závazkům bez výrazných výdajů (např. USA). Spolu s pochybnostmi o jeho smysluplnosti byly nutné výdaje hlavním důvodem odmítnutí ratifikace Kyótského protokolu ze strany nové americké administrativy.

v chování lidí. Samotné obchodování je hrou na trh (skoro ve smyslu hry na trh Oskara Langeho – bývalého komunistického ministra financí Polské lidové republiky), kdy se všichni tváří, jako kdyby zde trh byl. Především chybí vzácný statek, který by byl obchodovatelný. Jediné, co dělá ekvivalentní množství CO₂ obchodovatelným, jsou vládní regulace a ty také de facto určí cenu, za kterou se bude obchodovat. Pokud budou limity k vypouštění nízké, cena bude vysoká a vice versa. Principiálně se jedná o totéž, jako je celní politika. Důsledkem bude pouze zdražení produkce bez jakéhokoliv dodatečného efektu, vytvoření dodatečných administrativních míst a regulací a likvidace jiných produktivních pracovních míst. Což znamená pokles životní úrovně. Jedná se tak v lepším případě o naivitu a nepochopení tržního mechanismu; v horším případě o pokus, jak krást přesně ve smyslu Bastiatova výroku – „Stát je jen velká iluze, jejíž pomocí se někteří snaží žít na úkor jiných“. A to už vůbec neuvažujeme praktické problémy, které by při obchodování s emisemi vznikly – jedná se o otázky měření, převodů na ekvivalentní množství CO₂, obchodování se zahraničím, licitování o výši emisí na vládní úrovni, rozdělování kapacit mezi subjekty uvnitř států, přidělování kapacit mezi flexibilní mechanismy apod. Ty samy již odsuzují obchodování s emisemi mezi velmi rizikové a problematické záležitosti závislé na libovůli zájmových skupin a úředníků, které mají s trhem a jeho principy málo co společného.

Mýtus 28:

V ČR je v elektroenergetice, plynárenství a teplárenství přeinvestováno, proto není potřeba a není možné investovat dál, a pokud ano, pak se na to musí jít s rozmyslem.

Jeden racionální prvek je v tomto mýtu obsažen – česká energetika je přeinvestovaná, jak na straně výroby, tak na straně spotřeby. Ale bohužel se jedná o investice „vychýlené“, tj. o takové, které by na volném trhu nebyly nikdy provedeny. Pouze díky regulaci a jejím kontraproduktivním účinkům na motivaci v chování jednotlivců i podniků mohly být takové investice provedeny. Dnes se nám v souvislosti s částečnou deregulací elektroenergetiky a s uvažovanou deregulací plynárenství vracejí jako tzv. stranded costs (neboli uvízlé náklady). V současnosti se převážně mluví o stranded costs ČEZ a. s., ale nejenom on investoval špatně. I mnozí nezávislí výrobci nemohou tvrdit, že jejich investice jsou bez chybičky. Stejně tak i plynárenské podniky mají své stranded costs – nadměrná plynořikace a dlouhodobé kontrakty na nákup plynu. Relativně dobře na tom mohou být teplárny, které spíše na tržní deformace doplácely a doplácují, nicméně ten, kdo výrazně investoval i na elektroenergetickém trhu, může mít problémy (o tom ale blíže v následujících kapitolách).

Ale toto všechno neznamená, že není dobré investovat. Útlum investiční aktivity je patrný oproti boomu v 90. letech a těžišť se přesouvá do oblasti údržby a obnovy. Nicméně právě špatná struktura investic může být důvodem, proč investovat a přizpůsobovat produkci novým podmínkám. Jeden důvod, proč dnes neinvestovat, však lze nalézt – přetrvávající regulace a vysoká nejistota v tom, jak bude vypadat česká energetika byt jen za půl roku a či rozhodnutí od zeleného stolu zase zásadním způsobem změnit pravidla hry.

Mýtus 29:

JETE pomohla české ekonomice v 90. letech, neboť vytvořila mnoho zakázek a ty měly velký multiplikační efekt.

Taková argumentace je velmi podobná argumentaci ve prospěch vládních zásahů v té nejprimitivnější verzi keynesiánské hospodářské politiky. V podstatě se jedná o argumentaci, která stojí na intelektuální úrovni programu „Velký třesk“. K vyvrácení tohoto mýtu stačí použít stejných argumentačních prostředků, jakých použil F. Bastiat ve své slavné esejí „Co je a co není vidět“²². Všichni, kteří takto argumentují, vidí pouze polovinu hospodářských procesů, které probíhají v ekonomice – tj. ty, které jsou vidět. V případě JETE se jedná o dodávky českých podniků na stavbu elektrárny a dodávky jejich subdodavatelů. Díky způsobu stanovování cen elektřiny se ale náklady na stavbu JETE v tichosti promítaly do ceny za elektrickou energii, byt ne stoprocentně. A proto odběratelé platili v průměru za elektřinu více, než bylo potřeba. A tím také mohli utratit méně – podniky mohly méně investovat.

Součástí protokolu jsou i tzv. flexibilní mechanismy, jež umožňují některým státům, které nebudou schopny splnit své závazky přímo, dosáhnout jejich splnění nepřímou – v našich podmínkách se jedná o tzv. joint implementation (JI) a obchodování s emisemi (ET).

Kyótský dokument je jako všechny dokumenty tohoto druhu velkým kompromisem, který se nelíbí nikomu – podnikatelům, některým státům, environmentalistům ani liberálům. Najde se však skupina států a podnikatelů, kterým se bude líbit, protože jim může přinést zisk na úkor někoho jiného – firmy vzniklé na zavádění projektů JI a ET a státy, které z obchodu s emisemi mohou (a hlavně chtějí) získat – díky konstrukci bazálního roku především státy východní a střední Evropy. Však už i MPO prohlásilo, že přínos z ET může potenciálně dosáhnout 13 miliard Kč. A úředníci mohou přemýšlet, jak tyto cizí peníze utratit při „vykonávání veřejného blaha...“.

²² F. Bastiat: Co je a co není vidět, LI, 1999.

jejich pracovníci dostali menší mzdy a domácnosti si mohly koupit méně zboží. Tj. poptávka poklesla, ale to již vidět není – prostě se něco nestalo. Stejně tak působila i poptávka ČEZu po úvěrech na stavbu JETE. Prostředky na úvěry pro ČEZ snížily nabídku volných zdrojů pro jiné podnikatelské záměry a tím pro ně zvýšily úrokové sazby, tj. vzrostla jejich cena. Některé se tak z tohoto důvodu neuskutečnily a tím došlo opět ke snížení růstu, ale opět to nebylo vidět, protože takové potenciální projekty se neuskutečnily. Pokud si ČEZ půjčil v zahraničí, pak alespoň část této sumy proměnil na Kč a tím zvýšil po ní poptávku a tím i její cenu neboli kurz (ve smyslu: Kč zpevnila). O to obtížněji někteří výrobci vyváželi a o to lehčeji dovozci dováželi - obojí se stejným efektem: snížil se odbyt českých výrobců. Celkový efekt na růst HDP je velmi sporný, protože proti sobě šly dva procesy – multiplikace výrob vázaných na stavbu (viditelná relativně koncentrovaná část) a demultiplikace výrob, po jejichž produktech nebyla poptávka z důvodů vyšších cen za elektřinu, vyšších úrokových sazeb a pevnějšího kurzu Kč (neviditelná a naprosto roztržštěná část). Co převážilo, není možné z reálných dat odhadnout především proto, že všechny tyto procesy byly rozmělněny ve stovkách operací a zakryty jinými vlivy reálného života. Teoreticko-analyticky lze kvalitativně usoudit, jaký byl asi výsledný efekt: JETE nebude celkově ziskovou investicí, a z tohoto důvodu je její ekonomická hodnota sporná. Je spíše obhajitelné tvrzení, že stavba JETE ve svém důsledku zpomalila růst ekonomiky a je jednou z příčin hospodářského cyklu, ve kterém se česká ekonomika nachází²³. Hlavním důvodem takového výsledku je především skutečnost, že subjekty v české energetice měly a dodnes mají díky státní regulaci nevhodně nastavené incentivy a optimální chování jednotlivců se agreguje ve velmi neoptimální výstup.

Mýtus 30:

Zdroje jsou vše – úspory nemají smysl, je třeba řešit vše na straně zdrojů.

Jedná se typický přístup většiny úředníků nejen na MPO. Mnozí úředníci, ale i energetici, totiž vycházejí z předpokladu, že jediným relevantním faktorem určujícím, jak bude vypadat energetická bilance, je strana zdrojů. Z tohoto přesvědčení plyne i struktura většiny státních podpůrných programů (téměř všechny jsou zaměřeny na zdroje energie) a interpretace některých událostí (např. Kalifornské krize). Ostatně z tohoto přístupu pramení podvědomě i většina veřejné podpory pro stavbu JETE. Ale jedná se o zásadní omyl. Struktura energetiky musí být určena výhradně poptávkou po energiích a po jejich jakosti. A investor do průmyslového areálu, administrativního centra, bytů apod. se sám musí rozhodnout, co je pro něj výhodnější – zda-li bude spotřebu energie snižovat, nebo zda-li bude energie pouze nakupovat bez ohledu na spotřebu. A ekonomické subjekty (tj. firmy nebo domácnosti) se rozhodují podle mezních nákladů – do té doby, kdy náklad na jednotku ušetřené energie bude nižší než cena dané jednotky, do té doby bude efektivní zavádět úsporná opatření. Zde však klíčovou roli budou hrát ceny energií, které jsou danému ekonomickému subjektu exogenní²⁴.

Při různých cenách energií se vyplatí s nimi šetřit různě – velmi banální tvrzení, ale mnohdy naprosto nepochopené. Proto může docházet k technickým „nelogičnostem“, které jsou ekonomicky naprosto logické: např. v Plzni se některá úsporná opatření prostě nedají aplikovat (cena tepla je tam nízká – 245,70 Kč/GJ²⁵), naopak v Jablonci je efektivní úsporou téměř vše (cena tepla je extrémně vysoká – 460 Kč/GJ). Nelze prostě nasadit jeden „mustr“ pro různé části republiky, což může být pro technokraticky myslícího člověka těžko stravitelné. Je zajímavé, že ačkoliv je tato banalita tak nepochopitelná v rámci ČR, pak všichni u nás chápou, že k řešení problému spotřeby energií a jejich úspor, má jiný přístup Nizozemí, Anglie, Švédsko a nebo Španělsko. Často se těmito „specifiky“ argumentuje při hledání důvodů, proč neliberalizovat. Stejně tak, jak se může lišit situace v Anglii od situace v Nizozemí, může se lišit situace v Pardubicích²⁶ od situace v Mariánských Lázních²⁷, ať se to někomu líbí, nebo ne.

²³ „Teorie reálných příčin hospodářské recese 2. poloviny 90. let v ČR“ byla poprvé prezentována v teoretické části studie M. Zajíček: Konkurence v českém plynárenství, LI, 1999.

²⁴ A aby se situace ještě více zkomplikovala, ekonomické subjekty mají ještě jednu možnost – potřebnou energii si prostě vyrobit. V našem výkladu v textu budeme pro tento okamžik pro didaktickou jednoduchost předpokládat, že externí zdroje tepla nebo elektřiny jsou levnější než autovýroba. Tj., že ceny energií jsou skutečně exogenní. V obecné úvaze bychom museli uvažovat, že cena je endogenní, ale s maximem, které je pro endogenní produkci nepřekročitelné – to určuje cena tržního substitutu (neboli elektřina ze sítě a teplo z CZT).

²⁵ Jedná se o cenu Plzeňské teplárenské a. s. na patě objektu pro byty na rok 2001.

²⁶ Cena tepla z Elektráren Opatovice a. s. na patě objektu pro byty na rok 2001 činí 193,30 Kč.

²⁷ Nejvyšší cena tepla pro byty od společnosti Vytápění Mariánské lázně s.r.o. na rok 2001 činí 426,60 Kč.

Mýtus 31:***Úspory jsou vše – nejlevnější energie je ta, kterou nevyrobíme.***

Tento mýtus je zrcadlovým obrácením předchozího mýtu. A je nesmyslem z naprosto stejných důvodů. Někde jsou úspory efektivní, někde ne – podle místních podmínek. Stejná budova v různých částech republiky může mít různé tepelné izolace a ve všech případech se může jednat o ekonomicky efektivní řešení. Toto zase těžko chápou lidé orientovaní směrem do „zelena“. Paradoxně setrvávají ve svém mylném uvažování principiálně ve stejné pozici jako jejich odpůrci na MPO – jenom „vzhůru nohama“.

Z toho vyplývá, že stejné mechanismy budou mít i rozdílné výsledky v různých místech – jako příklad lze uvést snižování nákladů metodou EPC (Energy Performance Contracting)²⁸, neboli snížení nákladů optimalizací energetického managementu (tj. energetických toků a využívání energie). Investor zajišťuje financování potřebných investic pro optimalizaci využití energie a z dosažených úspor je investice splácena. Pokud ovšem dosáhneme úspor např. ve velikosti 10% spotřebovaného tepla, pak finanční efekt je naprosto různý, pokud cena tepla je 250 Kč/GJ nebo 450 Kč/GJ. U stejných provozů tak může být EPC využitelná různě v závislosti na okolnostech.

Mýtus 32:***Kalifornská krize je ukázkou tržního selhání.***

Tento mýtus je teprve ve stadiu zrodu a nutno po pravdě říci, že není tolik silný. Přesto je třeba jej vymytit i s kořeny. Na tomto místě provedeme pouze velmi stručnou charakteristiku problému a odkazujeme na podrobnější výklad v dodatku B, který bude rozvinutím argumentace podané stručně na tomto místě.

Kalifornská „deregulace“ elektroenergetiky začala v srpnu 1996, kdy Kalifornie jako první stát USA deklarovala konec monopolního uspořádání elektroenergetiky a přechod k trhu, a to postupnými kroky. „Otevření“ kalifornského trhu se týkalo pouze jeho velkoobchodní části. Ceny pro konečné odběratele zůstaly regulovány i nadále. To způsobilo, že spotřebitelé nijak nereagovali na rostoucí problémy s pokrytím poptávky. Ani nemohli, protože stát svými regulacemi zničil jediný pramen informací, který spotřebitelé mají – cenu.

Za druhé, zákon o „deregulaci“ stanovil neuvěřitelně vysoké poplatky na krytí „stranded costs“, tj. poplatky na krytí ztrátových investic provedených v minulosti.

Za třetí, tyto poplatky spolu s prohibitivními ekologickými předpisy a fanatickým odporem Kalifornie ke stavbě jakékoliv elektrárny znemožnily vstup nových výrobců na trh. V 90. letech nebyl v Kalifornii kromě několika plynových elektráren postaven žádný významnější zdroj. Stejně tak kalifornská energetická regulační komise znemožnila uvést na trh takové instrumenty, jako jsou dlouhodobé smlouvy na nákup elektřiny, zajišťovací obchody apod. To způsobilo, že stále monopolní distribuční společnosti (s povinností dodávat všem zákazníkům na jim vymezeném území) musely kupovat většinu své energie na spotovém trhu, tj. dražší a s vysokou fluktuací cen – zvl. od roku 2000.

Za čtvrté, predikce státních úředníků, ekologů a energetiků, že nové technologie a internet sníží celkovou spotřebu elektřiny, se ukázaly jako fatálně chybné. V 90. letech vzrostla spotřeba elektřiny v Kalifornii o 25 %, v některých oblastech i více.

Za páté, operátor trhu nevytvořil žádné pobídky pro stavbu záložních zdrojů, a tak se množství rezerv v elektrizační soustavě neustále snižovalo a využití zdrojů neustále rostlo. Důsledkem byly přetížené zdroje, jejichž technický stav se neustále zhoršoval, neboť je v podstatě nešlo odstavit pro údržbu. Spolu s tím rostla i pravděpodobnost jejich selhání. Do toho všeho přišlo horké léto, krušná zima a vysoké ceny paliv (především ropy a zemního plynu).

Nejdůležitějším bodem je za šesté. Politické elity naprosto selhaly, ačkoliv se výše zmíněné problémy neustále kumulovaly a v minulosti se několikrát projevíly ve své nahotě. Naposledy v letní špičce roku 2000, kdy v oblasti San Diega, v jediné části Kalifornie, kde byly uvolněny i ceny pro konečné zákazníky, došlo k prudkému růstu cen. Tento růst cen pouze reflektoval pochybenou „deregulaci“ a vyjadřoval stav poptávky a nabídky elektřiny. Jedinou reakcí regulátorů a politiků bylo opětovně zavedení regulací cen pro konečné zákazníky. Politici tak nezvládli řešení problémů, které svými špatnými rozhodnutími vytvořili a novými rozhodnutími ještě umocňují.

V Kalifornii se tak v žádném případě nejednalo o „bezbrňou víru v trh“. Naopak, Kalifornie je přímo ukázkovým příkladem regulačního selhání, které se v rostoucí krizi stupňovalo.

Právě díky státu a jeho předpisům není možné v Kalifornii postavit novou elektrárnu, došlo k finančnímu kolapsu distribučních společností (nyní nemohou nakoupit potřebnou elektřinu mimo Kalifornii, neboť jim ji nikdo neprodá).

²⁸ O podrobnostech metody EPC je možné se dozvědět u společností, které tuto metodu nabízejí – např. MVV EPS s. r. o.

ačkoliv je k dispozici!), obyvatelé trpí střídavým vypínáním elektřiny atd. A všichni si stěžují na trh, který ale za neschopnost politiků nemůže.

Mýtus 33:

Za Kalifornskou krizi může i internet.

Toto tvrzení se objevilo v některých periodikách (např. v Hospodářských novinách) v souvislosti s vysokými tempy růstu spotřeby elektrické energie v některých částech Kalifornie – konkrétně oblast San Diega a San Franciska, kde spotřeba elektřiny vzrostla v 90. letech o 25%. „Viníkem“ takového růstu by měly být internetová centra, servery a vlastně tzv. new economics jako celek. Je však třeba říci, že se jedná o klasický nesmysl, který je na úrovni tvrzení „stroje nám berou práci“. Je pravda, že internet zvyšuje spotřebu elektřiny²⁹, ale to je stejné jako tvrdit, že více lidí sní více potravin, spotřebuje více oblečení a že nárůst počtu populace tak způsobuje nedostatek potravin nebo oblečení. Hlavním viníkem Kalifornské krize, jak jsme již uvedli výše, není strana poptávky, ale strana nabídky a hlavně institucionální uspořádání kalifornské energetiky, které zabránilo jednotlivým ekonomickým subjektům správně reagovat. I spotřeba elektřiny rostla více díky uměle nízkým cenám. Ale kauzalita není nadměrná spotřeba elektřiny → nízké ceny elektřiny, ale přesně opačná. Nízké ceny elektřiny → nadměrná spotřeba elektřiny. Obvyklý tržní vyrovnávací proces funguje následovně: v případě růstu poptávky nejprve v krátkém období vzroste cena, která vyvolá investice do nových zařízení, které následně zvýší nabídku a díky vyšší nabídce ceny opět poklesnou. Nikdo ale není schopen ex ante říci, zda cena poklesne na původní úroveň nebo se udrží nad ní nebo dokonce poklesne pod původní úroveň (třeba díky learning-by-doing efektu). Toto se v Kalifornii nestalo vinou vládních regulací. Svádět pak důsledky těchto regulací na jiné rychle se rozvíjející části ekonomiky je směšné.

Mýtus 34:

Energetické koncepce jsou nezbytné pro rozhodování krajů i států.

Tento mýtus byl částečně vyvrácen již v minulé studii (Mýtus 9), ale jeho sílu si uvědomíme především při čtení tzv. malého energetického zákona (Zákon o hospodaření s energiemi). V hlavě II se stanoví, že Státní energetická koncepce je „strategickým dokumentem s výhledem na 20 let vyjadřujícím cíle státu v energetickém hospodářství v souladu s potřebami hospodářského a společenského rozvoje, včetně ochrany životního prostředí, sloužícím i pro vypracování územních energetických koncepcí.“ (§ 3). K jednoduchému vyvrácení nesmyslnosti takových dokumentů stačí malá představivost – odečtěte ode dneška 20 let a představte si, že by někdo v roce 1981 vypracoval energetickou koncepci (mimořádně se stejným zdůvodněním ohledně celospolečenského rozvoje atd., jen by dodal „naši socialistické vlasti“ – opravdu se v myšlení některých lidí tolik nezměnilo). Na počátku 80. let, těsně po druhé ropné krizi, podobné koncepce odhadovaly cenu ropy na 100 USD za barel v roce 2000. Koncepce postavená na takových předpokladech je úplně mimo. Nehledě na to, že v roce 1981 nikdo nemohl ani tušit, že kdy bude existovat nějaký internet nebo new economics, popř. jejich vliv na spotřebu elektřiny. Prostě věštění budoucnosti je rizikovou činností a s trochou nadsázky ekonometři říkají, že správně a podle všech zásad provedené predikce ze své podstaty nemohou vyjít.

Podívejme se jen na to, jak se naši experti fatálně mylili při odhadu poptávky po elektřině v ČR. Ještě v roce 1995 nám všichni tvrdili, že v roce 2000 bude roční spotřeba kolem 70 TWh. A místo toho byla spotřeba elektřiny v roce 2000 zhruba o 20 TWh nižší. A zde se dostáváme k podstatné věci. Firmy také plánují a pokouší se předvídat budoucnost. A právě úspěch v této činnosti je odměněn ziskem. Neúspěch je odměněn ztrátou. Ale tuto ztrátu nese pouze a jenom podnikatel. Chyby v energetických koncepcích státu (které podle zákona zpracovává MPO) však neseme všichni – buď ve formě vyšších cen nebo ve formě hrazení stranded costs³⁰. Tato problematika (tj. stranded costs a predikce do budoucna) je podrobně rozpracována jako Megamýtus 17 a Mýtus 9 v minulé studii³¹.

Stejně tak nesmyslné jsou i územní energetické koncepce pojaté jako centrální plánování (v tomto duchu ale vyžadované ze zákona - §4 Malého energetického zákona), které se od státní liší jenom v tom, že zahrnují menší území (kraj) a musí být odvozeny od státní energetické koncepce. Takové koncepce samozřejmě mají vliv na rozvoj regionu, ale to nezmenšuje jejich nesmyslnost (stejně jako např. u daní). Tragédií je, že proti nim není obrany.

²⁹ Zde je jenom nutné poznamenat, že ti samí lidé a ty samé skupiny, kteří dnes obviňují internet z růstu spotřeby elektřiny, a stejně tak státní orgány ještě před několika lety s nadšením tyto technologie vynášely do nebe, neboť „předvídal“y, že právě díky nim spotřeba elektřiny poklesne!

³⁰ Důkazy, že stranded costs v české energetice existují, byly podány například ve studii: Stranded costs ČEZ a.s., CityPlan spol. s r.o., březen 2001.

³¹ M. Zajíček: Konkurence v českém plynárenství, LI, 1999.

Megamýtus 35:***TPA je podstatou deregulace a liberalizace energetických trhů.***

Stejně jako v minulé studii o českém plynárenství podáme na závěr této kapitoly rozbor jednoho megamýtu. Jsme si vědomi toho, že doslova „píchneme do vosího hnízda“, neboť se jím vystavujeme přímo proti současnému (re)regulačnímu mainstreamu, který je podpořen všemi směrnicemi Evropské unie. K jeho vyvrácení vede několik cest: ideologická a pragmatická. Stejně tak rozebereme argumenty ve prospěch aplikace přístupu TPA v praxi.

2.1. Third Party Access – záchrana energetiky, nebo fatální omyl?

Jak již bylo řečeno v úvodní kapitole, pak koncepce TPA vychází se současného teoreticko-metodologického přístupu k „deregulaci“ (=reregulaci) energetických síťových odvětví. Vychází se z předpokladu, že produkce statku (elektriny nebo plynu) není přirozeným monopolem, ale jeho distribuce ano. Nutným důsledkem takového uspořádání je i existence nějakého orgánu, který určí, kdo je oprávněn využívat výhod TPA, kdy je možné toto právo odeprít a také to, jakou cenu má vlastník sítě účtovat za její použití, a stejně tak dochází k regulaci cen služeb se sítí souvisejících.

2.1.1. Argumenty ve prospěch TPA

Existuje několik argumentů ve prospěch zavádění TPA, které mají určité oprávnění a váhu. Otázkou je, zda-li převáží nad argumenty opačnými. Pro začátek lze především říci, že argumentů ve prospěch TPA zase není tolik, jak by se na první pohled mohlo zdát, a téměř všechny jsou nějak odvozeny z politického pozadí ekonomických procesů na energetických trzích.

Rychlost zavedení konkurence

Je pravda, že bez TPA by se konkurence v energetice prosazovala pomaleji, zvl. u malých spotřebitelů. Neboť současná struktura plynárenství a elektroenergetiky nedává mnoho prostoru pro alternativní vedení či pro potenciální konkurenci. Nicméně důvodem současného monopolního uspořádání elektroenergetiky, plynárenství a do značné míry i teplárenství je především historický vývoj, který byl determinován rozhodnutím o monopolizaci energetických trhů zhruba před 80 až 100 lety (podle jednotlivých zemí). Snaha o urychlení vzniku konkurence je především politickým tlakem dosáhnout nějakých výsledků ještě v daném volebním období – tj. politickým tlakem vyžadujícím rychlá řešení.

Historický vývoj

Tento důvod byl již zmíněn v kořenech minulého. Stát vytvořil monopoly a v plně penetrovaném trhu je dané uspořádání do značné míry určující pro tržní struktury. Jeho změna vyžaduje čas a ten v energetice běží pomalu, velmi pomalu. Je však otázkou, zda TPA monopolní strukturu spíše nekonzervuje místo toho, aby ji nabourával.

Průhlednost

Rozdělení trhu na monopolní a konkurenční část se pro mnoho lidí jeví jako zprůhlednění a zjednodušení celého systému. Tak se elektroenergetika a plynárenství přirovnává k dopravě, kdy vlastník přepravního prostředku zpravidla není vlastníkem přepravovaného zboží. Je však otázkou, zda-li tato analogie vystihuje logiku obchodu s elektrinou. Rozetnutí trhu na dvě části, kdy jedna z nich je regulovaná, dává velký prostor k převodu nákladů do regulované části za účelem snížení cen na neregulované části trhu. Žádný úředník ani regulátor takové převody nemůže plně eliminovat, protože mu chybí informace, které ze své podstaty nemůže nikdy získat.

Politická průchodnost návrhu

V ČR se k těmto důvodům přidává ještě jeden – uspořádání TPA vyžaduje Evropská unie, jak v plynárenství, tak v elektroenergetice³². Nálepka „přibližujeme se k EU“ dokáže prosadit cokoliv a ani v případě TPA se nejedná o výjimku. Kdokoliv, kdo se proti TPA postaví, je téměř okamžitě odsouzen do pozice radikála, popř. „neřízené střely“.

2.1.2. Argumenty v neprospěch TPA

Argumenty proti TPA často vycházejí z námitek proti argumentům v jeho prospěch. Nicméně je jich nepoměrně více a jsou mnohem přesvědčivější.

Předtím než se pustíme do vypočítávání argumentů proti TPA, podíváme se na problém, před kterým stojí majitel sítě – jakékoliv. Může si elektrinu (nebo plyn) nakoupit od někoho jiného a nebo si ji vyrobit (popř. dovézt plyn)

³² Ale i třeba v telekomunikacích ve formě ONP.

sám. Opět tak stojí výroba elektřiny a její nákup v pozici vzájemných dokonalých substitutů – stejně jako u spotřeby, jenže „na druhé straně drátu“. Majitel sítě udělá vždy to, co je pro něj ekonomicky nejvýhodnější – tj. pokud nebude schopen konkurovat vlastní výrobou, pak bude elektřinu nakupovat a vlastní výrob se zbaví (někdy se podobným aktivitám říká moderně „outsourcing“). A nikdo jej nemusí nutit k TPA, aby své sítě otevřel. Pokud se někomu může zdát, že vyprávíme pohádky, tak ať se podívá na současný český elektroenergetický trh (podrobně bude rozebrán v kapitole 4).

Neprůhlednost systému a možnost manipulace s náklady

Jak již bylo zmíněno v situaci, kdy jeden subjekt má přístup na dva trhy a jeden z nich je regulovaný, pak je zde vždy tendence manipulovat s náklady tak, aby regulované ceny pokryly i část nákladů produkce pro neregulovaný trh. Metodologicky se jedná o pokračování argumentace v intencích Averch-Johnsonova efektu³³. Jde o to, že na regulovaném trhu budou ze své podstaty jakékoliv náklady uhrazeny, a proto převedení nákladů z neregulované části trhu na regulovanou vytvoří regulovanému subjektu nákladové výhody, které nemají ekonomické opodstatnění. Jedná se o jediný případ, kdy je smysluplné hovořit o predátorském snižování cen. Ale tato taktika je umožněna právě existencí regulace. TPA tak vlastně vytváří podhoubí pro to, aby některé subjekty mohly tuto taktiku využívat.

Neřešení problému regulace

TPA neřeší problém odstranění regulace. Proto využíváme slova reregulace při popisu jeho zavádění. Státní regulace při uspořádání energetického trhu selhala; TPA v jeho současné podobě a praxi není nic jiného než jiný druh regulace. S trochou nadsázky lze použít staré dakotské přísloví: „pokud zjistíš, že jedeš na mrtvém koni, tak sesedni“. Ovšem TPA je „řešením“ tohoto problému tím, že se nakoupí větší bič, popř. vymění jezdec.

Ideologie nebo systematickosti

Ekonomové mají rádi symetrii vztahů a čistotu řešení. Tento druh argumentu patří do skupiny těch ideologičtějších. TPA není ani symetrický ani systémově čistý. Popírá totiž vlastnická práva vlastníků sítí. Plným právem každého vlastníka sítě je dělat si s ní, co uzná za vhodné. A to mu není v systému TPA umožněno. Vůli třetích stran se nemůže vzepřít a to je popřením principu, na kterém vyrostla celá západní civilizace. Nicméně je zde jedno „ale“: společnosti, které vlastní sítě, k nim nepřišly tak, že by byly neefektivnější, ale tím, že nikdo jiný je na základě rozhodnutí státu nemohl postavit. Pak je jejich vlastnické právo samozřejmě právně nezpochybnitelné, ale z morálního či ideologického hlediska problematické.

TPA řeší jen část problému vysokých cen

TPA se navíc často vztahuje pouze na část elektroenergetického trhu – na výrobu a obchod se silovou elektřinou. Jiné části elektroenergetického trhu jsou z konkurence vyňaty – distribuce, přenos a poskytování systémových služeb³⁴. Tato „jiná část“ elektroenergetického trhu však tvoří po deregulaci trhu se silovou elektřinou zhruba od 50 do 70 % výsledné ceny elektřiny. Čili se nejedná o bagatelní záležitost, kterou je možné přejít mávnutím ruky (velmi podrobně se k tomuto problému vrátíme v kapitolách 4 a 5).

Problém nových a starých aktiv

Nikdo zatím také neřešil problematiku nových aktiv. Tj. otázku, zda-li je majitel nového vedení či místní sítě vzniklé po nastolení režimu TPA povinen se tomuto uspořádání také podrobit. Určité návrhy v oblasti uspořádání byly předloženy k diskusi již v minulé studii³⁵. Není totiž důvod, aby nová aktiva podléhala TPA. Naopak jejich vyčleněním získáme alespoň nějaký (byť nedokonalý) korektiv k rozhodování regulátora.

Problém nezávislých vedení

Stejně tak je to s nezávislými plynovody nebo nezávislým vedením, popř. vnitropodnikovými sítěmi. Kdo určí, jaká je mezi veřejnými sítěmi a soukromými sítěmi hranice – minimálně je to velmi obtížné, ne-li nemožné. V každém případě bude rozhodování arbitrární a od zeleného stolu, což rozvoji trhu příliš nesvědčí.

³³ Viz M. Zajíček: Konkurence v českém plynárenství – Dodatek A, LI, 1999.

³⁴ Zde je přístup velmi nerovnoměrný a v každé zemi se vyvinul nebo vyvíjí vlastní mechanismus, jak takové služby zajišťovat. Od relativně tržního (např. Nordpool) po velmi direktivní (např. ČR).

³⁵ M. Zajíček: Konkurence v českém plynárenství, kapitola 7, LI, 1999.

Problém stavby paralelních vedení nebo posilování stávajících vedení

A obdobně je to se stavbou paralelních vedení nebo jen s posilováním již stávajících. Kdo bude mít v systému TPA právo požádat o posílení sítě, kdo bude toto posílení vedení financovat, jak zajistit, aby regulovaná cena motivovala subjekty správně. Tzn. aby nebylo vedení nedostatek nebo naopak přebytek. Regulátor tohoto rozhodování není objektivně schopen ani při nejlepší vůli³⁶. Příliš vysoká cena za přenos vyvolá nadměrnou stavbu vlastních zdrojů a vedení, které ale nikdo nebude potřebovat, a příliš nízká cena naopak nadměrnou výstavbu zdrojů vzdálených spotřebě s vysokými ztrátami při přenosu. Nízká cena navíc může konzervovat technickou strukturu současné elektroenergetiky, která je do značné míry poznamenána tím, že byla vystavena v monopolním uspořádání (to je také jedním z argumentů, proč by mohlo být TPA dočasně výhodným uspořádáním). Špatně stanovená cena za používání sítí tak naprosto vychýlí rozhodování ekonomických subjektů o zdroji energie a tím rozhodí i strukturu ekonomiky jako celku, což při velikosti energetiky není zanedbatelné.

2.1.3. Regulace cen

Dalším výrazným problémem TPA je, že po jeho provedení zůstává v rukou regulátora značná část moci k určování cen: minimálně ceny za distribuci a přenos, většinou ale i ocenění systémových služeb v elektroenergetice. Pokud regulátoři někde fatálně selhávají, pak je to právě otázka cen. Bylo vymyšleno mnoho způsobů s různými názvy, jak regulovat ceny, ale v podstatě se všechny systémy dají shrnout do dvou typových schémat: Rate-of-Return Regulation a Price Caps regulation.

Podstatou Rate-of-Return regulace je stanovování cen podle nákladů v minulém období. Za každé dopředu známé období (zpravidla jeden rok), vyjádří jednotlivé regulované společnosti 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. Jedná se v podstatě o způsob cenové regulace, který ve volnějším režimu platí pro naše teplárenství a je nazýván „věcně usměrňované ceny“ neboli regulace podle oprávněných nákladů. Stejný princip boje o rozdělení krajíce, ale v jiné formě, je uplatněn při stanovování předacích cen mezi ČEZ a REASy, popř. Transgas a REGASy.³⁷

Tento způsob regulace se historicky ukázal jako velmi nevhodný a způsobil velké distorze v ekonomice. Destrukční účinky takto pojaté regulace a strukturální změny, které vyvolala, jsou podrobně popsány v teoretické části studie o českém plynárenství a zmíníme se o nich i v další subkapitole.

Druhou možností, jak regulovat ceny, je Price-Cap regulace (regulace pomocí „cenových čepiček“). Tato možnost je dnes mezi mainstreamovými deregulátory nejpobulárnější. Její podstatou je, že pro předem určené období (zpravidla čtyři nebo pět 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 neproste 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. De facto se jedná o stanovení maximálních cen – teoreticky bez ohledu na náklady regulovaných společností.

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-neeefektivnosti a Averch-Johnsonovu efektu³⁸. 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. Teoreticky by tak ceny v tomto systému měly být nižší, než by byly v systému regulace podle oprávněných nákladů, 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 (jako v našem případě) 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 je lepší se soustředit na parametry, které jsou pro zákazníky důležité. Proto jim také nabízí větší jistotu.

³⁶ Viz M. Zajíček: Konkurence v českém plynárenství – dodatek A, LI, 1999.

³⁷ Blíže viz M. Zajíček: Konkurence v českém plynárenství, LI, 1999.

³⁸ Viz M. Zajíček: Konkurence v českém plynárenství- dodatek A, LI, 1999.

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 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 a mít demotivační efekt na tvorbu nákladů. 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 se udává, 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.

Jakákoliv forma regulace cen tak vytváří problémy, které se projeví nejen v regulované části ekonomiky, ale mají vliv i na části neregulované, ba dokonce i na části naprosto nesouvisející – těmto vlivům se říká „general equilibria effects“ (neboli efekty všeobecné rovnováhy). Selský rozum by je charakterizoval asi tak, že pokud na jedné straně ekonomiky nějaké peníze odebereme a tuto sumu dodáme na jiné místo v ekonomice, tak v nejlepším případě „nula od nuly pojde“. Většinou to ale dopadne hůř. Jak to dopadlo v případě energetiky, si ukážeme dále na malém příkladě.

2.1.4. Přerozdělování způsobené regulací cen v energetických síťových odvětvích

V průměru nebyly ceny energií v ČR nikterak nízké (opomíňme teď na chvíli křížové dotace). Naopak – byly dostatečně vysoké a energetické firmy si nikterak nemohly v průběhu 90. let stěžovat na své hospodářské výsledky. Pokud přijmeme za realistický předpoklad, že poptávkové křivky po energiích byly v průběhu 90. let v relevantních oblastech v průměru neelastické (tj. že zvýšení cen energií způsobovalo sice pokles poptávky po nich, nikoliv však výdajů ekonomických subjektů na ně), pak můžeme směle říci, že vyšší ceny za energie v ČR, než bylo ekonomicky nutné a optimální, způsobily nižší poptávku po jiném zboží v ekonomice. Jinými slovy, že energie jsou komplementem koše ostatních statků a zboží³⁹. A ještě jinak, lidověji – ekonomické subjekty si mohly koupit méně, a to díky způsobu regulace energetických síťových odvětví. Docházelo a dochází tak k tichému přerozdělování důchodu mimo státní rozpočet (tj. daně). Křížové dotace tento mechanismus poněkud komplikují, protože tíhu vysokých cen nesly podniky a nikoliv přímo spotřebitelé⁴⁰.

³⁹ Matematické zdůvodnění, proč tomu tak je, lze podat následovně:

$$M = \sum p_i x_i(p_1, \dots, p_K, M) \rightarrow M - \sum p_i x_i(p_1, \dots, p_K, M) = 0,$$

kde M je celkový příjem, p_j je cena za statek l , x_j je množství nakoupeného statku l . Jinými slovy, není možné nakoupit více, než lze pokrýt příjmy (tato rovnice platí i pro zloděje – třeba stát). Co se stane s rozdělením příjmů, pokud se změní ceny statku, nám ukazuje následující rovnice a její úpravy, kde s_j je podíl statku l na výdajích a ϵ_{lk} je elasticita poptávky statku l na ceně statku k :

$$\frac{\partial M}{\partial p_j} - \frac{\partial}{\partial p_j} \left(\sum p_i x_i(p_1, \dots, p_K, M) \right) = 0 \rightarrow -x_j - \sum p_i \frac{\partial x_i}{\partial p_j} = 0 \rightarrow -\frac{x_j p_j}{M} - \sum p_i \frac{\partial x_i}{\partial p_j} \frac{p_j x_i}{x_i M} = 0$$

$$\rightarrow -s_j - \sum s_i \frac{\partial x_i}{\partial p_j} \frac{p_j}{x_i} = 0 \rightarrow -s_j - \sum s_i \epsilon_{ij} = 0 \rightarrow -s_j - \sum_{i \neq j} s_i \epsilon_{ij} - s_j \epsilon_{jj} = 0 \rightarrow$$

$$- \sum_{i \neq j} s_i \epsilon_{ij} = (1 + \epsilon_{jj}) s_j.$$

Výsledná rovnice ukazuje, že pokud je statek j neelastický, pak stojí vůči koši ostatních statků jako komplement (tj. v případě růstu ceny statku j poklesne poptávka i po jeho komplementu), což je velmi pravděpodobně i případ energií.

⁴⁰ A tento pohled je možné ještě zkomplikovat pohledem přes strukturu kapitálu. Zájemce lze odkázat na Dodatek A. studie M. Zajíček: Konkurence v českém plynárenství, LI, 1999.

2.1.5. Zájmový přístup

Při hodnocení TPA je nutné se především zeptat na to, komu TPA přístup přinesl (v zahraničí) nebo přinese (u nás) největší prospěch a komu všemu nevdá.

Zdánlivě největší prospěch z TPA mají noví příchozí na trh – a částečně je to pravda. Bez něj by se na trh nedostali tak jednoduše a rychle. Na druhou stranu nově příchozí se velmi těžko prosadí do poskytování služeb na stále regulovaných trzích, a to jejich zisky z TPA poněkud zmenšuje.

Kdo získává v každém případě, jsou distributoři – jejich monopol není dotčen a naopak jejich postavení oproti původním monopolistům značně vzrostlo. Pokud jsou součástí vertikálně integrované firmy, tak to platí dvojnásob.

Ti výrobci, kteří získají možnost přesunout náklady na regulované části trhu (systémové resp. podpůrné služby, distribuce a přenos), na TPA také mohou získat.

Jednoznačnými vítězi této reregulace jsou úředníci a regulátoři – jejich pravomoci se možná změní, ale v žádném případě výrazně nepoklesnou. Naopak, jejich pozice se může ještě vylepšit – jako úředníci nezávislého regulačního orgánu se mohou vymanit jakékoliv kontrole, které podléhali jako „klasičtí“ úředníci státní správy. Proto také téměř nikdo z nich tyto procesy nezpochybňuje. Úředníků bude naopak potřeba více.

Relativními vítězi se mohou cítit i zákazníci, protože přese všechno TPA alespoň nějakou liberalizaci a konkurenci přinesl a s ní i snížení cen a zlepšení služeb. Není to sice optimální stav, ale lepší než monopol je v každém případě.

Komu tedy TPA vadí? Chtělo by se říci, že některým stávajícím společnostem, ale záleží na tom, jak na změnu regulačního rámce zareagovaly, zda-li zůstaly zachyceny na regulovaných částech trhu apod. Vadí některým zaměstnancům, kteří museli v rámci zeštíhlování některých společností opustit svá místa. Ale celkově se dnes proti němu nikdo výrazně nebouří – je to známka latentní spokojenosti nebo latentní nespokojenosti. Těžko říci.

Hlavní závěr by však mohl znít: odpověď na otázku, kdo získává a kdo ztrácí, závisí na konkrétním provedení TPA. Američané říkají: „Devil is in details“. A v energetice to platí dvojnásob. Relativně nevýznamné změny a technické detaily mohou změnit charakter odvětví a tržní strukturu. Jak to vypadá konkrétně v ČR, se podíváme v kapitole 4.

2.1.6. Doporučení pro teplárenství

V poslední době jsme se setkali i s názorem, že by bylo v rámci symetrie dobré zavést systém TPA i do teplárenských sítí. Jenže údajná symetrie je asi tak to jediné, co by bylo možné postavit na misku vah ve prospěch zavedení TPA v teplárenských sítích. Naštěstí neexistuje žádná evropská směrnice upravující tuto problematiku, takže odpadá nejsilnější „pseudoargument“ ve prospěch TPA. S argumentačním zázemím, které jsme ukázali výše, bychom měli naopak uvítat to, že TPA v teplárenských sítích jsme nezavedli a zavádět nemusíme. Jednalo by se o zcela zbytečný zásah do autonomní tržní struktury, která má sice svá specifika, ale k jejímuž správnému fungování naprosto postačí odstranění zbývajících regulací a hlavně regulací na elektroenergetickém a plynárenském trhu. Teplárenství se velmi podrobně věnuje následující kapitola.

2.1.7. Doporučení obecně

Obecně TPA není vhodným uspořádáním pro jakýkoliv trh. Energetika není výjimkou. Proto lze uzavřít kapitolu následujícím doporučením (tak trochu šalamounským). Nezavádějme TPA nikam, kam nemusíme (např. teplárenské sítě). V oblastech, kde není z politických důvodů možné zabránit jeho ustavení (elektroenergetika a plynárenství) preferujeme sjednaný přístup (podmínky připojení a ceny za připojení nejsou regulovány, pouze zveřejňovány) s omezeným časovým horizontem (tzv. sun-set section)⁴¹, kdy ukončení platnosti TPA bude předem známo a bude neodvolatelné.

⁴¹ Blíže viz M. Zajíček: Konkurence v českém plynárenství, LI, 1999.

3. ZAOSTŘENO NA TEPLÁRENSTVÍ⁴²

3.1. Specifika teplárenství oproti elektroenergetice a plynárenství

Stejně jako ostatní odvětví má i teplárenství mnoho specifík. To ale neznamená, že by bylo něčím zvláštní nebo výjimečné. Každé odvětví je svým způsobem zvláštní a výjimečné – až je to naprosto normální. Každé specifikum je třeba brát jako výzvu a především příležitost. V souvislosti s teplárenstvím se podíváme na specifika tohoto odvětví vzhledem k elektroenergetice a plynárenství. Možná, že již z těchto specifík bude jasné, proč jsme teplárenství a kohezi energetických trhů sloučili do jedné studie.

3.1.1. Teplu se dá do určité míry skladovat

„Skladování tepla“ se provádí tzv. akumulací. Toto skladování není úplně dokonalé, nelze je provádět donekonečna (po určité době prostě skladovací médium – nejčastěji voda – tak či onak vychladne) a není úplně jednoduché (lze je provádět přímo v zařízeních k tomu určených neboli akumulátorech - typický příklad takového zařízení je v provozu v teplárně Červený Mlýn – nebo nepřímo v teplárenských sítích – typickým příkladem je tepelný napáječ Mělník – Praha). Ale i tak tvoří teplo v tomto směru určitý mezistupeň mezi neskladovatelnou elektřinou⁴³ a plynem, který se dá skladovat relativně dobře⁴⁴.

Možnost skladování tepla lze využít, pokud teplárna provozuje kogenerační výrobu, při poskytování podpůrných služeb (což je příklad právě Energotransu, který provozuje zmíněný napáječ Mělník – Praha).

3.1.2. V teplárenství je naprosto zřetelný substituční vztah mezi CZT a DZT

U plynu a elektřiny je tento vztah méně zřetelný. Právě tato nezřetelnost je podstatou naší kritizovaného přístupu k regulaci elektroenergetického a plynárenského trhu nebo k jejich reregulaci. Vychází se z toho, že ekonomické subjekty nemají údajně možnost si opatřit elektřinu nebo plyn jinak než prostřednictvím síťových elektrárenských nebo plynárenských monopolů, často označovaných jako monopoly „přirozené“. Všichni v energetické branži si ale naprosto oprávněně uvědomují, že tyto „pravdy“ neplatí a nikdy neplatily. U každého spotřebitele vždy existuje volba – nakoupit elektřinu či plyn ze sítě, nebo si ji vyrobit (u plynu sám dovézt třeba v lahvích, popř. postavit vlastní přímé paralelní vedení). U velkých spotřebitelů nebyl nikdy nikdo na pochybách, že tyto možnosti existují a že je tito spotřebitelé využívají (pokud nebyli státem nuceni činit něco jiného). Stačí se jen podívat na množství elektřiny dodané vlastní výrobou v ČR oproti elektřině dodané skrze síť. Jedná se o poměr zhruba 7:1 ve prospěch síťových dodávek. Nicméně 15% tržní poptávky je obsluhováno vlastní výrobou a to není zanedbatelné množství. U středních a malých odběratelů je tato substituce obtížnější, ale nikoliv nemožná, a to především s ohledem na technologický rozvoj⁴⁵. V případě zemního plynu jsou na tom velcí spotřebitelé také relativně dobře a nevhodné chování monopolního dodavatele mohou trestat odchodem k jinému primárnímu zdroji nebo stavbou přímého vedení (což byl např. případ vzniku společnosti Wintershall). Ale ani střední a malí spotřebitelé nejsou bezbranní – od plynu se „utíká“ relativně dobře a rychle, což tvrdě pocítily současné plynárenské společnosti v Čechách. Nicméně přes všechno toto se zdá, jako kdyby v elektroenergetice a plynárenství neustále existoval podvědomý strach „z přirozeného monopolu“, který ale de facto neexistuje.

V teplárenství ale toto naprosto nehrozí. Nikdo snad nikdy neuvažoval v tom duchu, že teplárenství je přirozeným monopolem. Substituce mezi CZT a DZT je dokonalá. Samy teplárenské společnosti to ví nejlépe – jakékoliv nadměrné zvyšování cen je „odměněno“ tím, že se zákazníci začínají odpojovat od sítě centrálního zásobování teplem. V plné nahotě se objevuje to, že lidé ani tak nepotřebují a nepoptávají plyn nebo elektřinu čili prostředky, ale spíše teplo a světlo, tj. výsledné produkty s užitnou hodnotou. Plyn nebo elektřina je pouze jedním ze způsobů jejich dosažení. V oblasti tepla si plyn, elektřina, CZT a DZT přímo konkurují, v oblasti elektřiny je tato konkurence zprostředkováná.

Právě v teplárenství se projevuje nejlépe koheze energetických trhů – tj. vzájemná souvislost, vzájemné ovlivňování a propojenost. Jak se ukazuje, na teplárenském trhu již teorie přirozeného monopolu selhává definitivně, a to jak analytický přístup k popisu situace, tak i jako východisko k hospodářsko-politickým opatřením.

⁴² Hned na počátku je třeba si ujasnit terminologii. Teplárenstvím rozumíme poskytování tepla zákazníkům s možností poskytování i dalších služeb a produktů (např. elektřiny). V současnosti existují tendence označovat slovem teplárenství pouze společnou výrobu elektrické energie a tepla neboli kogeneraci. Nedomníváme se, že toto navrhované zúžení významu může čemukoliv prospět. Monovýroba tepla a jeho dodávka jsou plnohodnotným teplárenstvím stejně jako kogenerace, či případně trigenerace (souběžná produkce elektřiny a tepla nebo chladu).

⁴³ Jediný způsob, jak „skladovat“ elektřinu alespoň v přeneseném významu toho slova, jsou přečerpávací vodní elektrárny.

⁴⁴ Plyn se naopak z ekonomické podstaty skladovat musí – viz M. Zajíček: Konkurence v českém plynárenství, LI, 1999.

⁴⁵ K decentralizované energetice viz Dodatek A této studie.

Zde je místo k tomu, abychom se podívali na pojem monopol jako takový a na alternativní teorie, které toto uspořádání popisují. Neoklasický přístup k teorii monopolu, resp. přirozeného monopolu, byl podrobně rozebrán v teoretické části minulé studie⁴⁶. Nyní rozebereme alternativní přístup, který byl navržen americkým ekonomem Murray Rothbardem (1926 – 1995)⁴⁷ a který je odlišný i od pozice rakouské ekonomické teorie.

Rothbard považuje již samotné vymezení pojmu monopol v neoklasických učebnicích (zpravidla je definován jako kontrola nad celou nabídkou zdroje nebo komodity) za matoucí, nesmyslný až absurdní. Vzato do důsledků by každý prodejce nebo producent zdroje nebo komodity, která je vnímána spotřebiteli sebeméně rozdílně, byl monopolistou. Například prodejce hot-dogů na Náměstí Míru by podle důsledného uplatňování takové definice byl také monopolistou, protože jiný prodejce hot-dogů na Náměstí Míru není. I kdybychom však akceptovali takovou definici, i tak by pojem monopolní ceny stejně jako konkurenční ceny postrádal smysl. V každém případě vymezení těchto dvou pojmů je totiž klíčové jejich nezávislé stanovení, ale na trhu existují pouze tržní ceny, nikoliv konkurenční nebo monopolní. Často je totiž konkurenční cena posuzována z pohledu ideálu dokonalé konkurence. Jenže na reálných trzích nejsou na rozdíl od teorie dokonalé konkurence nikdy dokonalé informace, poptávka po statcích není nikdy dokonale elastická (tj. vodorovná) – ve skutečnosti je vždy pozitivně skloněná a každý ekonomický subjekt dokáže alespoň minimálně ovlivnit cenu produktu, který prodává. A všechny firmy se snaží maximalizovat své příjmy, a to ať už snížením nabídky, minimalizací nákladů nebo zvýšením nabídky a využitím vysoké elasticity poptávky po svém produktu. Jakékoliv stanovení ceny jako konkurenční nebo monopolní je vždy arbitrární, protože neexistuje jediné nezávislé kritérium, podle kterého by jakákoliv cena takto mohla být označena. Při dobrovolné směně jsou všechny ceny pouze a jenom tržní.

Pro Rothbarda existuje pouze jedno smysluplné vymezení pojmu monopol. A tím je udělení státního privilegia, které právně vyhradí určitou oblast produkce jedinci nebo skupině jedinců. Z tohoto pohledu je mnoho trhů v ČR monopolizováno - např. telekomunikace, plynárenství, televizní vysílání, poštovní služby a elektroenergetika. Taková definice pojmu monopol je nejenom jednoznačná, ale i smysluplná a historicky relevantní, neboť odráží původní význam pojmu monopol v anglickém common law. Podle této definice je pak jednoduché rozlišit monopolní a tržní ceny, protože monopolní ceny jsou takové, které vznikají jako důsledek státního omezení svobody volby, produkce a obchodu.

3.1.3. Vzájemný vztah teplárenství, elektroenergetiky a plynárenství

Jestliže jsme u elektroenergetiky a plynárenství hovořili o asymetrické substituci⁴⁸, pak u vztahu teplárenství, elektroenergetiky a plynárenství lze hovořit o úplné kohezi. Teplárenství je jak v substitučním (tj. konkurenčním) vztahu k elektroenergetice a plynárenství, tak je zároveň významným odběratelem plynu a producentem elektrické energie.

⁴⁶ M. Zajíček: Konkurence v českém plynárenství – Dodatek A, LI, 1999.

⁴⁷ Podrobný popis jeho teorie monopolu lze nalézt v D. Armentano: Proč zrušit antimonopolní zákonodárství, LI, 2000, str. 63 – 65, nebo v M. Rothbard: Ekonomie státních zásahů, LI, 2001, nebo M. Rothbard: Man, Economy and the State, str. 590 a následující.

⁴⁸ Viz M. Zajíček: Konkurence v českém plynárenství – kapitola 1, LI, 1999.

3. Zaostřeno na teplárenství

Tabulka 1 Instalovaný výkon v elektrárně u IPPs - členové ÚED (k 1. 7. 2000)

Instalovaný výkon [MW]	
Tepelné elektrárny	
Aliachem a.s.	75,60
ECK GENERATING, s.r.o.	371,60
ECS spol. s r.o.	52,50
Elektrárny Opatovice a.s.	360,00
Energetika Třinec, a.s.	86,00
Energotrans a.s.	352,00
Chemopetrol, a.s.	310,60
Kaučuk, a.s.	60,00
Moravskoslezské teplárny a.s.	262,10
Nová Huť, a.s.	235,00
Plzeňská energetika s.r.o.	84,00
Plzeňská teplárenská, a.s.	105,00
PPC Trmice, a.s.	70,00
Pražská teplárenská a.s.	135,80
První severozápadní teplárenská a.s. (dnes United Energy a.s.)	236,00
Sokolovská uhelná, a.s.	590,00
Teplárna České Budějovice, a.s.	66,20
Teplárna Ústí nad Labem, a.s.	88,00
Teplárny Brno, a.s.	192,20
Vitkovice, a.s.	79,00
CELKEM	3811,60
Vodní elektrárny	
REAS - JČE, a.s.	1,60
REAS - JME, a.s.	28,10
REAS - SČE, a.s.	19,50
REAS - STE, a.s.	2,10
REAS - VČE, a.s.	16,90
REAS - ZČE a.s.	10,50
CELKEM	78,70
CELKEM	3890,30

Tabulka 2 Instalovaný výkon v elektřině u IPPs – nečlenové ÚED nad 10MW instalovaného výkonu (k 1. 7. 2000)

Instalovaný výkon [MW]	
Tepelné elektrárny	
Actherm, s.r.o., odštěpný závod Chomutov	18,00
AssiDoman Sepap a.s.	94,00
BIOCEL, a.s.	41,60
CINERGETIKA Ústí n. Labem, a.s.	13,60
Cukrovar a raf. cukru Dobruška TTD a.s.	10,50
Cukrovar Hrušovany nad Jevišovkou, a.s.	12,00
Cukrspot Praha Modřany a.s.	16,00
DEZA, a.s.	16,00
Elektrárna Kolín a.s.	17,00
Energetika TATRA, a.s.	24,00
ENERGZET, a.s.	18,00
ESMO Mohelnice, spol.s r.o.	14,60
JIP - Papírny Větrní, a.s.	24,00
Lovochemie, a.s.	25,00
Královodvorské železářny Energo, s.r.o.	10,00
Krkonošské papírny, a.s.	13,00
Moravské teplárny, a.s.	49,30
Příbramská teplárenská a.s.	40,00
SPOLANA a.s.	76,70
ŠKO-ENERGO, s.r.o.	88,00
Teplárna Liberec, a.s.	12,00
Teplárna Otrokovice a.s.	50,00
Teplárna Kyjov a.s.	23,00
Teplárna Strakonice a.s.	30,00
Teplárny Karviná, a.s.	79,00
TERMO Děčín, a.s.	10,30
ŽDAS, a.s.	12,00
ostatní	280,00
CELKEM	1117,6
Vodní elektrárny	
Elektrárna Kolín a.s.	1,10
ENERGO-PRO a.s.	25,80
HYDROČEZ, a.s.	14,70
Povodí Ohře, a.s.	16,80
SPOLANA a.s.	2,20
ostatní	70,00
CELKEM	130,60
CELKEM	1248,20

Teplárny tak u nás hrají úlohu významných nezávislých producentů elektrické energie (tj. takových, kteří nemají své vlastní přenosové a distribuční sítě). Někdy není úplně jasné, co je vlastně teplárna a co je už elektrárna – jako typický příklad takového definičního problému mohou sloužit ECKG nebo Elektrárny Opatovice. Stejně tak je možné elektřinou i topit – a zde se nejedná pouze o poněkud zprofanované přímotopy (mimořádně ty byly znemožněny kvůli nekonceptnosti minulých vládních politiky), ale především o akumulační a hybridní vytápění.

Zároveň jsou teplárny často významným odběratelem zemního plynu (a také některých ropných produktů, jako je TTO). V tomto kontextu jsou komplementem plynárenství. Nicméně v případě odpojování je často alternativou pro spotřebitele lokální vytápění právě zemním plynem. Čili vůči zemnímu plynu je zde vztah také substituční (neboli konkurenční). Obdobný je vztah teplárství i k dalším částem energetického trhu – např. uhlí a uhelným společnostem. Teplárny jsou jedni z nejvýznamnějších odběratelů a zároveň si s lokálním vytápěním na uhlí přímo konkurují. Obecně platí, že jak u CZT, tak u DZT existuje množství technologických postupů, několik paliv

a mnoho řešení konkrétních problémů, které jsou opět závislé na místě a době jejich řešení. A opět lze pouze opakovat, že žádné centrální nebo optimální řešení neexistuje. A v hledání místních optim je trh (tj. rozhodování lidí o svých penězích a nikoliv státních úředníků o cizích penězích) nezastupitelný.

3.1.4. Relativní atomizace odvětví

Další specifikum souvisí s technologickým a institucionálním uspořádáním. Jestliže plynárenství je téměř dokonalý státní monopol a elektroenergetika oligopol s tržním lemem (kde tržní lem vytvářejí právě z největší části teplárny), pak v oblasti klasického teplárenství je tržní struktura roztržštěná. Existují společnosti, které jsou na teplárenské poměry gigantické (jako třeba Pražská teplárenská), ale i malá s. r. o. Některé společnosti se zabývají pouze výrobou tepla, některé pouze jeho distribucí (viz výše). Některé provozují centrální zdroje, některé blokové kotelny. Některé využívají masivně zemní plyn, jiné zůstaly věrné uhlí – ať už černému, nebo hnědému. Vše dohromady tvoří teplárenství s množstvím protichůdných zájmů, což se projevuje především navenek při jednání vůči MPO a jiným státním orgánům, kdy tato různorodá koaliční směs není zpravidla schopná najít společnou řeč.

Mnoho atomizovaných subjektů má společného vlastníka, a tak se vytvořilo několik relativně silných uskupení, která jsou spojena zpravidla pouze majetkově – obtížně se hledají synergetické efekty (i když nelze říci, že jejich potenciál je úplně nulový).

Dalším charakteristickým rysem takové atomizace je, že jednotlivé subjekty jsou vymezeny do značné míry teritoriálně a navzájem si v naprosté většině případů přímo nekonkurují – byť existuje několik míst, kde teplárenské společnosti stojí přímo proti sobě – např. Plzeň (Plzeňská teplárenská a Plzeňská energetika) nebo Praha (Pražská teplárenská a Komterm). Mnohem více si teplárenské společnosti konkurují s plynárnami a v minulosti i s elektrárnami (skrže lokální vytápění) – viz výše.

3.1.5. Neexistence žádné Evropské směrnice

Dalším důležitým specifikem je neexistence jednotné směrnice EU upravující oblast teplárenství. O energetice bylo vydáno velké množství směrnic⁴⁹, ale žádná se netýká zevrubně teplárenství tak, jak je známe v ČR. Hlavním důvodem bude především to, že ve většině zemí EU teplárenství v „naší“ podobě nenajdeme. Obdobnou strukturu má SRN (což má svůj odraz v jeho legislativě – viz Teplárenský zákon alias KWK, který podrobně rozebereme v kapitole 4), Dánsko a částečně Rakousko, Finsko a Francie. Severské země topí ve velké míře elektřinou. Jižní země naopak zpravidla netopí vůbec. To, že neexistuje směrnice EU pro tuto oblast, je jak výhodou, tak nevýhodou. Výhodou proto, že nemusíme sledovat zahraniční (a mnohdy i ne úplně správné) postupy, jako je např. systém TPA. Nevýhodou je to proto, že můžeme sledovat specifické české postupy, které se často vyznačují přebujelou administrativou a přílišnou formalizací a regulací. Budeme však neexistenci takové směrnice považovat spíše za výhodu a příležitost.

3.1.6. Jiný způsob regulace než u plynu a elektřiny

Způsob regulace cen plynu a hlavně jeho důsledky ještě podrobně rozebereme na jiném místě, ale již nyní je zapotřebí zdůraznit, že ačkoliv se ve své podstatě jednalo opět o variaci na téma „Rate-of-Return regulation“, pak díky několika odlišnostem jsou její důsledky naprosto jiné než v plynárenství a elektroenergetice. Ceny elektrické energie nejsou pro nezávislé producenty regulovány vůbec a to má spolu s regulací cen mezi ČEZ a REASy velmi zajímavé důsledky, které jsou námětem další kapitoly.

3.1.7. Zapojení zahraničních investorů

Další odlišností od elektroenergetiky a plynárenství je mnohem větší zapojení zahraničních partnerů, protože většina IPPs byla privatizována buď kupónovou metodou nebo převodem na akcie měst a obcí nebo jejich kombinováním. Přičemž akcie měst a obcí neměly v tomto případě žádný zvláštní status na rozdíl od akcií REASů a REGASů, kde právě jejich zvláštní status vytvořil určité problémy. Opět není možné příliš generalizovat, ale obecně platí, že většina IPPs a tepláren je dnes přímo nebo nepřímo v rukou zahraničních vlastníků, což často znamená užší zapojení těchto subjektů do mezinárodní spolupráce, byť se jedná o dost lokální odvětví.

3.2. Důsledky specifík

Z představení specifík teplárenství jednoznačně vyplývá, že jeho regulace postrádá smysl a měla by být zrušena a to pokud možno okamžitě. Paradoxně však teplárenství vadí mnohem více než přímá regulace zásahy a regulace

⁴⁹ Dobrý přehled a charakteristika směrnic (kromě elektroenergetické) je obsažena v M. Zajčec: Konkurence v českém plynárenství – kapitola 5, LI, 1999. U směrnice o vnitřním trhu s elektrickou energií lze odkázat na L. Dušek: Konkurence – cesta k efektivní výrobě a spotřebě elektrické energie, LI, 1998.

komplementárních a substitučních odvětví – tj. elektroenergetiky a plynárenství. Bez reformy elektroenergetiky a plynárenství tak bude mít teplárenství i nadále problémy. V minulé studii jsme prokazovali, že plnohodnotnou reformu plynárenství lze provést relativně samostatně, bez přílišné závislosti na reformě elektroenergetiky. Nikoliv opačně. Stejně tak platí, že reformu elektroenergetiky (za předpokladu reformovaného plynárenství) lze provést relativně nezávisle na teplárenství. A opět neplatí symetrie – teplárenství nemůže být plnohodnotně liberalizováno bez reformy elektroenergetiky a tím pádem i plynárenství.

V české praxi jsme však (jak ještě ukážeme) postupovali přesně opačně – většina podstatných regulací padla v teplárenství, méně v elektroenergetice a plynárenství zůstalo státním monopolem. Stejně tak je naplánován postup reregulace. Obrácená logika však měla své důsledky – o nich podrobně později. V rámci návrhu reformy tak budeme prosazovat logičtější postup, než jaký byl dosud prováděn.

Dílním důsledkem specifík teplárenství s ohledem na argumenty prezentované v minulé kapitole je to, že zásadně odmítáme zavedení TPA v teplárenství. Stejně tak odmítáme jakékoliv pravomoci energetického regulačního úřadu v této oblasti.

O tom, co se vlastně v naší energetice stalo v průběhu posledního více než desetiletí, je následující kapitola.

3.3. SWOT analýza českého teplárenství

Ještě před tím provedeme stručnou analýzu silných a slabých stránek (strengths and weaknesses) a příležitostí a hrozeb (threats and opportunities) českého teplárenství s odkazy, kde se k jednotlivým bodům vyjadřujeme v této studii.

3.3.1. Silné stránky (Strengths)

Tradice a know-how po technické stránce (i v kogeneraci – možná větší než v Evropě!, byť ne v plynové) – viz kapitola 3.1.7;

- Vybudované soustavy CZT ve většině měst a provedené investice (již provedené investice jsou utopenými náklady neboli „sunk costs“ a to je výhodné pro eventuální cenovou válku, tj. pro přežití) – viz kapitola 4;
- Dostupnost relativně levného tuzemského uhlí, což může být výhodou pro ty teplárny, které používají uhlí jako primárního zdroje oproti zemnímu plynu do té doby, než se rozvolní vazba cen zemního plynu a ropy – viz kapitoly 2 a 4;
- Ekologické a tím i ekonomické výhody teplárenství. Kogenerace a systémy CZT mohou být zajímavým prostředkem pro omezení spotřeby primárních zdrojů energie, tj. pro snížení nákladů a tím i pro snižování emisí škodlivin – zvl. v souvislosti s využitím ušlechtilých paliv (jako je zemní plyn nebo černé uhlí) a/nebo moderních technologií (fluidní spalování hnědého uhlí) souvisí především s ekologickou regulací a normami EU – především Směrnice č. 96/61/EC o omezení znečištění – viz kapitoly 2 a 4.

3.3.2. Slabé stránky (Weaknesses)

- Přetrvávající deformované ceny elektrické energie a zemního plynu, kdy zvl. křížové dotace jdou nejen proti zájmům tepláren, ale i proti ekonomické logice, když uměle vytvářejí zdánlivou ekonomickou výhodnost některých zdrojů energie a některých projektů a vychylují tak investice v neprospěch nejefektivnějšího využití dostupných nejen primárních zdrojů energie, ale i disponibilního množství kapitálu – viz kapitoly 2 a 4 (Velké omyly, vývoj české energetiky);
- Vychýlené investice v substitučních (konkurenčních) sektorech, které byly provedeny díky deformovaným cenám – především DZT a plynárenství (ale týká se to i elektrických přímotopů). Již provedené investice jsou sice utopené, ale omezují potenciál teplárenství a působí i další ekonomické a ekologické škody. Ba hůře, některé chyby se neustále opakují – viz kapitola 4;
- Pomalé, nejasné a netransparentní otevírání trhu s elektrinou a zemním plynem, které nepřispívá ke srovnání podmínek na substitučních-konkurenčních trzích – viz kapitoly 4 a 5;
- Příliš tuhá a nesmyslná regulace (ceny v teplárenství jsou stále věčně usměrňované, vstup do odvětví je stále obtížný, ceny a vstup do substitučních odvětví jsou stále deformovány) – viz celá studie;

- Některé vedlejší zájmy majitelů některých tepláren, které mohou být v rozporu s jejich lokálními zájmy (především v souvislosti s privatizací ČEZ) – viz kapitola 4.

3.3.3. Příležitosti (Opportunities)

- Možnost pokrytí přírůstku poptávky po elektřině řádově až ve velikosti 2000 MW instalovaného výkonu a nahrazení mnoha konkurenčních elektráren, tj. monovýrob elektrické energie, a to nejen ve formě centrální výroby, ale i v decentralizované podobě – viz kapitola 5 a dodatek A;
- Teplárny mohou poskytovat celou řadu dalších produktů na elektroenergetickém trhu (podpůrné služby všeho druhu, např. nabídku regulačního výkonu při užití horkovodních soustav s akumulací tepla) – viz kapitoly 4 a 5 a dodatky A a E;
- Další rozvoj výroby tepla: pro technologické procesy, vytápění (konkurenční boj s DZT), teplo pro přípravu TUV (boj s lokální přípravou TUV), výroba chladu (tj. absorpcí) pro technologické účely nebo pro klimatizaci, větrání apod. ve formě trigenerace (a tím vyrovnávání odběrového diagramu tepla neboli prodlužováním doby využití maxima tepla (v hod/rok)) – viz celá studie;
- Zvýšení konkurenceschopnosti po odstranění „křížových dotací“ u ZP a elektřiny, tj. především po deregulaci či alespoň částečné deregulaci – viz kapitola 4 a 5;
- Zvýšení konkurenceschopnosti po skončení cenové války na evropském trhu (ale zde potenciál nemusí být tak velký, jak se zdá, především kvůli fenoménu známému jako x-neeefektivnost);
- Zvýšení konkurenceschopnosti po dožití staré generace uhelných elektráren a jiných sunk popř. stranded investments, ale opět je tato příležitost dvojznačná: výhodou bude pouze pro ty, kteří sami nemají stranded costs – viz kapitola 4.

3.3.4. Hrozby (Threats)

- Oddalování liberalizace elektroenergetického a plynárenského trhu, tj. i komplexní cenové deregulace – viz kapitola 4;
- Způsob privatizace ČEZu a Transgasu, kdy zvl. ze strany ČEZu hrozí využití způsobu privatizace k vypovězení či především zhoršení kontraktů IPPs a REASů, mohlo by to u některých IPP znamenat velké těžkosti a u jiných rezignaci alespoň prozatím na elektroenergetiku a soustředění se téměř výlučně na produkci tepla – viz kapitoly 4 a 5;
- Znemožnění nabízet některé služby na elektroenergetickém trhu (např. podpůrné služby) „nepřátelským“ a netransparentním způsobem jejich zajišťování – viz kapitoly 4 a 5;
- Dlouhotrvající cenová válka na evropském elektroenergetickém trhu;
- Možná cenová válka na českém elektroenergetickém trhu po jeho definitivní liberalizaci, ale ta se může za určitých okolností stát příležitostí;
- Ovlivňování odborného (ekonomického i technického) vedení tepláren s majoritní účastí měst politickými skupinami (politizace odvětví);
- Snahy o regulaci tepláren z pozic nově vzniklých krajských samospráv;
- Ostrá konkurence ze strany substitučních odvětví: a) výroba elektřiny v základním zatížení čelí konkurenci levné elektřiny z jaderných a uhelných elektráren, b) výroba špičkové elektřiny čelí konkurenci akumulárních vodních elektráren a špičkových elektráren s plynovými turbínami a dovozu, c) poskytování záložního výkonu čelí konkurenci záložních dieselařegátů a špičkových elektráren s plynovými turbínami a dovozu, d) výroba tepla čelí konkurenci DZT, u TUV obdobně, e) výroba chladu čelí konkurenci kompresorových chladících agregátů apod. Ale stejně jako u některých dalších hrozeb se tato může interpretovat i jako příležitost.

4. ENERGETIKA V ČESKÉ REPUBLICE 1990 - 2001

4.1. Vytvoření tržní struktury

4.1.1. Elektroenergetika

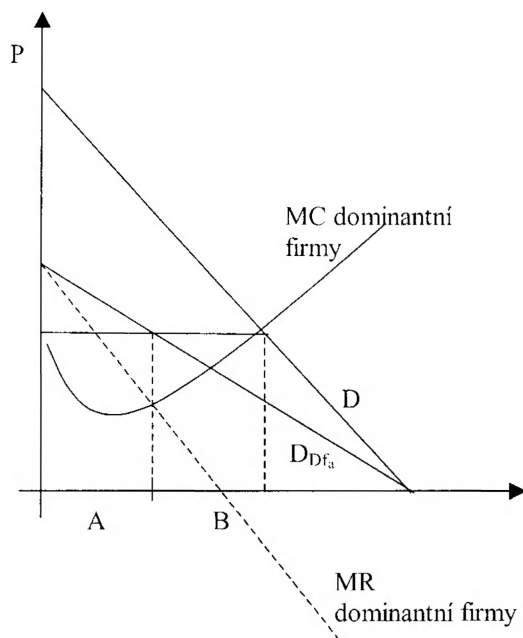
K pochopení současného stavu českého teplárenství a elektroenergetiky je třeba se podívat do nedávné historie – do počátku 90. let, kdy se tvořila jejich současná struktura a způsob regulace.

4.1.1.1. Rozdělení Českých energetických závodů s. p.

Především došlo k rozdělení Českých energetických závodů s. p. na několik nástupnických subjektů. Právě způsob rozdělení do značné míry ovlivnil následující vývoj. Je empirickým faktem, že v zemích, kde je nebo byla struktura energetiky atomizovanější, jsou tlaky na její liberalizaci mnohem větší a samotná liberalizace mnohem rychlejší (nejlepším příkladem je Norsko⁵⁰, ale i Polsko). Zajímavou, ale pouze akademickou úvahou by byl pokus namodelovat (alespoň verbálně), jak by se asi česká energetika vyvíjela, kdyby hned na počátku „privatizace“ došlo k rozdělení současného ČEZ na několik kusů. Hlavním dědicem Českých energetických závodů s. p. se ale stal ČEZ a. s., který zdědil největší část elektrárenského parku. Dalšími, ale mnohem menšími dědici se staly REASy a regionální teplárny či elektrárny (z nichž se dnes převážně rekrutují nezávislí výrobci elektrické energie neboli IPPs).

Byla zde tedy rozhodnutím „shora“ vytvořena tržní struktura, která se v čisté ekonomické teorii nazývá „oligopol s dominantní firmou“ nebo „oligopol s cenovým vůdcovstvím“ nebo ještě jinak „oligopol s tržním lemem“ (tzn. ČEZ vs. IPPs). V tomto modelu platí, že cenu na trhu určuje dominantní firma (která je nákladově efektivnější) a ostatní menší konkurenti se jí přizpůsobí, protože nemají jinou možnost. V praxi České republiky se tato situace od modelu lišila především tím, že cena, která byla určující pro trh s elektřinou, nebyla tvořena ČEZ přímo, ale pouze nepřímo a celý trh byl významně regulován. Předací ceny mezi ČEZem a REASy jsou tou cenou, která hraje roli určujícího faktoru na tomto trhu. Navíc kvůli regulaci cen nebyly náklady dominantní firmy minimalizovány, spíše naopak – viz dále.

Obrázek 4 Oligopol s dominantní firmou a tržním lemem



⁵⁰ V Norsku díky velkému počtu výrobců elektřiny existovala burza pro velkoobchod s elektrickou energií již od roku 1971, a proto brzké a úplné otevření trhu právě v Norsku není překvapivé. Došlo k němu k 1. 1. 1991. Ovšem struktura norského energetického trhu si zaslouží krátkou zmínku.

V Norsku je celkem 129 elektrárenských společností, z nichž největší jsou Statskraft SF se zhruba třetinovým podílem na trhu a Norsk Hydro AS s asi 10% podílem. Deset největších společností zahrnuje asi 70 % norského trhu. Nicméně díky fúzí a akvizicím se postupem času vytvořily zhruba čtyři velké skupiny výrobců, které si navzájem konkurují. Co se týče technologické struktury výroby elektřiny, pak 99,6 % elektřiny je vyráběno ve vodních elektrárnách. Vedle výrobních společností existuje státní přenosová společnost Stattnet vzniknuvší v roce 1991 oddělením od Statskraftu a desítky distribučních společností, i když i v této části trhu probíhá konsolidace.

Součástí struktury energetického trhu je i společnost Stattnet Market AS, od roku 1996 je součástí NordPool AS, která organizuje trhy s elektřinou – spotový (Elspot), termínový (Eltermin), Regulační (Regelungskraft) a opční burzu.

V souvislosti s privatizačním programem, podle kterého se postupovalo a který rozdělil České energetické závody s. p. tak, jak bylo výše uvedeno, je zajímavé připomenout dnes již poněkud pozapomenutou skutečnost. Existoval protínávrh provedení programu, který požadoval rozdělení ČEZ na 5 kusů. Tento návrh z roku 1992 byl ale smeten ze stolu. Zajímavé ale je, že v roce 1998 přišel Liberální institut s podobným návrhem na rozdělení ČEZ a. s. na několik kusů a jejich postupný odprodej strategickým investorům⁵¹ nezávisle na tomto konkurenčním návrhu. A ve stejné logice bylo navrhováno řešení problému JETE ze stejné dílny – tj. LI⁵², kdy klíčem k jejímu ohodnocení JETE byla navrhována její privatizace. Samozřejmě i tyto návrhy tvrdě narazily.

4.1.1.2. Faktický velkoobchodní trh

A jaký to byl (a je dodnes) vlastně trh? Jedná se o velkoobchodní trh s elektřinou, ačkoliv se tak v hantýrce odvětví obvykle neoznačuje a ani se o něm jako o trhu příliš neuvažuje. Mezi ČEZ a nezávislymi výrobci (v hantýrce ekonomické teorie mezi dominantní firmou a tržním lemem) probíhal a probíhá velmi tvrdý konkurenční boj, k jehož charakteristice se ještě dostaneme. Tento boj má své tržní i netržní formy. Netržní formy vyplývají z necenových částí cenového rozhodnutí, které reguluje předací ceny mezi ČEZ a REASy.

Jakýkoliv nezávislý výrobce elektřiny ji prodává za tolik, kolik si dohodne se svými zákazníky (tedy z největší části opět REASy). Pro IPPs samozřejmě na tomto velkoobchodním trhu existuje cenový strop předací ceny, ale jinak se jedná o poměrně zajímavý a vyvinutý trh.

4.1.2. Teplárenství

Jak již bylo zmíněno, některé teplárny (většina) byly vytvořeny vyčleněním z Českých energetických závodů a poté byly privatizovány nebo převedeny na municipální vlastníky, kteří je někdy plně privatizovali a někdy si v nich ponechali vliv či se podílu v nich zbavili úplně.

Mezi ty teplárny, které byly vyčleněny z Českých energetických závodů a dnes jsou plně privátní, patří provozy vlastněné např. Elektrárnami Opatovice, Teplárnami Brno, skupinou MVV EPS nebo skupinou United Energy. Mezi teplárenské společnosti, ve kterých si města ponechala vliv, ale majoritu drží soukromý investor, patří např. Pražská teplárenská, Jablonecká teplárenská a realitní apod. A mezi společnostmi, kde si města ponechala dodnes hlavní slovo, patří především Teplárna České Budějovice, Teplárna Strakonice, Písecká teplárenská nebo Plzeňská teplárenská.

Dalším způsobem, jak mohly vzniknout teplárenské společnosti, bylo vyčlenění sekundárních teplárenských sítí z bývalých podniků bytového hospodářství.

Velmi zajímavý způsob vytvoření teplárenské společnosti je její oddělení od mateřského podniku – někdy se toto vyčlenění nazývá světácky „outsourcing“. Jedná se především o společnosti typu Plzeňská energetika (vyčleněna ze Škody Plzeň), Trinecká energetika atd. Jedna ze zajímavých výjimek tvoří Sokolovská uhelná a její energetická divize, kde k oddělení nedošlo a symbióza těžební společnosti a plynové elektrárny se ukazuje jako velmi zdařilá.

Poslední a ne příliš častý způsob vzniku teplárenské společnosti bylo založení nové společnosti – tak vznikl třeba pražský Komterm nebo kladenské ECKG.

Jak už bylo naznačeno výše, tak některé (zpravidla ty největší) teplárny a teplárenské společnosti se postupem času staly významnými dodavateli elektrické energie, a vytvořily okolo ČEZ velký tržní lem. Některé teplárny dodávaly elektřinu již dříve, ale v mnoha případech proběhly v teplárnách velké modernizační investice, které s sebou kromě ekologických investic přinesly i vytváření dodatečných kapacit na produkci elektrické energie – to je případ ECKG, Plzeňské teplárenské, PPC Trmice, Sokolovské uhelné, Tepláren Brno a mnoha dalších.

Co bylo ale klíčové, kromě Sokolovské uhelné jsou všichni IPPs napojeni na síť REASů a nikoliv do přenosové soustavy (původně Divize přenosové soustavy ČEZ, dnes ČEPS, 100% dceřiná společnost ČEZ). Proto nejsou IPPs závislí na libovůli ČEZ, zda-li je pustí do svých sítí, ale jedná se o skutečný boj, kdy ČEZ a IPPs soutěží o své zákazníky, tj. REASy.

Druhou klíčovou skutečností je, že mezi regulované ceny patří na tomto trhu pouze předací ceny mezi ČEZ a REASy a nikoliv nasmlouvané ceny IPPs a REASů. Předací ceny byly a jsou regulovány odnoží metody „Rate-of-Return Regulation“, která byla podrobně charakterizována výše. Právě tyto skutečnosti sehrály zajímavou roli ve vývoji elektroenergetického trhu v ČR. Ale k tomu se dostaneme až za chvíli.

⁵¹ L. Dušek: Konkurence – Cesta k efektivnější výrobě a spotřebě elektrické energie, LI, 1998.

⁵² L. Dušek: Konkurence – Cesta k efektivnější výrobě a spotřebě elektrické energie, LI, 1998; M. Zajíček: Zaostřeno na... Jaderná energetika v ČR, únor 1999.

Nicméně je nutné zdůraznit, že většina teplárenských společností (počtem nikoliv velikostí) na elektroenergetický trh nevstoupila a nebo pouze velmi marginálně. Těch se pak problémy IPPs týkají velmi okrajově, pokud vůbec.

4.1.3. Plynárenství

Jakým způsobem byla vytvořena struktura českého plynárenství a jak přesně vypadá, bylo již velmi podrobně popsáno v minulé studii, stejně tak jako byly popsány důsledky takové tržní struktury⁵³. V krátkosti se dá shrnout, že na rozdíl od elektroenergetiky a teplárenství, kde byly zavedeny alespoň elementy konkurence, se podařilo udržet v plynárenském sektoru dokonalý státní monopol, a to nejenom kvůli statusu Transgasu jako státního podniku (to je spíše jen symbol vyjadřující realitu), ale především celkovým institucionálním uspořádáním odvětví, kdy jediným oprávněným dovozcem zemního plynu je právě Transgas. Místo opakování faktů z minulé studie se zaměříme na to, co se ve světovém plynárenství změnilo od té doby (tj. od roku 1999).

4.1.3.1. Novinky v plynárenství od poslední studie (tj. od října 1999)

Soustředíme se především na změny relevantní pro Evropu a Českou republiku, nicméně neopomineme ani vývoj ve vzdálenějších regionech, pokud mají pro nás nějaký význam.

4.1.3.1.1. Růst spotřeby a těžby plynu

Obecně lze říci, že v zemích se stabilní ekonomikou se meziroční prodeje plynu zvyšují zcela v intencích minulého vývoje. Největší nárůst v Evropě zaznamenaly Finsko (15 %), Belgie (10 %) a Francie (7 %). Z exotičtějších zemí Jižní Korea (15 %) a Tunisko (11 %). V zemích s nestabilní ekonomikou (především země bývalého Sovětského svazu, tj. Ukrajina, Pobaltí, a Jugoslávie) spotřeba plynu klesala - jen pro zajímavost v Lotyšsku až o 11 %.

Pro nás jsou zajímavé především stabilní ekonomiky, kde byl neustálý nárůst spotřeby plynu tažen především výrobou elektřiny z plynu a kogenerací. Plyn se čím dál tím více prosazuje jako primární surovina pro výrobu elektřiny v základním zatížení (tj. nikoliv pouze jako regulační nebo špičkový zdroj). Země, kde se výrazně rozšiřuje toto užití plynu, jsou logicky mezi těmi, kde jeho spotřeba nejvíce stoupá - Francie, Belgie, Maďarsko, Rakousko, Španělsko a z mimoevropských USA (tam jde především o rozvoj kogeneračních jednotek o výkonu 1 - 25 MW), Kanada a již zmíněné Tunisko. Kromě výroby elektřiny se plyn v rozšířené míře začíná používat pro pohon vozidel (toto užití je ale spíše než něčím jiným podpořeno vysokými daněmi na uhlovodíková paliva (proto se rozvíjí především v Evropě, zejména Francii, Španělsku, Německu, a Jižní Americe, např. Argentíně, a nikoliv v USA, kde jsou tyto daně nižší) a na chlazení a klimatizaci budov.

Spolu s růstem spotřeby rostla samozřejmě i jeho těžba. Nejvíce v mimoevropských zemích, které již prošly deregulačními procesy - zejména Argentina (o 10 %) a Kanada (o 9 %).

I v Rusku vzrostla těžba plynu, ačkoliv ne takovým tempem jako ve výše zmíněných zemích (o 3,7 %). V posledním období ruská strana (tj. Gazprom či jeho dcerky) kromě dlouhodobého kontraktu s Transgasem (z října 1998) uzavřela obdobně dlouhodobé dodávkové smlouvy take-or-pay i s Itálií, Řeckem a Tureckem.

Další zemí, která začala těžit svůj vlastní plyn, se stalo Chorvatsko - a to v Jaderském moři.

Kromě ve studii již zmíněné NOFRAY (1998) byl zprovozněn i plynovod ze Severního moře směřující na Jutský poloostrov (tj. do Dánska).

Studie proveditelnosti (částečně financované ze zdrojů EU) projektu „The Nordic Gas Grid“ (zmíněné v kapitole 1) ukázaly ekonomickou schůdnost projektu, takže uvidíme, zda-li se najde investor pro jeho výstavbu (hlavní myšlenkou je propojení jižního Finska a Švédska podmořským plynovodem).

Mnohem zajímavější a důležitější zprávou je oficiální oznámení Gazpromu z října roku 2000, že podepsal předběžnou dohodu se čtyřmi západoevropskými plynárenskými společnostmi (Wintershall, Ruhrgas, Gaz de France, Snam) o dostavbě té části plynovodu Jamal, která vede přes Polsko. Tj. té inkriminované části, která by mohla značně ohrozit pozici Transgasu jako dominantního přepravce ruského plynu do západní Evropy⁵⁴. Zatím se ale neví, jak se k celému projektu postaví Polsko, přes jehož území má plynovod vést⁵⁵.

⁵³ Viz M. Zajíček: Konkurence v českém plynárenství - kapitola 4, LI, 1999.

⁵⁴ V nejpesimističtější scénáři by se totiž tranzitní síť Transgasu mohla stát pouze vedlejší kolejí vedle dominantních Jamalů (pro západní Evropu) a SPP (pro jižní a jihovýchodní Evropu). Ale tak zlé to nebude.

⁵⁵ Opět zde hrají roli politická hlediska, neboť se jedná o vztah mezi Polskem a Ukrajinou. Ale jako vždy to bude spíše jen otázka ceny, kterou bude chtít Gazprom a jeho partneři zaplatit.

U našich východních bratří na Slovensku⁵⁶ došlo k dokončení 5. linie tranzitního plynovodu (délka 235 km) a k vytvoření tranzitního rekordu v roční přepravě plynu (84 mld. m³).

Stejně jako na Slovensku se neustále posilují přepravní kapacity na Ukrajině, v Nizozemí a ve Francii (především projekt „North East Marches“ směřující plynovod do Švýcarska).

Kromě tohoto vývoje v obchodu se zemním plynem „skrze trubky“ se i v Evropě rozvíjí obchod s LNG, a to především v Itálii (plyn z Abu Dabí) a Španělsku (plyn z Trinidadu a Tobaga) - tj. u zemí, které mají k dispozici terminály pro příjem LNG.

Vidíme tedy, že plynárenství prožívá velmi bouřlivý vývoj ve všech geografických oblastech a ve všech svých odnožích a částech. Je pozitivní konstatovat, že k probíhajícím změnám se přidala, byť váhavě a možná opožděně, i Česká republika.

4.1.3.1.2. Ceny ropy, jejich vývoj a jeho důsledky

Jak ještě několikrát zdůrazníme, tak podstatnou změnou, která doslova otrásla nejen plynárenským nebo v širších souvislostech i energetickým světem, ale i světovou ekonomikou jako celkem, byl naprostý zvrat situace na trhu s ropou. Ještě v říjnu 1998 vše vypadalo velmi optimisticky. Ceny ropy byly při zohlednění cenovými indexy na nejnižší úrovni za poslední půlstoletí a měly neustále tendenci klesat. Nejnižších cen bylo dosaženo na přelomu let 1998 a 1999 (viz obrázky 2 a 3 - v kapitole 2). Důvody tohoto vývoje lze hledat především v tzv. reálné ekonomice. Nejdůležitějším faktorem bude zřejmě neočekávaný pokles poptávky po ropě v souvislosti s krizemi v tzv. „emerging markets“ – nejedná se pouze o notoricky známou krizi v Asii, ale o zpomalení ekonomického růstu i v Latinské Americe a střední a východní Evropě. Na tento razantní pokles poptávky po ropě dokázali ropní producenti zareagovat poměrně pozdě a nahromaděné zásoby pomohly cenám ropy (a tím potažmo i plynu – viz podrobně dále) dosáhnout historických minim.

Na počátku roku 1999 však došlo k naprostému obratu situace a ceny ropy začaly růst. Od konce roku 2000 ceny ropy s mírnými fluktuacemi v podstatě stagnují. Za necelé dva roky vzrostla tak cena „černého zlata“ trojnásobně (ze zhruba 10 USD za barel ropy BRENT⁵⁷ na zhruba 30 USD za barel). Proč a jak k tomu došlo, není předmětem této studie a navíc to ani není podstatné, neboť již F.A. Hayek dokázal ve své slavné eseji „The Use of Knowledge in Society“⁵⁸, že jedinou relevantní a zároveň plně dostačující informací je pro tržní subjekty cenová změna. Nejenže není důležité znát pro adekvátní reakci důvod cenové změny, ale většinou jej ani nelze zjistit. Také my zde pouze konstatujeme výraznou cenovou změnu na ropném trhu bez toho, abychom rozebírali, proč k ní došlo, a přejdeme místo toho přímo k popisu jejich důsledků pro světové a české plynárenství⁵⁹.

Předtím však je nezbytné splnit jeden dluh minulé studie o českém plynárenství – vysvětlení toho, jak se tvoří cena zemního plynu.

4.1.3.1.3. Tvorba cen zemního plynu

V současnosti jsou určujícím faktorem na plynárenském trhu dlouhodobé kontrakty na nákup plynu (téměř výlučně typu take-or-pay)⁶⁰, tj. takové, které má např. Transgas uzavřen s ruskou nebo norskou stranou. Jak již bylo podrobně vysvětleno v minulé studii, cenová problematika je v kontraktech tohoto typu řešena následujícím

⁵⁶ Pokud jde o Slovensko, pak v rámci velmi stručné komparace je možné připomenout, že na rozdíl od našeho Transgasu je SPP (Slovenský plynárenský priemysl) integrovaný podnik zahrnující jak distribuci, tak tranzit zemního plynu. Paradoxně jediný slovenský podzemní zásobník plynu PZP Láb není v rukou SPP. Do dubna 2001 by se měl SPP přeměnit na akciovou společnost a následně by mělo být zprivatizováno 49% jeho akcií. Jak, to se zatím neví. Nicméně o privatizaci projevily zájem Ruhrgas, Gaz de France a Snam (vytvořily konsorcium) a neoficiálně Wintershall, Enron, TransCanada nebo El Paso. Na rozdíl od Transgasu má SPP podepsán tranzitní kontrakt s Gazpromem pouze do roku 2008 a poplatky za tranzit kryjí až dvě třetiny slovenské spotřeby. Čistý zisk SPP byl v roce 1999 6,2 mld. Sk. V roce 2000 se však díky extrémním křížovým dotacím ve prospěch spotřebitelských cen a díky extrémnímu vzestupu dovozních cen zemního plynu dostal SPP do vysoké ztráty 0,9 mld. Sk.

⁵⁷ BRENT – označení ropy těžené v Severním moři a obchodované a kotované především na Londýnské komoditní burze.

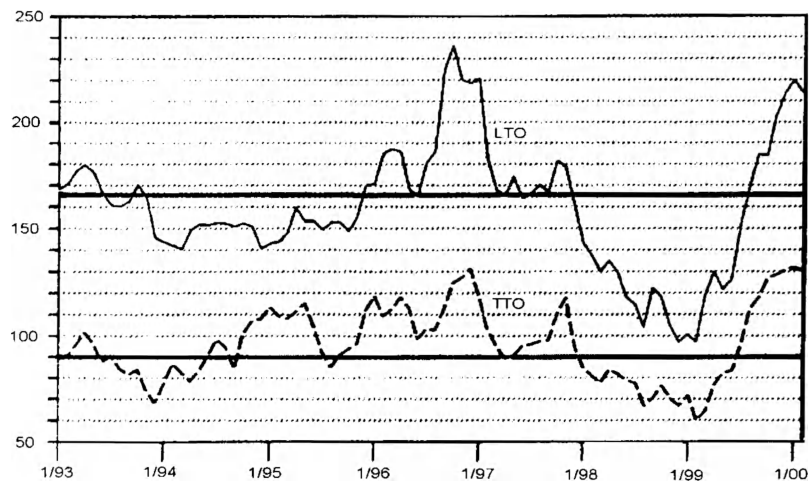
⁵⁸ Hayek, F. A.: „The Use of Knowledge in Society“, in: „Individualism and Economic Order“, The University of Chicago Press, 1948

⁵⁹ Pokud bychom se přece jenom snažili najít nějaké příčiny cenového vývoje na trhu s ropou, pak bychom zůstali opět spíše na straně reálných příčin a vlivu kartelu OPEC bychom nepřeceňovali, byť alespoň z psychologického hlediska může být ve velmi krátkém období (tj. několika dnů) relevantní. Za hlavní příčiny růstu cen ropy bychom považovali zrychlující se konjunkturu v USA, poměrně rychlou a nečekanou obnovou růstu v „emerging markets“, Japonsku a Evropě a v neposlední řadě nepříznivé počasí (ať už přílišná vedra či přílišné zimy), které zvedlo spotřebu ropy především v USA v průběhu roku 1999.

⁶⁰ Např. ještě před dokončením Interconnectoru v roce 1998 byla jeho kapacita (20 mld. m³ za rok) na 20 let dopředu vyprodána výlučně prostřednictvím dlouhodobých kontraktů typu „take-or-pay“.

způsobem: stanovením *bazické ceny* (tj. ceny na počátku kontraktu, od které se další cenový vývoj odvíjí) a *výpočetním vzorcem*, který určuje, JAK se bude cena plynu pohybovat. V naprosté většině případů (tj. i v kontraktech Transgasu) hrají klíčovou roli ve vzorci pro výpočet ceny zemního plynu topné oleje⁶¹. Mnohem menší váhu mají jiné složky (např. uhlí), které slouží spíše jako „vyrovnávací“ faktory ke zmírnění náhlých cenových výkyvů na trhu topných olejů než jako podstatné determinanty celkových cenových pohybů (opět je tento princip obsažen i v kontraktech Transgasu – přinejmenším v jeho „Ruském“ kontraktu). Tzn. že cena plynu je odvozena z topných olejů a jejich ceny jsou díky způsobu jejich produkce (viz poznámka 9) plně závislé na vývoji cen ropy⁶². Odtud tedy pochází onen často citovaný vztah mezi cenou ropy a plynu. Jedná se o vztah velmi zprostředkovaný (byť pevný a stabilní), a tak se cenové posuny na ropném trhu přenášejí do cen plynu asi s půlročním zpožděním a výkyvy jsou navíc poněkud „očištěny“, tj. zmírněny jak samotnou konstrukcí cenového vzorce, tak i přítomností „vyrovnávacích“ faktorů (třeba již zmíněné uhlí, jehož cena je na trhu ropy víceméně nezávislá).

Obrázek 5 Kotace olejů – lehké topné oleje (LTO), těžké topné oleje (TTO)



(na vertikální ose jsou USD/t)

Na obrázku 5 je vidět, jak ceny topných olejů kopírovaly pokles ceny ropy v druhé polovině 90. let a její vzestup v roce 1999 a 2000, byť se sezónními výkyvy v každé zimě (kromě let 1994 a 1999).

Přitom je nutné říci, že tato vazba mezi cenami ropy a zemního plynu je jen historickým reziduem vyplývajícím ze státně monopolní struktury evropského plynárenství (pro které se mimořádně dobře hodí právě dlouhodobé kontrakty typu „take-or-pay“) a částečně ze setrvačnosti v myšlení, neboť mnohé z kontraktů na otevírajících se trzích jsou stále uzavírány stejným způsobem. Náklady na těžbu plynu, stejně jako množství vytěženého plynu jsou na nákladech těžby ropy a na množství vytěžené ropy v podstatě nezávislé. A to přesto, že geologické rozložení ložisek plynu a ropy je velmi podobné a velcí producenti ropy jsou zpravidla i velkými producenty plynu. To, co může vývoj cen ropy a plynu „rozvolnit“, je rozvoj spotového trhu se zemním plynem v případě důsledné deregulace, jak se také částečně stalo ve Velké Británii.

Zatím jsou však ceny plynu s cenami ropy obchodně svázané a ještě dlouho budou (zvl. pro naši republiku), a proto se vzestup cen ropy musel s příslušným zpožděním projevit i na importních cenách zemního plynu, které platí

⁶¹ Topné oleje vznikají jako „odpadní“ produkt (tj. destilační zbytky) při zpracování ropy. Při tzv. hloubkovém zpracování ropy dochází k jejich zušlechtnění na hodnotnější tzv. světlé výrobky (pohonné hmoty) – tyto technologie nejsou dosud v českých rafinériích plně zavedeny. V České republice dochází již od počátku 90. let k postupnému poklesu spotřeby a stejně tak produkce topných olejů. Definitivní ránu produkci topných olejů zasadí pravděpodobně rozsáhlá modernizace v rafinériích České rafinérské a.s. – v Litvínově v roce 1999 a v Kralupech do roku 2001. V západní Evropě je jejich používání jako energetického zdroje mnohem rozšířenější než u nás (25 – 30 % na trhu paliv).

Pro úplnost je možné dodat, že dalším produktem vznikajícím při zpracovávání ropy jsou ropné plyny, které jsou používány ve zkapalněné formě – známé jsou pod zkratkou LPG (liquid petroleum gas).

⁶² Kromě dlouhodobé závislosti na ropě se na cenách topných olejů výrazněji projevuje sezónnost (i ta je ale částečně způsobena vázaností na ropu).

Transgas svým dodavatelům. Jelikož importní cena plynu tvoří v ČR asi 75 % všech nákladů⁶³, posuny v cenách ropy se projeví na vnitřním trhu s plynem ve značném rozsahu. Díky stávajícímu institucionálnímu uspořádání tyto cenové pohyby však zachytil především Transgas a teprve zprostředkovaně REGASy a spotřebitelé.

Po počátečním poklesu importních cen zemního plynu (v důsledku pozitivního cenového vývoje a také nových a výhodnějších cen v kontraktu s Gazpromem⁶⁴) na počátku roku 1999 jeho cena od druhé poloviny roku 1999 neustále stoupala, a to velmi výrazně. Jelikož předací ceny mezi Transgasm a REGASy byly regulované Ministerstvem financí (jak ceny pro odběratele, tak předací ceny; dnes jsou regulovány ERÚ) a nereagují na situaci na trhu s plynem, a pokud ano, tak velmi zpožděně (jak je vidět z postupných změn navržených zvýšení regulovaných cen pro české odběratele pro rok 2001 – postupné zvyšování návrhů od 10,7 % do 35 % pro domácnosti), musel se tento cenový skok projevit v celkových hospodářských výsledcích Transgasu – vývoj zisku je zachycen v tabulce 3, případně REGASů - vývoj jejich ROE je zachycen v tabulce 4.

Tabulka 3 Zisky Transgas s. p. v 90. letech⁶⁵

Rok	Zisk (mld. Kč.)
1993	6,7
1994	4,8
1995	4,4
1996	4,0
1997	1,3
1998	6,6
1999	8,8
2000	1,4

Ve druhé polovině roku 1999 došlo ke zpomalení tvorby zisku a v prvním pololetí roku 2000 se obchody s REGASy propadly do hluboké ztráty (poprvé od roku 1997), tzn. předací ceny byly nižší než importní ceny plynu. Ziskovost si Transgas zachoval pouze díky křížovým dotacím z tranzitu plynu přes území ČR. Za celý rok 2000 Transgas dosáhl sice značného zisku ve výši asi 1,4 mld. Kč, což sice znamená pořád značnou ziskovost oproti jiným českým podnikům, ale oproti předcházejícím letům se jedná o velmi výrazné zhoršení. Rozhodně se ale nedá mluvit o krachu nebo o finanční destabilizaci Transgasu.

Situace v REGASech je obdobná. Díky výrazně zvýšeným cenám pro odběratele v letech 1998 a 1999 a zároveň příznivému vývoji světové ceny plynu (což se projevilo příznivým stanovením předacích cen jak pro Transgas, tak pro REGASy) se ziskovost REGASů razantně zvýšila, ale v roce 2000 sklouzla do podprůměrných hodnot (z hlediska jejich historického vývoje). Ale stejně jako v předchozím případě platí, že jejich ziskovost je stále značná! De facto je rok 2000 návratem k jejich dlouhodobé úrovni ziskovosti.

Tabulka 4 Průměr ROE za všechny REGASy⁶⁶

Rok	ROE (v %)
1994	5,07
1995	8,60
1996	5,89
1997	5,52
1998	8,49
1999	11,99
2000	5,39

Tento vývoj vedl, jak už bylo naznačeno, k naprostému opuštění představ o „nápravě“ cen plynu, které byly schváleny vládou dříve - tj. vzestupy cen pro odběratele asi o 10 až 15 % ročně do roku 2002. Nakonec bylo rozhodnuto zvýšení cen plynu v průměru o 24 %.

⁶³ Zbývající 25 % je tvořeno především náklady na distribuci a skladování a implicitním ziskem.

⁶⁴ Viz M. Zajíček: Konkurence v českém plynárenství - kapitola 4.1., LI, 1999.

⁶⁵ Zdroj: ENA.

⁶⁶ Zdroj: ENA.

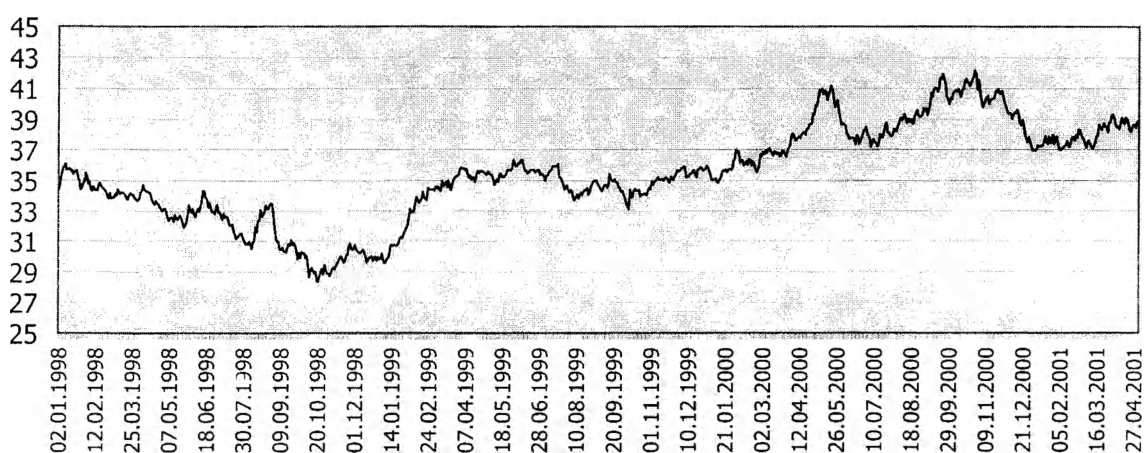
Vývoj mimo jiné také ukázal iluzornost všech názorů, že státní úředníci mohou pružně reagovat na změny na trhu, nemluvě o tom, že by je mohly jakkoliv předvídat či anticipovat (což mimo jiné potvrzuje prezentovaná analýza Mýtu 9 v kapitole 2 minulé studie).

4.1.3.1.4. Změny kursu Kč/USD

Veškerý vývoj na trhu s ropou, ropnými produkty a zemním plynem byl ještě umocněn pohybem kurzu USD vůči Euru, resp. Kč. Veškeré kotace na energetických trzích jsou prováděny v USD - ať už se jedná o trh ropy, topných olejů nebo zemního plynu. Čili hypoteticky, pokud by nedošlo k žádné změně cen na trzích komodit, samotný pohyb USD vůči Kč by mohl řádně zamíchat pozicí českého plynárenství. Při vzestupu hodnoty Kč pozitivně - za plyn bychom platili v Kč méně, při poklesu hodnoty Kč opačně. A přesně tento případ nastal a časově se složil s rostoucími cenami ropy v USD. Výsledkem je zhoršení finanční situace Transgasu a REGASů, jak bylo popsáno výše. O jakou změnu se jednalo, lépe než slova vypoví obrázek 6.

Slovy jen stručně: od léta 1998 poklesl kurz koruny z 29 Kč za 1 USD na hodnoty okolo 40 Kč za USD na konci roku 2000. Tzn. pokles o 50 % (nebo o 30 % v závislosti na úhlu pohledu).

Obrázek 6 Kurz české koruny vůči americkému dolaru



4.2. Důsledky vytvořené tržní struktury a regulací

4.2.1. Pokles podílu ČEZ na krytí domácí poptávky

Zvolený princip regulace cen a způsob rozdělení Českých energetických závodů s. p. jsou, jak už bylo řečeno, dva klíčové faktory, které spoluurčily vývoj v české energetice 90. let.

Co se týká regulace cen: Důležitým rysem bylo její omezení pouze na oblast předacích cen mezi ČEZ a REASy a její ustavení jako variace na téma „Rate-of-Return Regulation“ neboli regulace „podle oprávněných nákladů a přiměřeného zisku“. Toto uspořádání dostalo ČEZ (ačkoliv to nikdo předem nepředpokládal) do dvojího ohně. Zaprvé, každoročně docházelo k boji mezi REASy a ČEZ o velikost té „správné“ a „férové“ předací ceny. Přičemž klíčovým faktorem byly náklady a proinvestované prostředky. Jinými slovy, a to přiznávají i energetičtí manažeři, se tento systém dá popsat rčením „kdo víc utratí, víc dostane“.

Firmy samozřejmě maximalizují svůj zisk a na regulovaném trhu se jejich činnost pouze přizpůsobí jiné než volno-tržní struktuře, která tlačí na snižování nákladů. Na regulovaném trhu se díky perversně stanoveným incentívům tato tendence obrací ve svůj pravý opak – firmy mají snahu své náklady zvýšit nebo v nejlepším případě se nesnaží je minimalizovat⁶⁷. Tento efekt se často spojuje i s jiným podobným, který je v ekonomické teorii nazván Averch-Johnsonovým, podle svých autorů. Jelikož se často využívá regulace podle návratnosti investovaného kapitálu (což byl de facto i náš případ), pak tato jistota výnosu kapitálu a jeho nízkého rizika je tak implicitní dotací k jeho ceně (tj. úroku, který by byl jinak účtován). Tato dotace má stejné účinky na chování firem (především na chování

⁶⁷ V ekonomické teorii se tomuto efektu říká x-neefektivnost – blíže viz M. Zajíček: Konkurence v českém plynárenství – Dodatek A, LI, 1999.

dominantní firmy) jako snížení jeho ceny kapitálu. Na rozdíl od volného trhu, kde firmy vyrovnávají mezní náklady s mezními příjmy a tak stanovují objem své produkce a její cenu, tak v regulovaném prostředí probíhá stanovování ceny poněkud jinak. Firma sice opět vyrovnává mezní příjmy s mezními náklady, ale ty jsou v případě kapitálu sníženy o zmíněnou implicitní dotaci. Rovnováha firmy se posouvá více směrem k vyššímu využití kapitálu a nižšímu využití variabilních vstupů (díky x-neeфекtivnosti však nikoliv k jejich nižšímu honorování). Rovnováha je tak ustavována vyššími investicemi (ty se později mohou ukázat jako „uvízlé“ tj. stranded, ale k těm podrobněji dále)⁶⁸. Graficky lze tento tzv. Averch-Johnsonův efekt znázornit na následujícím obrázku.

⁶⁸ Formálně lze zapsat Averch-Johnsonův efekt relativně jednoduše, pokud využijeme ekonomickou teorii dynamické optimalizace, někdy nazývané dynamické programování (podrobnější rozbor dané problematiky lze nalézt v I. Beneš, M. Zajíček: Stranded costs ČEZ a. s., CityPlan spol. s r. o., 2001).

Firma řeší problém, jak maximalizovat NPV všech současných i budoucích peněžních toků. K omezení danému „zákonem pohybu kapitálu“ přibude díky regulaci ještě jedno navíc – zajištění výnosnosti kapitálu pro regulovanou firmu díky „Rate-of-Return Regulation“. Čili firma řeší následující problém:

$$\max \sum_{t=0}^{\infty} \frac{1}{(1+r_t)^t} (p_t(y_t)y_t - r_t K_t - w_t L_t - I_t)$$

$$\text{za omezení } K_{t+1} = (1-\delta)K_t + I_t, \text{ a } \frac{p_t y_t - w_t L_t - u_t}{K_t - U_t} \leq s,$$

kde ut jsou odpisy v čase t, Ut jsou celkové odpisy v čase t, s je povolená (zaručená) výnosnost kapitálu, pt je cena produkce v čase t, yt je produkce v čase t, Kt je množství kapitálu v čase t, wt Lt jsou mzdové náklady v čase t a It jsou provedené investice v čase t.

Při řešení využijeme ekvivalence sekvenčního problému, který firma řeší, a Bellmanovy rovnice, kterou sestavíme na základě firemního problému:

$$v(K, L) = \max \{ p(f(K, L))f(K, L) - rK - wL - (K' - K(1-\delta)) + \beta v(K', L') \} \text{ spolu s omezením}$$

$$\frac{p(f(K, L))f(K, L) - wL - u}{K - U} \leq s$$

Sestavíme Lagrangeán, který vyřešíme:

$$\Lambda(L, K', \lambda) = \max \{ p(f(K, L))f(K, L) - rK - wL - (K' - K(1-\delta)) + \beta v(K', L') \} - \lambda(p(f(K, L))f(K, L) - wL - u - sK + sU)$$

$$\text{FOCs: [L]: } \frac{\partial p}{\partial f} f_L f + p f_L = w, [\text{K}']: \beta v_K(K', L') = 1$$

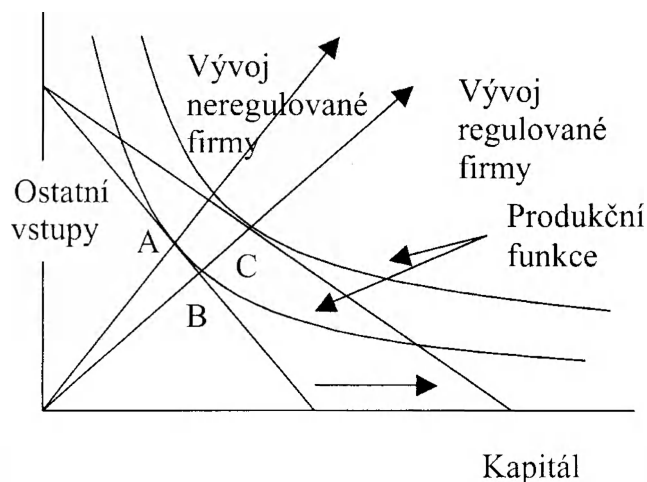
$$\text{EC: [K]: } v_K(K, L) = (1-\delta) + \frac{\partial p}{\partial f} f_K f + p f_K - r - \lambda \left(\frac{\partial p}{\partial f} f_K f + p f_K - s \right)$$

Vztahy určující rovnováhu firmy po manipulaci s rovnicemi vypadají následovně:

$$\frac{\partial p}{\partial f} f_L f + p f_L = w \text{ a } 2r - \lambda s + \delta = (1-\lambda) \left(\frac{\partial p}{\partial f} f_K f + p f_K \right), \text{ kdy ekonomická interpretace je velmi}$$

jednoduchá. Firma vyrovnává různě modifikované mezní příjmy z faktorů a mezní výnosy z jednotlivých faktorů. Lze prokázat, že λ leží v intervalu (0,1). Z toho vyplývá, že mezní výnos kapitálu v rovnováze je nižší než u neregulované firmy. Důvodem je vyšší objem používaného kapitálu a zákon klesajícího mezního produktu kapitálu. Nižší výnosnost je umožněna implicitní dotací k jeho ceně, neboť zaručená výnosová míra je vyšší než tržní výnosová míra kapitálu. Intuitivně se jedná o substituci dražšího výrobního faktoru levnějším.

Obrázek 7 rovnováha monopolu na regulovaném trhu



Za druhé, ČEZ bojoval se svými konkurenty, kteří se rekrutovali z IPPs, na faktickém velkoobchodním trhu. A rozhodujícím kritériem byla právě cena za elektřinu. Pokud by tedy netlačil na zvyšování předacích cen (především nepřímo prostřednictvím vysokého investičního programu) a bojoval tak proti nastupujícím IPPs, pak by ztrácel na úkor REASů. Jednalo se tak o plavbu mezi Scyllou a Charybdou. Je evidentní, že Charybda by byla asi lepší variantou pro zákazníky, nikoliv však pro energetické firmy. Stejně tak management ČEZ zřejmě nástup IPPs zaspal. A stejně tak je pravda, že alespoň zčásti byl investiční program ČEZ mimo jeho plnou kontrolu, ačkoliv nevěříme tomu, že se jednalo o plně exogenní jev, se kterým nemohl ČEZ a jeho management nic dělat.

Tabulka 5 Investiční program ČEZ a. s. [mld. Kč]

Investiční směr	Realizováno							Program	Rozpočet
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	1993-1999	2000
Jaderná energetika	9,5	8,9	6,6	8,6	7,0	10,1	11,3	62,0	12,5
z toho: Temelín	8,4	8,1	5,5	7,7	6,1	9,3	10,3	55,4	9,7
Ekologie	4,2	6,2	9,7	6,9	6,4	3,0	0,8	37,2	0,7
z toho: Odsíření	3,3	4,8	6,9	4,2	3,9	1,1	0,3	24,5	0,2
Fluidní kotle	0,4	0,8	2,3	2,2	1,8	0,8	0,1	8,4	0,0
Zpracování odpadů	0,8	1,7	1,8	2,1	1,4	0,6	0,4	8,8	0,5
Uhelné elektrárny	0,9	2,0	3,5	2,3	1,7	1,8	1,1	13,3	0,6
Zásobování teplem	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,9	0,1
Vodní elektrárny	1,7	1,0	0,9	0,3	0,1	0,1	0,1	4,2	0,2
Přenosová soustava	1,1	1,4	1,5	1,1	1,1	1,3	0,6*	8,1	0,2
Ostatní investice	0,6	0,5	0,5	0,9	1,1	1,2	1,4	6,2	1,2
Celkem	19,2	21,8	24,6	22,3	18,9	18,1	15,8	140,7	16,0

Nezávislí producenti však díky neustále rostoucím předacím cenám cítili tržní příležitost uplatnit svoji elektřinu, popř. uplatnit elektřinu z nově stavěných elektráren. A to vyvolalo velkou investiční aktivitu také u IPPs. Výsledkem této investiční vlny v české elektroenergetice byla např. výstavba JETE, PVE Dlouhé Stráně, ECKG, PPC Trmice, Teplárny Červený Mlýn, ŠKO-Energo, PPC Vřesová apod.

A veškeré toto investiční šílenství bylo podporováno řekněme velmi optimistickými předpověďmi, jak o množství poptávané elektřiny, tak o její ceně. Jako poměrně reprezentativní příklady je možné uvést, že v polovině 90. let se reálně uvažovalo o tom, že roční spotřeba elektřiny dosáhne v roce 2000 úrovně 70 TWh.

A aby toho nebylo málo, pak růst spotřeby elektřiny byl podporován i jinými naprosto nekonceptními státními zásahy, jako byla podpora instalování přímotopů a nízké ceny elektřiny při jejich provozování.

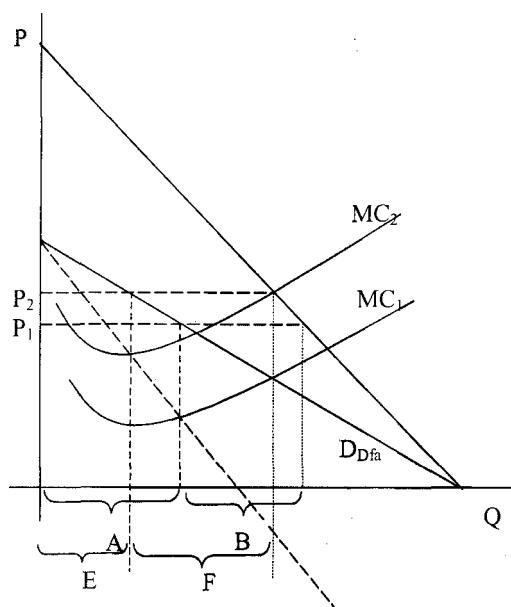
Ve vytvořené tržní struktuře (oligopol s tržním lemem) a při neustálém růstu cen elektrické energie (v průměru za odvětví), který je důsledkem neustálých až nadměrných investic do energetických zdrojů (vyplývajících z vlastního principu regulace), je jediným důsledkem, který predikuje ekonomická teorie pro toto tržní uspořádání, pokles tržního podílu dominantní firmy. Jak již bylo řečeno, dominantní firma sice může v našem regulovaném systému do značné míry ovlivnit předací cenu (de facto velkoobchodní cenu) skrze regulaci, ale z logiky uspořádání odvětví

je tato její možnost na úkor toho, že nemůže ovlivnit velikost své produkce. S růstem ceny pak její podíl na trhu klesá. Skutečně podíl ČEZ na krytí domácí poptávky s růstem ceny neustále klesá ve prospěch IPPs. Tento proces je znázorněn na obr. 8.

Na obrázku vyjadřuje zvýšení nákladů (ať už z jakýchkoliv důvodů) posun křivky MC_1 do pozice MC_2 . V důsledku tohoto posunu došlo k poklesu tržního podílu dominantní firmy z A na E, přičemž $A/B \geq E/F$, což v tomto modelu vyjadřuje pokles tržního podílu dominantní firmy (celý trh je A + B, resp. E + F).

Obrázek 8 Důsledek zvýšení nákladů v modelu oligopolu s tržním lemem

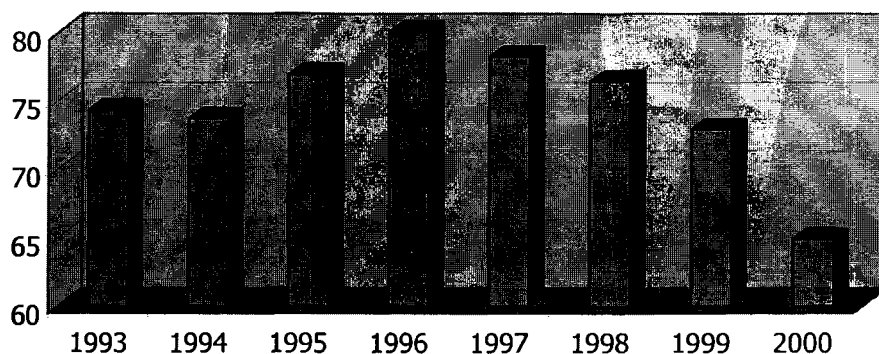
D – poptávka po produkci odvětví, D_{Dfy} – poptávka po produkci dominantní firmy, MC_i – mezní náklady.



Že tato predikce není jenom teoretickou hříčkou v rukou akademických ekonomů, kteří nemají sebemenší vztah k realitě, ukazuje skutečný vývoj, ke kterému na elektroenergetickém trhu došlo - viz obrázek 9.

Obrázek 9 Podíl ČEZ a. s. na krytí domácí poptávky (tržní podíl)

Podíl ČEZ na domácím trhu

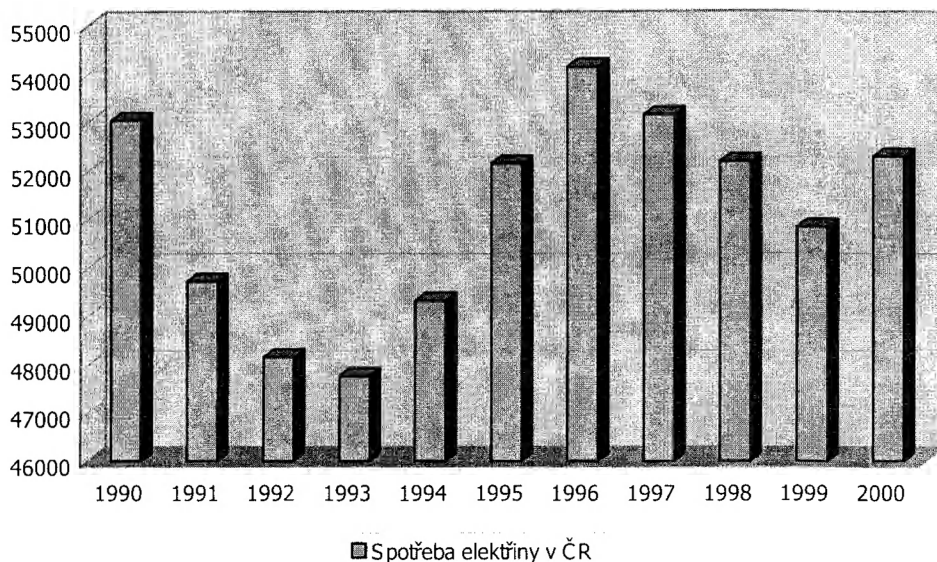


Pokud tedy na závěr shrneme, pak důsledky takového uspořádání byly následující:

1. Nadměrné množství investic (z toho jsou mnohé stranded) a z toho vyplývající nadměrné množství disponibilních kapacit.
2. Neustále rostoucí náklady a z toho vyplývající růst cen (díky regulaci).
3. Pokles podílu ČEZ na krytí domácí poptávky.
4. Odtržení vývoje instalovaného výkonu v energetice od hospodářského cyklu.

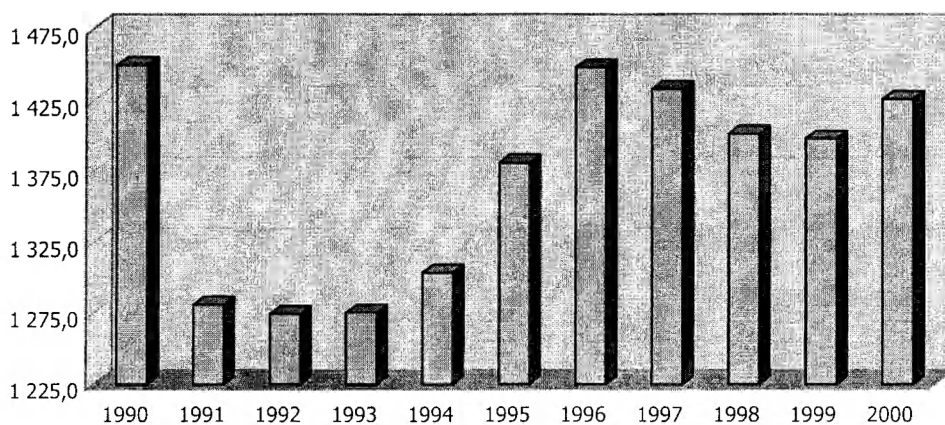
Jako důkaz těchto tvrzení je možné poukázat opět na empirii. Nejprve porovnáme hospodářský cyklus a spotřebu elektrické energie – viz obrázky 10 a 11. Vidíme, že spotřeba elektřiny úzce koreluje s vývojem konjunktury.

Obrázek 10 Spotřeba elektřiny v ČR



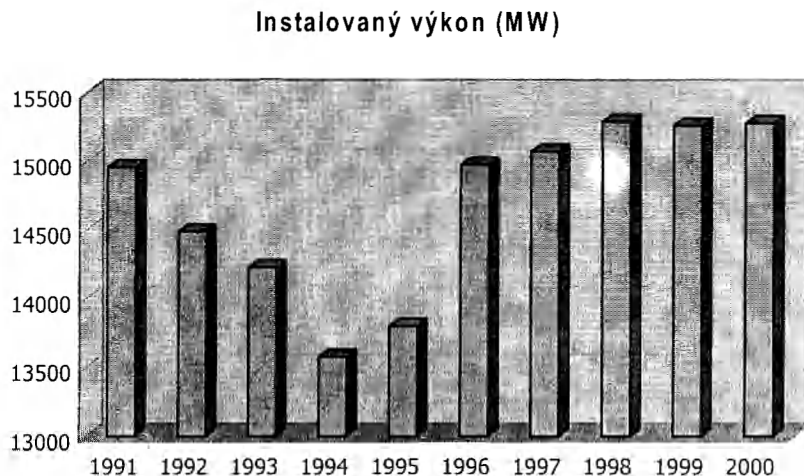
Obrázek 11 Vývoj HDP v ČR

HDP ve stálých cenách



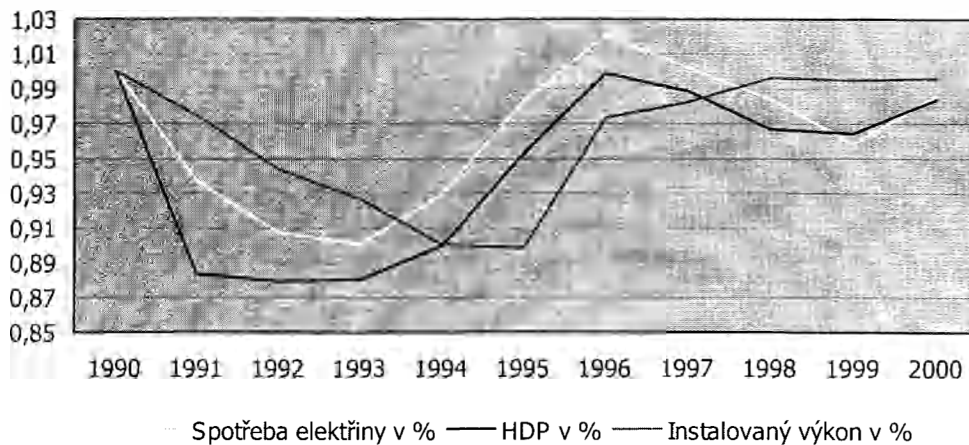
Nicméně podobný vývoj není možné vysledovat v oblasti instalovaných kapacit. Od určité doby (polovina 90. let) instalovaný výkon v českých elektrárnách (obrázek 12) významně roste, ačkoliv se hospodářství ubírá naprosto jiným směrem, než bylo předpovídáno, a stejně tak se ubírají jiným směrem i ceny elektřiny. V uvedeném grafu nejsou zahrnuty zdroje elektřiny menší než 10 MW, jejichž kumulovaný výkon se neustále zvyšuje a dnes tvoří kolem 1000 MW_{inst.}

Obrázek 12 Vývoj instalovaného výkonu v českých elektrárnách

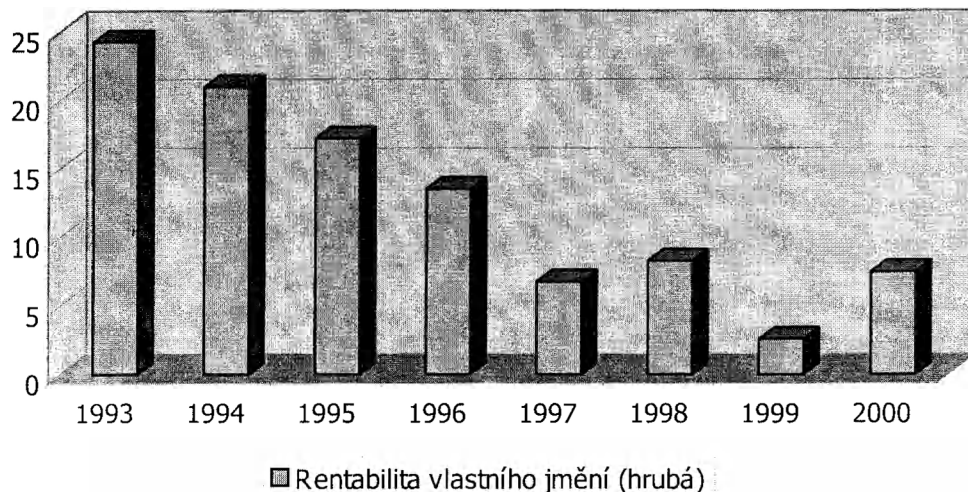


Je samozřejmé, že ekonomické subjekty se mohou splést a dokonce se mohou splést všichni najednou (to pak vyvolá např. nějakou investiční vlnu, jak se stalo v české energetice v 90. letech), zvláště, když jim v jejich omylu pomáhají státní orgány, ale stejně tak je jasné, že nikdy tento omyl nemůže trvat donekonečna a někdy se musel projevit. Tento den prozření přišel někdy na konci dekády, kdy začalo být jasné, že ne všechny investice se vrátí, a i velké společnosti začaly mít potíže. Typickým příkladem je ČEZ a. s. (obrázek 13). Ale i jiné společnosti základní ekonomickou logiku již tvrdě pocítily – např. Teplárny Brno, PPC Trmice, ECKG, Teplárna Liberec, Jablonecká teplárenská a realitní apod. Přizpůsobení realitě neboli korekce bude bolestná.

Obrázek 13 Srovnání hospodářského cyklu, spotřeby elektřiny a instalovaného výkonu (základem je rok 1990)



Obrázek 14 Rentabilita vlastního jmění ČEZ a. s.



Spolu s reregulací se objevil problém, co s nadměrnou produkcí, a začal se objevovat nový termín – stranded costs neboli uvízlé náklady. Prvním podrobným pojednáním o stranded costs v ČR byla pravděpodobně minulá studie⁶⁹, kdy byly charakterizovány jako Megamýtus 17 v kapitole dvě. Dodnes není potřeba na argumentaci tam uvedené změnit ani písmeno, proto pouze odkazujeme na minulý text. Text o problematice stranded costs však asi předběhl v polovině roku 1999 dobu, ale od té doby se situace naprosto změnila. Byly dokonce vypracovány některé studie, které se pokoušely odhadnout stranded costs ČEZ⁷⁰. Hlavní důvod soustředění se na ČEZ a. s. souvisí s jeho připravovanou privatizací, protože potenciální investoři chtějí vědět, co kupují (ne nadarmo se mezi podniky zajímající se o stranded costs ČEZ objevují EDF, E.ON či International Power). Je ale nutné zdůraznit, že stranded costs nejsou jen problémem ČEZ, ale kvůli regulacím i mnoha jiných podniků. A stejně tak neexistuje jediný ekonomický důvod, který by opravňoval k jejich hrazení.

Ke stranded costs a k jejich odhadům se vrátíme podrobně za chvíli. Avšak předtím se podíváme na možné způsoby, jak tyto nadměrné náklady (neboli špatné investice) v ČR minimalizovat. V podstatě se jedná o řešení otázky, co s nadbytečnou produkcí, a v první fázi se jednalo především o problém ČEZ, neboť ten byl z trhu vytlačován.

Zprv je možné uvažovat o exportu elektřiny. V posledních dvou letech export ČEZ skutečně razantně vzrostl. Ale export není tak zajímavý především z finančních důvodů, protože se dodnes uskutečňuje pouze za variabilní náklady či za cenu lehce nad nimi, a tak je sice ekonomicky výhodný, ale z čistě finančního hlediska pouze snižuje ztrátu, která by bez něj byla vyšší (k exportu viz kapitola 5).

Za druhé by bylo možné několik elektráren zavřít a zbavit se tak nadbytečně instalovaných kapacit. Ale vyvstává otázka, jaké elektrárny by to měly být a kdo by nesl ztráty těchto uzavírek. Ekonomická logika by napovídala, že jedinou osobou (fyzickou nebo právníkou) odpovědnou za návratnost investic je majitel. Ale nést tuto odpovědnost se nikomu nechce – a proto se hledají všechny možné způsoby, jak se této odpovědnosti vyhnout⁷¹. A právě o to, kdo půjde z kola ven, se rozhořel tuhý boj všemi prostředky – tržními i regulačními. Jejich vyjádřením a také vyjádřením zájmů státu a regulátorů je cenové rozhodnutí ERÚ ze dne 4. 1. 2001, ke kterému se podrobně vrátíme.

4.2.2. Stranded costs

Obecně se dá bez jakýchkoliv rozpaků říci, že otázka stranded costs je cokoliv, jenom ne věda. Odhady stranded costs, které byly prováděny v USA, se pohybovaly v rozmezí od 50 milionů USD do 200 miliard USD. A stejně tak se vedlo v EU či u našich Visegradských sousedů. Situace v USA se liší stát od státu. V dodatku B se podíváme do Kalifornie, ale pro nás je mnohem směrodatnější EU, a proto vývoji ohledně stranded costs v EU věnujeme následující subkapitulu.

⁶⁹ M. Zajíček: Konkurence v českém plynárenství, LI, 1999.

⁷⁰ Viz např. I. Beneš, M. Zajíček: Výpočet uvízlých nákladů podniku ČEZ a. s., CityPlan spol. s r. o., březen 2001.

⁷¹ Viz M. Zajíček: Konkurence v českém plynárenství – kapitola 2, LI, 1999. Je neuvěřitelné, jakou vynalézavost jsou schopni někteří zaměstnanci, manažeři i majitelé projevit, pokud jde o tuto záležitost.

4.2.2.1. Stranded costs v EU

Evropská komise se rozhodla stranded costs hradit, ale uznání nákladů jako stranded costs podléhá relativně přísnému režimu stejně tak, jako způsob jejich hrazení. Jejich velikost, důvody jejich vzniku a způsob hrazení musí jednotlivé země předložit Evropské komisi a ta rozhodne, co dál – zda-li je bude možné uplatnit, nebo ne a v jaké formě. EK také rozhodla, že žádné stranded costs, které vznikly po únoru 1997 (tj. od doby platnosti elektroenergetické směrnice) nebudou akceptovány a nebudou moci být uhrazeny v žádné formě (jednou z těchto forem je i derogace platnosti některých ustanovení energetických směrnic). Stejně tak EK stanovila několik kategorií stranded costs, které bude možné uznat a uhradit. Jedná se především o:

- kontrakty na palivo nebo elektřinu ve formě take-or-pay, které jsou nevypověditelné a uzavřené před rokem 1997;
- investice, které byly vykonány mimo oblast obvyklého podnikání energetických společností (zpravidla na příkaz státních orgánů jako forma regionální nebo sociální politiky, jako jsou zavlážovací systémy) a některé další.

Přičemž pravidla pro poskytnutí pomoci některým společnostem ve formě hrazení stranded costs mají následující podobu:

- musí být přímo navázány na hrazení ospravedlnitelných stranded costs;
- tato pomoc se musí po roce 2006 snižovat;
- po roce 2010 není přípustná žádná pomoc a hrazení stranded costs;
- mezi stranded costs se nedají započítávat náklady pro jednotlivé společnosti, které vyplývají ze závazků v rámci jedné průmyslové skupiny.

Jednotlivé země předložily své požadavky Evropské komisi s následujícími výsledky.

Lucembursko

Lucembursko žádalo derogaci ustanovení směrnice týkající se „unbundlingu“ (tj. oddělení přenosu a distribuce od ostatních činností) díky dlouhodobému kontraktu společnosti Cegedel s jejím dodavatelem RWE. Jelikož se však nejednalo o kontrakt typu „take-or-pay“, pak EK tuto výjimku nepovolila.

SRN

SRN zažádalo o výjimku z platnosti elektroenergetické směrnice ve smyslu derogace TPA pro oblast nových spolkových zemí, protože společnost VEAG uzavřela s distribučními společnostmi v nových spolkových zemích dlouhodobé kontrakty (20 let) na výkup elektřiny z nově odsířených starých hnědouhelných elektráren a tím si také zajistila finanční prostředky pro jejich odsíření (neboť banky VEAGu půjčily právě díky existenci dlouhodobých kontraktů). EK tento požadavek akceptovala v poněkud modifikované podobě. Derogace bude platit do roku 2003 s tím, že zákazníků s ročním odběrem nad 100 GWh se netýká. Ti mají TPA jistý. Stejně tak se jakékoliv odmítnutí přístupu do sítí musí hlásit EK.

Švédsko a Finsko

Nepožádaly o žádnou výjimku ani o hrazení jakýchkoliv stranded costs.

Španělsko

Španělsko požadovalo možnost uvalení poplatku CTC neboli „Cost of Transition to Competition“ k jednotce ceny za elektřinu z důvodů hrazení nákladů na elektrifikaci ostrovů a zámořských území, tzn. Kanárských a Baleárských ostrovů, Ceuty a Mellily (což jsou území na severoafrickém pobřeží obklopené Marokem), které jsou považovány za uvízlé. Celkově by se jednalo o částku asi 12 mld. euro rozloženou na deset let. EK akceptovala tyto požadavky.

Dánsko

Původní požadavek Dánska obsahoval tři položky stranded costs – take-or-pay kontrakty na plyn, náklady vyplývající z uzavírání uhelných elektráren z důvodů jejich nekonkurenceschopnosti a náklady energetických společností vyplývající z povinnosti vytvářet penzijní fondy. Nicméně ještě před projednáním v EK byly poslední dva požadavky staženy. EK akceptovala za stranded costs take-or-pay kontrakty i způsob jejich hrazení přírůžkou k ceně elektřiny s tím, že jejich velikost bude stanovena ex post a případné „přeplatky“ se spotřebitelům vrátí.

Velká Británie

Požadavky UK se omezily pouze na krytí nákladů vyplývajících z kontraktů na dodávky elektřiny do Severního Irsku u čtyř producentů elektřiny. Původním záměrem bylo uvalit tyto náklady jako přírážku k ceně pro všechny spotřebitele v UK. Ale Ofgem⁷² nakonec usoudil, že energetické společnosti jsou natolik silné a náklady na dodavatelské kontrakty natolik malé, že není potřeba tyto náklady hradit, protože je energetické společnosti unesou.

Rakousko

Zajímavý je příklad Rakouska, které požadovalo uznání nákladů na výstavbu tří vodních elektráren za stranded costs, a to ve výši 2,5 miliardy euro. EK si nechala vypracovat studii oceňující „skutečné“ stranded costs (musíme mít ale vždy na paměti, že odhad stranded costs hraničí s magií) a akceptovala uhrazení uvízlých nákladů pouze ve výši 620 milionů euro, což je asi 25 % původně žádané částky. Tyto prostředky budou vybrány v poplatku k elektřině, který bude odváděn do roku 2009.

Nizozemí

V Nizozemí se hlavními důvody pro žádost o uhrazení stranded costs staly investice do stavby plynové elektrárny, která využívá jako paliva zplyňované uhlí, a druhým důvodem byly cenové garance teplárenských distribučních společností známé jako garance typu „no more than“. Výše stranded costs byla odhadnuta na 650 milionů euro. Tato částka bude odváděna ve formě přírážky k přenosu elektrické energie a bude vybírána společností přenosové soustavy.

Belgie

Belgičané požadovali uhrazení likvidace experimentální jaderné elektrárny (asi 30 % veškerých stranded costs), dále pak uhrazení závazků vyplývajících z penzijních obligací energetických společností (asi 60 % veškerých stranded costs) a uhrazení nákladů vyplývajících z výstavby a provozu obnovitelných energetických zdrojů (asi 10 % veškerých stranded costs). Celková požadovaná částka dosáhla 600 milionů euro a bude hrazena ve formě poplatku k přenosu elektřiny.

Řecko

Řecké požadavky se vztahovaly na náklady provozování a stavby domácích hnědouhelných a vodních elektráren, jejichž ekonomická efektivnost je pochybná. Stejně tak se stranded costs odvozovaly od dlouhodobých take-or-pay kontraktů a od investic provedených mimo obvyklou činnost energetických společností. Náklady byly vyčísleny na 1,4 miliardy euro s tím, že samotné schéma jejich uhrazení se nyní projednává.

Francie

Původním návrhem Francie měla být žádost o uhrazení nákladů vyplývajících z demontáže experimentálních energetických zdrojů, penzijních závazků EdF a kontraktů EdF na zajištění špičkového výkonu s malými IPPs. Francouzský parlament však tuto žádost smetl ze stolu a tak Francie nebude žádat o možnost uhrazení žádných stranded costs.

Portugalsko

Poslední na řadě je Portugalsko a to je skutečně kuriózní případ, protože původním návrhem na stranded costs bylo uhrazení nákladů vyplývajících z kontraktů na nákup elektřiny z moderní paroplynové elektrárny. Nicméně tento požadavek natolik překvapil i úředníky v Bruselu, že Portugalsko svoji žádost raději stáhlo samo a nepožaduje uhrazení žádných stranded costs.

Co se týká našich visegráfských sousedů, pak u **Polska i Maďarska** jsou hlavním problémem dlouhodobé kontrakty na nákup elektřiny. V Polsku vyplývají z modernizací jednotlivých elektráren, v Maďarsku ze způsobu privatizace, kdy byl strategickým investorům slíben určitý výnos z investovaného kapitálu. Odhady nákladů se od sebe opět velmi liší – např. v Maďarsku se odhady Energetického regulačního úřadu pohybují od 100 milionů euro do 750 milionů euro v závislosti na konstrukci ekonomického modelu.

U nás se zatím na ministerské úrovni o stranded costs příliš nehovořilo a veškerá aktivita byla přenechána jednotlivým tržním subjektům, jak již bylo zmíněno výše.

⁷² Ofgem (= Office for gas and electricity markets) – Regulační úřad pro plynárenský a elektroenergetický trh pro Anglii a Wales. Nikoliv pro Skotsko, to má jiný režim.

4.2.2.2. Stranded costs v ČR

Jelikož se odhady soukromých subjektů soustředily především na společnost ČEZ, a to především díky očekávané privatizaci, pak je lze shrnout velice jednoduše. Stranded costs ČEZ se budou pohybovat někde na úrovni 1,5 miliard euro. Je zvláštní, že ačkoliv jsou odhady stranded costs do značné míry vařením z vody a metody použité k jejich odhadu se také velmi liší, pak prozatím se veškeré odhady u nás provedené shodly řádově na stejném čísle, což je poněkud výjimečné v celosvětovém měřítku. Pokusme se v krátkosti a na základě palcových pravidel ocenit, zda-li se jedná o smysluplný výsledek.

Podívejme se na celý problém z pohledu investora, který chce ČEZ koupit a samozřejmě nechce platit vyšší cenu, než je ekonomicky únosné bez ohledu na to, jaká je jeho účetní hodnota (vyjádřená pro jednoduchost např. vlastním jměním). Pokud bude nabídková cena vyšší (např. 300 mld. Kč, jak očekává MPO), pak se o stranded costs nedá mluvit. Pokud ne, pak nějaké stranded costs existují. Ovšem tipovat cenu ČEZ je stejné jako porcovat kůži medvěda, který ještě běhá po lese. Právě díky palcovým pravidlům ale můžeme dojít k řádově správným výsledkům a tak mimoděk odhadnout i jakési proxy⁷³ stranded costs ČEZ a. s. Investor kupuje podnik ze zjištěných důvodů – u ČEZ a regionálních distributorů tomu není jinak. Proto ho zajímá především možný výnos z podniků. To znamená nejen hospodářský zisk, ale také třeba výtěžek z pozdějšího prodeje podniku nebo jeho části nebo jinak odčerpané zdroje. Ale to neznamená vytunelované. Zároveň musíme počítat se změnou hodnoty peněz v čase (1 Kč dnes má jinou hodnotu než 1 Kč za pět let). Pokud budeme velmi optimističtí a budeme předpokládat, že nový vlastník může z ČEZ získat asi 10 miliard korun ročně (a tato částka je skutečně nejvyšším možným odhadem), pak při diskontu 10 % (tzn., že 1 Kč za rok má v současnosti cenu 90 haléřů) by byli investoři ochotni zaplatit za ČEZ maximálně 100 miliard Kč. Vzhledem k nejistotě okolo jaderné elektrárny Temelín, vysoké politizaci elektroenergetiky u nás, nejasnému regulačnímu rámci, nejistotě okolo systémových služeb atd. má ale nákup ČEZ vyšší riziko, což se vyjádří vyšším diskontem. Tím se úměrně sníží i cena, kterou bude investor ochoten zaplatit – při diskontu 15 % bude ochoten zaplatit pouze 67 miliard korun.

A tato hodnota se velmi blíží tržní kapitalizaci ČEZ (neboli ocenění jeho akcií na burze). Cena akcií ČEZ dlouhodobě kolísá okolo své nominální hodnoty. S trochou nadsázky lze říci, že se třese podle toho, jak vibruje potrubí a turbína v Temelíně. Dnes obchodníci s cennými papíry na pražské burze oceňují ČEZ zhruba na 60 miliard, což je číslo konzistentní s odhadem podle palcových pravidel prezentovaným výše. Pokud ale tato čísla srovnáme s vlastním jměním ČEZ, pak se ukáže markantní rozdíl. Vlastní jmění dnes činí zhruba 115 mld. Kč, což znamená rozdíl asi 50 – 55 mld. od pravděpodobné tržní hodnoty ČEZ. A právě tento rozdíl je námi hledanou možnou aproximací stranded costs ČEZ (neboli proxy), což je zhruba 1,4 mld. euro a to je v souladu s odbornými odhady zmíněnými výše.

Nicméně omezit špatné investice v české energetice pouze na ČEZ by bylo velice zjednodušující a nefér. I jiné ekonomické subjekty provedly z velmi různých důvodů neekonomické investice a teď nesou jejich náklady. Ať už se jedná o některé teplárny a jejich investice do zdrojů na výrobu elektřiny, REGASy a jejich investice do plynárenské sítě, kdy některé její části jsou stranded, nebo kontrakty Transgasu, které jsou také částečně stranded (k problematice kontraktů se ještě vrátíme později).

Problém je jediný – zatímco u teplárenských společností nesou jejich špatné rozhodnutí většinou akcionáři, což je naprosto správné, pak u plynárenských společností a u ČEZ tomu je zatím jinak. Díky způsobu privatizace, odkládání liberalizace a problematice systémových služeb (ke všem těmto problémům se ještě podrobně vyjádříme v této nebo následující kapitole) jsou stranded costs hrazeny především zajatými zákazníky a nikoliv těmi, kdo stranded costs způsobili.

4.2.3. Neúspěšné návrhy tržních reforem

Pokud jde o interpretaci výše popsaného vývoje a o návrhy, jak postupovat dál, převládal v české energetice řekněme velmi opatrný až konzervativní postoj, který se s nástupem socialistické vlády a především ministra Grégra jenom utvrdil ve své konzervativnosti.

Jednotlivá odvětví se také od sebe velmi lišila nejen ze svých specifik, ale i v otázce diskutování jejich reformy či deregulace. V kapitole 3 jsme odvodili, že pokud reformy všech energetických odvětví neproběhnou najednou, pak logicky by se mělo postupovat ve směru deregulace plynárenství > deregulace elektroenergetiky > deregulace teplárenství. (Nejenom) český postup byl přesně opačný – nejprve jsme relativně rozsáhle reregulovali teplárenství, poté se diskutovala reregulace elektroenergetiky a nakonec nám zbývá reregulovat plynárenství. Jediné, co může ekonom „uklidnit“, je to, že ani v jednom případě se nejednalo o deregulaci.

⁷³ Proxy = veličina, která je přibližným vyjádřením skutečné veličiny v pozadí.

Stejně tak studií o teplotě a jeho deregulaci bylo velké množství. Studií o elektroenergetice a její d(r)eregulaci jakbysmet. Plynárenství přišlo zkrátka⁷⁴.

V oblasti teplotě a elektroenergetiky lze nalézt jak studii Liberálního institutu⁷⁵, tak i velmi dobré studie společnosti Seven, ÚED, konzultační firmy CityPlan, Nero atd. Přes všechny rozdíly všechny vycházejí z předpokladu kompatibility českého uspořádání s právem EU a především s jeho elektroenergetickou směrnicí. Jejich výsledný efekt byl kromě rozproudění debaty a několika konferencí mizivý.

Stejně tak studie LI o českém plynárenství⁷⁶ sice otevřela debatu o možnostech konkurence a liberalizace, ale kromě několika debat a konference byl její účinek opět v praktické podobě velmi nepatrný.

Studie, které opravdu ovlivnily mnoho v naší energetice, byly ty, které vypracovala firma Deloitte&Touche pro MPO. Všichni, kdo mají co do činění s energetikou, ví, že jejich vyznění i závěry byly v podstatě zadány dopředu a jenom „přežvykovaly“ názory MPO. MPO a jeho úředníci si je jen potřebovali „posvětit“ „seriózní“ společností⁷⁷. K jejich doporučením se ještě vrátíme později. Přesně v duchu tohoto pesimismu přinesly minulé dva roky některé změny – jejich popisem se budeme zabývat nyní.

4.3. Změny v energetice v letech 1999 až 2001

Změny v plynárenství, ke kterým došlo od publikace poslední studie, byly již částečně popsány a charakterizovány výše. Nyní se podíváme na českou energetiku obecně. Je až s podivem, kolik se toho změnilo, neboť po celé dlouhé čtyři roky před rokem 1999 zůstávala situace v české energetice až na maličkosti velmi strnulá. Ale zhruba od roku 1999 se však začaly stojaté vody české energetiky hýbat nad očekávání rychle. O příčinách tohoto vývoje pojednáme na následujících řádcích.

4.3.1. Změna přístupu vlády

Neděláme si iluze, že příčinou posunu ve vnímání priorit a hlavně ve výsledcích činnosti odpovědných orgánů státní moci a správy byly konference Liberálního institutu⁷⁸, kde byly často velmi neortodoxní závěry jeho studií prezentovány odborné veřejnosti, novinářům, ministerským úředníkům a v neposlední řadě i zahraničním hostům. Jisté výsledky tyto konference měly, ale skutečné příčiny je nutné hledat někde jinde.

Především se jedná o **nástup Pavla Mertlíka do funkce ministra financí** a jeho zájem na co nejrychlejším vyřešení „síťového problému“ v České republice.

Každý nově nastupující ministr (zvláště pokud se jedná o tak důležitý a vlivný úřad, jako je ministerstvo financí) se ve své funkci musí „zorientovat“ (většinou má však poměrně konkrétní představy již před svým nástupem) a v rámci této „orientace“ dojde ať už explicitně nebo implicitně k rozdělení úkolů, které má před sebou podle důležitosti a osobních preferencí. Některé záležitosti nemůže žádný ministr pominout (ať má osobní preference jakékoliv). Nicméně v řadě oblastí existuje značná volnost rozhodování o prioritách. P. Mertlík si z pozice šéfa ministerstva, které regulovalo ceny v síťových odvětvích, a zároveň z pozice místopředsedy vlády pro hospodářskou politiku vybral zjevně jako jednu ze svých priorit vyřešení problému energetických síťových odvětví. Důvody pro toto rozhodnutí mohly být asi následující: nedostatek zdrojů ve státním rozpočtu, které by mohly být nalezeny právě při prodeji (tj. privatizaci) energetických sítí (to především)⁷⁹ – viz dále, osobní mainstreamové (ve smyslu dodatku A minulé studie) ekonomické názory pana ministra a jeho poradců⁸⁰ (to poněkud méně).

Tragikomický je až poněkud paradoxní výsledek snažení pana ministra Mertlíka a jeho podřízených. Téměř ve všech sporných bodech (především týkajících se privatizace energetických společností) MF v „souboji“

⁷⁴ V této práci často citovaná studie LI o deregulaci plynárenství byla snad první svého druhu.

⁷⁵ L. Dušek: Konkurence – cesta k efektivní výrobě a spotřebě elektrické energie, LI, 1998.

⁷⁶ M. Zajíček: Konkurence v českém plynárenství, LI, 1999.

⁷⁷ Stejný model byl použit i pro vládní program zvaný „Velký třesk“.

⁷⁸ To bychom se dopustili ekonomického omylu „poté tedy proto“ - viz Samuelson, Nordhaus: Ekonomie.

⁷⁹ Potreba peněz pro státní rozpočet je nejpravděpodobnějším důvodem, který stojí za většinou „dobrovolných“ kroků vlády (tj. těch, které nebyly ovlivněny ideologickým zbarvením vlády) – privatizace a kroky k deregulaci síťových odvětví (kromě elektroenergetiky a plynárenství se to týká především telekomunikací), neboť všechny ostatní kroky – ať už vynucené (např. privatizace bank), nebo nevynucené (nejvíce se to týká tzv. revitalizace českého průmyslu) jsou značně nákladné a vláda prostě peníze jinou cestou získat buď nechce, nebo nemůže.

⁸⁰ Jako hlavní představitele tohoto „pragmatického“ postoje jmenujme především pány náměstký ing. Jana Mládka a ing. Zdeňka Hrubého a pana ing. Jiřího Havla, bývalého předsedu FNM.

s koncepcemi MPO prohrálo. Nicméně i zde se ukázalo, že konkurence může za určitých podmínek fungovat i na úrovni úřadů, byť nemusí vždy vést k neefektivnějším výsledkům – především díky nemožnosti opustit „trh“. Právě díky tlaku MF úředníci MPO vytvořili nejenom návrh Energetické politiky, návrh Energetického zákona a jiné dokumenty (především návrhy usnesení o privatizaci českých energetických společností), ale ty byly především schváleny! K jejich jednotlivé charakteristice se dostaneme později. Dále vinou „Opoziční smlouvy“⁸¹ a jejího téměř „idylického“ fungování získala vláda dostatečně velkou půdu pod nohama, jak v Parlamentu, tak i vůči veřejnosti a navenek, pro provedení její verze reformy. Neboť kromě komunistů téměř nikdo nemohl kritizovat posun v oblasti energetiky (snad jen s ohledem na jeho rychlost a jednotlivé „detaily“). A tak se paradoxně sociálně demokratické vládě podařilo to, co žádné „pravicové“ vládě předtím - pohyb k deregulaci a privatizaci energetiky, byť jakkoliv váhavý, opatrný a vůči trhu značně nedůvěřivý a podezíravý. Navíc je toto směřování v naprostém rozporu s předchozími vyjádřeními a bezpochyby i názory mnoha členů kabinetu - to jsou ale paradoxy dějin.

Jako důkaz naprostého selhání v prosazování koncepcí MF lze interpretovat i odchod ministra financí Mertlíka z jeho funkce. Jeho bezprostřední záminkou byl spor o určení privatizačních poradců pro elektroenergetiku a plynárenství a neschválení urychlené privatizace čtyř energetických distribučních společností. Ale to je jen špička ledovce – Mertlík a jeho lidé svoji hru v energetických síťových odvětvích prohráli, jak ještě popíšeme dále. Je nutné ale zdůraznit, že ačkoliv se v souvislosti s Mertlíkovým odchodem mluví o odstoupení schopného ministra, pak toto mínění nesdílíme. Byl schopnější než mnozí jiní členové vlády, ale to je jen relativní hodnocení – v absolutní rovině se jednalo pouze o dalšího z levicových ministrů financí, u něhož hlavním cílem privatizace síťových odvětví bylo získat co nejvíce peněz. O to jde ale MPO také – pouze se liší v názorech, jak toho dosáhnout. Již v minulých studiích jsme ale opakovaně zdůrazňovali, že privatizace je sice důležitou součástí liberalizace, nikoliv však klíčovou, zejména pokud bude provedena špatně a s cílem získat maximum peněz pro státní rozpočet. To, že nedostatek peněz byl velmi pravděpodobně největším důvodem k rozhodnutí o privatizaci české energetiky, lze ukázat na exponenciálně rostoucích schodcích veřejných financí, rostoucích ztrátách Konsolidační banky (které dříve nebo později bude muset zaplatit státní pokladna) a rostoucím podílu veřejného dluhu na HDP. A to ani neuvažujeme další výdajové náklady, jako je Velký třesk.

4.3.2. Mezinárodní souvislosti

Dalším důvodem posunu v české energetice byly mezinárodní zkušenosti a přímý tlak EU při „přijímacích“ pohovorech, kdy se ukázalo, že získat výjimky pro elektroenergetiku a plynárenství (tj. pro kapitolu 14 - energetika) bude velmi obtížné. Elektroenergetiky se výjimka ani příliš netýkala, protože ačkoliv se o ní uvažovalo dříve, tak vývoj v západní Evropě po deregulaci v roce 1999 ukázal naprostou absurditu do té doby panujícího českého přístupu. Mnohem více se to týká plynárenství, neboť v něm na rozdíl od elektroenergetiky se s výjimkou počítá i v návrhu nového energetického zákona⁸². Vláda již přiznala, že výjimku pro plynárenství a energetiku obecně nezískáme a že je ochotna v tomto směru ustoupit. Tento ústupek ale musí vyvolat změnu Energetického zákona, a to do data vstupu do EU.

4.3.2.1. Deregulace v EU

4.3.2.1.1. Elektroenergetika

Dalším důvodem posunu je evidentní úspěch deregulace elektroenergetiky⁸³ v zemích západní Evropy, který předčil i velmi optimistická očekávání. Pozitivní příklady táhnou a jsou předmětem napodobení. Navíc se Evropská unie stala v druhé polovině 90. let v České republice tím, čím byl pro socialistické Československo Sovětský Svaz – nedostupným vzorem k napodobení⁸⁴; v energetice dokonce i víceméně pozitivním. Dne 19. února 1999 nabyla účinnosti opatření „Energetické směrnice“ 96/92/EC⁸⁵. Podle ní měl být ve všech zemích EU, kromě těch, které dostaly výjimku,⁸⁶ otevřen trh s elektrickou energií pro všechny odběratele nad 40 GWh, nejméně však 28 % trhu. K velkému překvapení došlo k otevření trhu v rozsahu asi 67 % (v průměru u všech zemí), což je více, než

⁸¹ Včetně jejích dodatků označovaných jako „Toleranční patent“.

⁸² Konkrétně se to týká rychlosti otevírání trhu, kdy se s jeho částečným otevřením počítá až pro rok 2005, a to jen v rozsahu 20 %. Směrnice předpokládá pro rok 2000 otevření 20 % trhu, pro rok 2003 28 % trhu a pro rok 2008 33 % trhu. Při našem očekávaném vstupu do EU mezi lety 2003 a 2005 je náš postup nedostatečný, byť by měl oporu v některých derogacích článků Směrnice (čl. 17 a čl. 25 – na jejich možné zneužití u nás jsme upozornili při popisu Směrnice v kapitole 5).

⁸³ Viz také poznámka 57 ve vlastní studii.

⁸⁴ Až by se mnohdy chtělo zvolat: „Se Sovětským svazem, pardon s EU, na věčné časy a nikdy jinak“.

⁸⁵ Popis směrnice lze nalézt v L. Dušek: Konkurence - cesta k efektivní výrobě a spotřebě elektrické energie, str. 15-18. Liberální institut, 1998.

⁸⁶ Irsko a Belgie získaly roční odklad účinnosti a Řecko dvouletý.

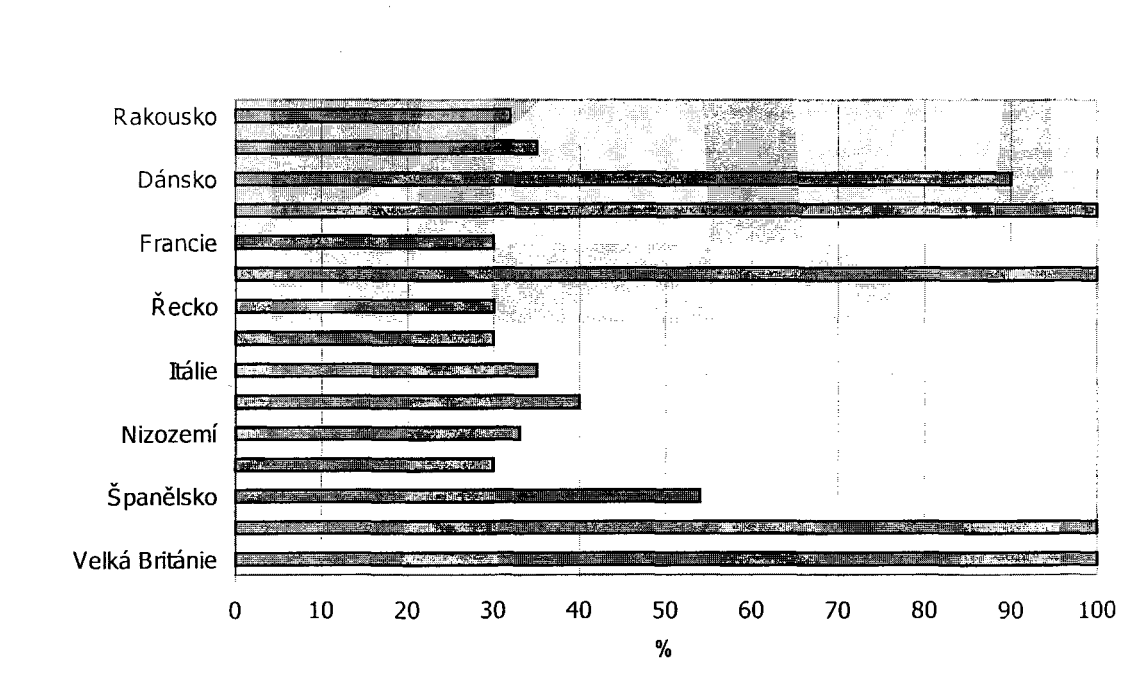
předpokládala současná Směrnice vůbec, a to až za několik let (tj. v roce 2005 se předpokládalo otevření pro zákazníky se spotřebou nad 9 GWh/rok, nejméně však 35 % trhu). Největším překvapením bylo nepochybně Německo, které otevřelo elektroenergetický trh najednou, bez jakýchkoliv postupných kroků a aniž by fakticky mělo regulátora trhu!⁸⁷ A nejen to. Okamžitě po otevření trhu došlo k výrazným poklesům cen. Rozsah tohoto poklesu neočekávali snad ani ti největší optimisté – v Německu o 30 až 40 % pro všechny skupiny zákazníků. K situaci právě v Německu se ještě podrobně vrátíme.

Tento vývoj byl překročením symbolického „mysu Bojador“⁸⁸ naší energetiky, neboť prokázal přímo u našich sousedů, kteří mají do značné míry podobnou strukturu energetiky (tj. nikoliv pouze ve „specifických“ zemích, jako je Velká Británie, severské země nebo Nový Zéland), že volný trh může nejenom fungovat spolehlivě a efektivně (z pohledu dodávek zákazníkovi), ale že i slibovaný pokles cen nebyl jenom akademickou iluzí.

Vývoj v jednotlivých státech EU je shrnut v obrázku 15. Jen pro naprostou úplnost je nutné se zmínit o mimoevropské situaci, byť ta ovlivňuje Evropu a naši republiku velmi zprostředkovaně. Spíše naopak, vývoj v Evropě a Evropská směrnice jsou referenčním bodem pro mnohé jiné i mimoevropské trhy. Plně otevřený elektroenergetický trh má již Chile⁸⁹, Argentina, části USA (liší se stát od státu⁹⁰), Nový Zéland a Austrálie. Podle vzoru EU se připravuje energetická legislativa v Jižní Koreji a Japonsku. Podle chilského a argentinského vzoru se zase upravuje legislativa v mnoha zemích Latinské Ameriky.

Již nyní se pracuje na směrnici nové, která zohlední revoluční změny, ke kterým došlo za posledních pár let v praxi. K jejím základním prvkům se vrátíme po výkladu současného stavu na evropském elektroenergetickém a plynárenském trhu.

Obrázek 15 Otevření elektroenergetického trhu v EU v roce 2000



Pokud jde o současné plány na další otevírání trhů, pak jsou shrnuty v obrázku 16.

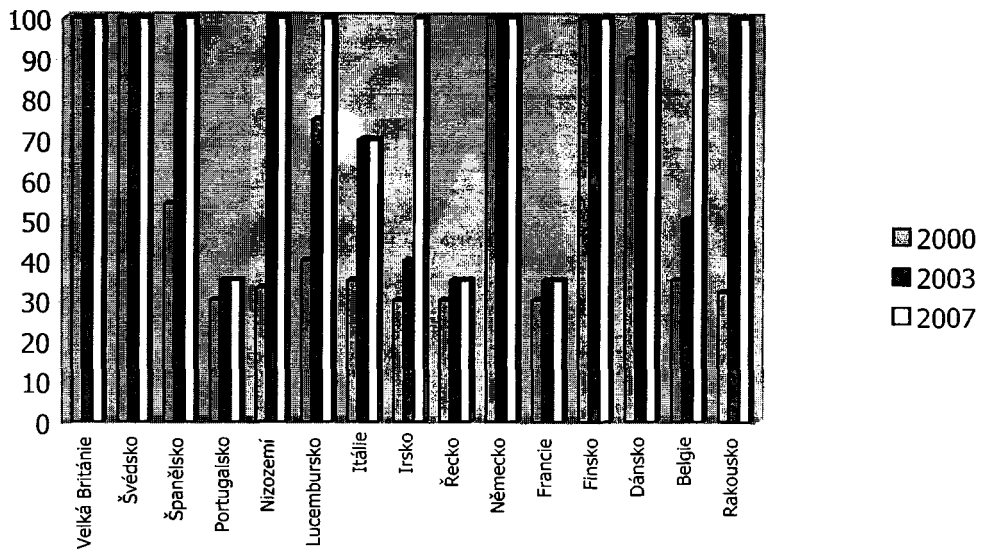
⁸⁷ Právě neexistence regulátora je častou výmluvou pro pomalý postup v České republice. V Německu teď fakticky existuje neregulovaný elektroenergetický trh (pokud nebudeme brát v úvahu regulaci všeobecnou – specializovaný úřad, který by se zabýval pouze regulací elektroenergetiky a např. stanovoval ceny za přenos a distribuci, neexistuje).

⁸⁸ Viz M. Zajíček: Konkurence v českém plynárenství, LI, 1999, str. 10, poznámka 17.

⁸⁹ Chile bylo světovým průkopníkem v liberalizaci a deregulaci elektroenergetiky, dokonce i před Velkou Británií.

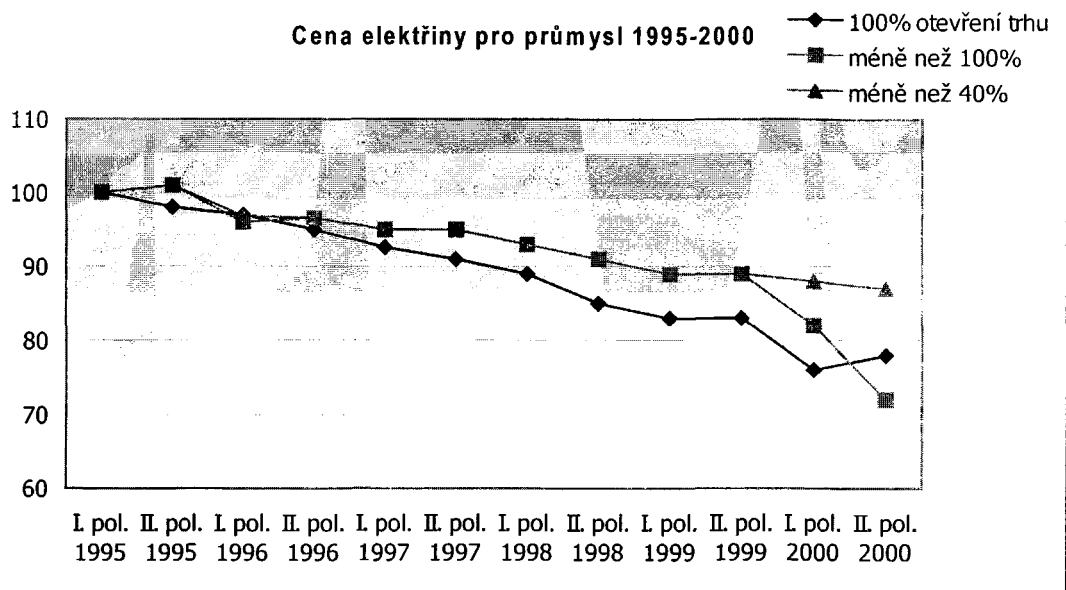
⁹⁰ O situaci na jednom konkrétním trhu – Kalifornii – jsme se již zmínili a ještě se k němu vrátíme v Dodatku B.

Obrázek 16 Plány na postupné otevírání elektroenergetického trhu v EU



V souvislosti s již zmíněným poklesem cen je možné sestavit následující graf, který jednoznačně ukazuje, že ceny elektřiny klesaly rychleji a podstatněji na více otevřených trzích.

Obrázek 17 Cenový vývoj v závislosti na míře otevření elektroenergetického trhu



4.3.2.1.2. Plynárenství

Stejně důležitým byl i posun směrem ke konkurenci i v plynárenství v okolních zemích, byť poněkud méně patrný než u elektroenergetiky, a to především v oblasti cen. O zkušenostech s deregulací v oblasti plynárenství je zatím možné v evropském, zvláště pak kontinentálním kontextu mluvit v omezenější míře, neboť směrnice upravující tuto oblast byla přijata oproti „elektroenergetické směrnici“ opožděně a je také mnohem opatrnější.⁹¹

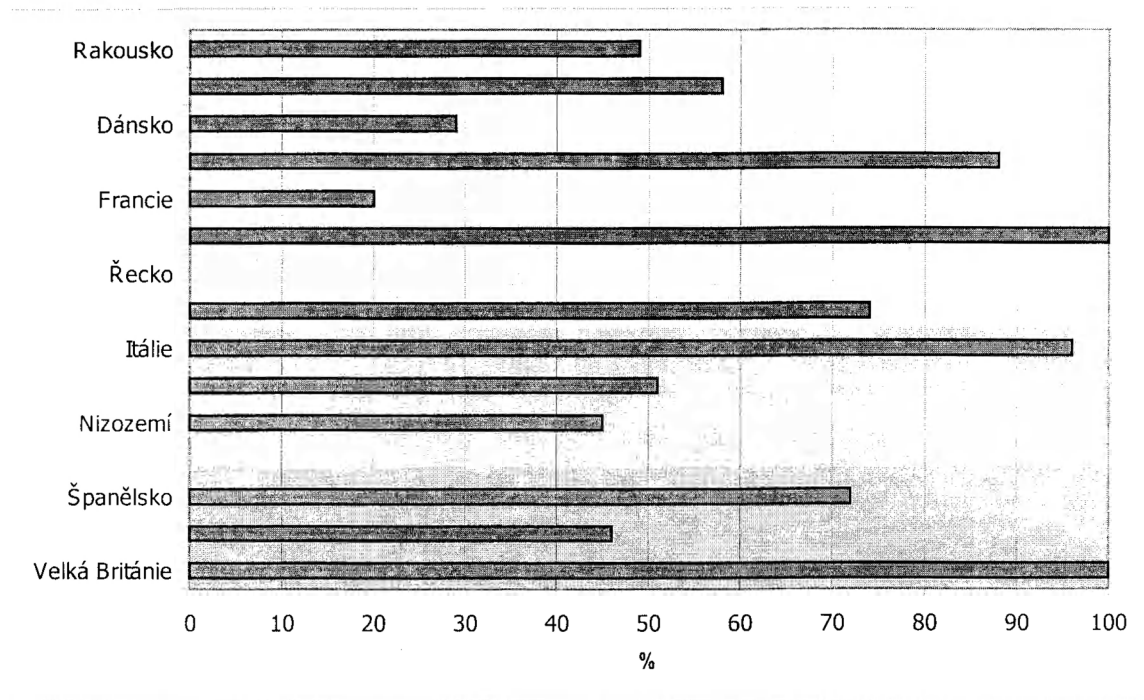
Rozhodný den účinnosti „plynárenské směrnice“ nastal 10. srpna 2000 (jakási obdoba 19. února 1999 na trhu s elektřinou). Stejně jako u elektřiny nastalo opět „nadměrné“ otevírání trhu nad požadovaná minima (tj. 20 % pro tento rok)⁹² a z hlediska procentuálního průměrného otevření trhu plynárenství dokonce překonalo energetiku,

⁹¹ Viz M. Zajíček: Konkurence v českém plynárenství - kapitola 5, LI, 1999.

⁹² Podrobný popis minimálních požadavků na otevření trhu je v M. Zajíček: Konkurence v českém plynárenství - kapitola 5, LI, 1999.

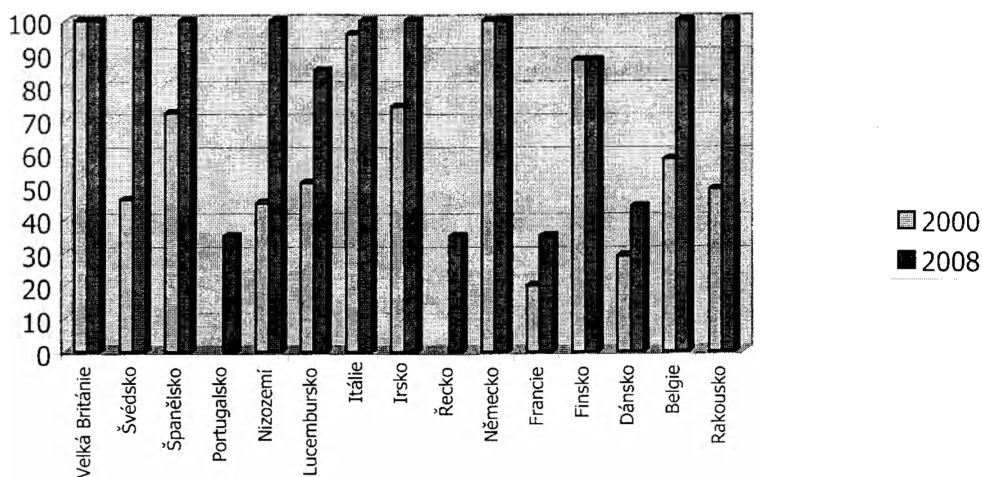
protože došlo k otevření asi 80 % plynárenského trhu EU. A opět došlo k nečekané „bombě“ a opět to bylo Německo, které stejně jako na elektroenergetickém trhu otevřelo plynárenský trh ze 100 %. A opět bez existence regulátora! Situaci na evropském plynárenském trhu popisuje obrázek 18.

Obrázek 18 Otevření plynárenského trhu v EU v roce 2000



Plně otevřený trh mají v současnosti pouze Velká Británie a Německo. Blízko úplnému otevření jsou také Finsko⁹³ a Itálie. Na následujícím grafu jsou zobrazeny současné plány na otevírání plynárenského trhu.

Obrázek 19 Plány na postupné otevírání plynárenského trhu v EU

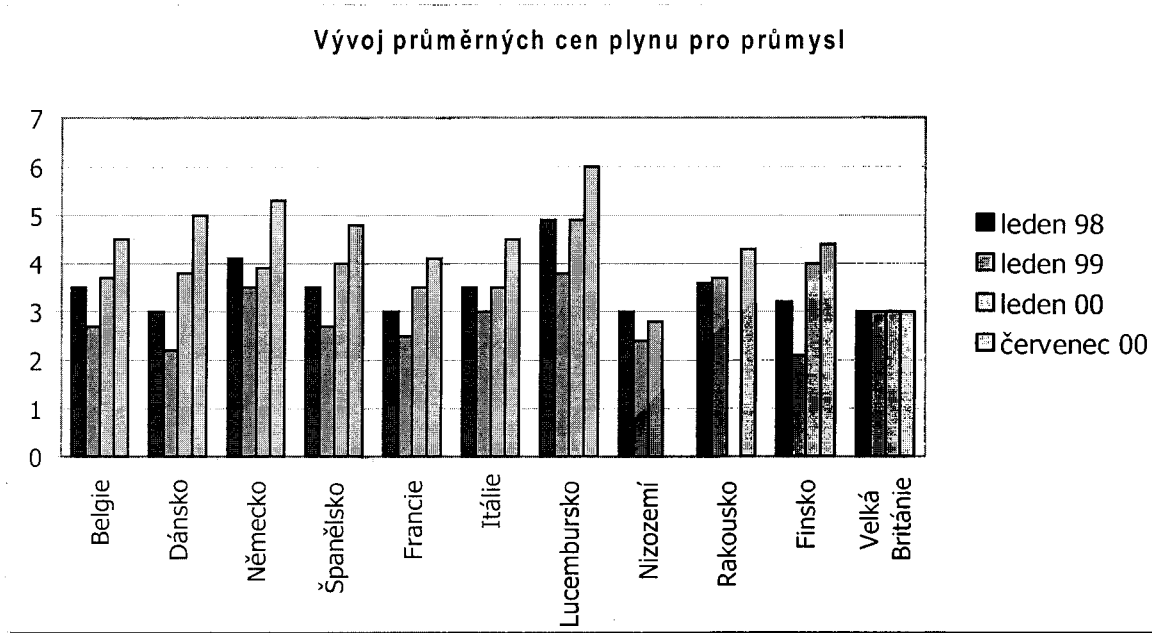


Avšak na rozdíl od elektroenergetického trhu po účinnosti Směrnice k žádným výrazným a nečekaným pohybům cen (mimo ty, které byly vyvolány pohybem cen ropy) nedošlo. Důvodem je především struktura plynárenského trhu, kdy cenu určují především dlouhodobé kontrakty a nikoliv spotové trhy, což bylo téma, kterým jsme se již podrobně zabývali výše. Přesto je i na plynárenském trhu v EU cítit pohyb, který postupně, byť pomaleji než

⁹³ Zde jen připomeňme velmi specifický trh Finska v minulé studii a to, že Finsko nevyužilo „únikovou“ formuli ve Směrnici, která umožňuje členskému státu, který není přímo napojen na propojenou soustavu jiného státu a který má pouze jednoho hlavního vnějšího dodavatele, zneplatnit některá ustanovení týkající se autorizace, otevírání trhu a zásobování přímými plynovody. Podrobněji viz kapitola 5.

v elektroenergetice, otupuje ostří pseudoargumentů odpůrců deregulace a liberalizace (opět je zde pro nás z psychologického hlediska důležitější především příklad Německa a Rakouska než Velké Británie nebo USA, kde je plynárenství deregulováno již od poloviny 90. let resp. od poloviny 80. let). Nicméně na grafu je jednoznačně vidět, že vliv liberalizace na dlouhodobé kontrakty, tj. na vazbu cen ropa – zemní plyn, je patrný. Ve Velké Británii, která začala s deregulací plynárenského trhu jako první a již v ní došlo k rozvoji spotového trhu a oslabení role dlouhodobých kontraktů, cena zemního plynu nijak nekopírovala cenu ropy.

Obrázek 20 Cenový vývoj v plynárenství po účinnosti Směrnice 98/30/EU



V souvislosti s trhem zemního plynu je nemožné se nezmínit o poměrně tragikomickém momentu, který nastal na konferenci „Stranded costs in the electricity sector and Commission proposals on completing the internal electricity market“⁹⁴, kdy zástupce Evropské komise pan Christopher Jones s vážnou tváří tvrdil, že v EU není na straně „upstream“⁹⁵ zemního plynu konkurence. A začal argumentovat – v USA je kolem 200 producentů zemního plynu, na rozdíl od Evropy, kdy existuje jeden ruský producent (Gazprom), jeden norský producent (vládou vlastněná skupina norských těžařů), de facto jeden nizozemský producent (Gasunie, která ovládá další holandské společnosti) a k tomu několik britských společností, a z tohoto důvodu je potřeba regulovat atd. Nevím, jestli je pan Jones plynář, ale zcela jistě není ekonom. Pokud bychom počítali s ním, pak se dostaneme ke čtyřem národním dodavatelům a několika britským, a to ještě pan Jones nezapočetl dodavatele LNG a nějaký tržní lem (tj. Maďarsko, Chorvatsko, Estonsko apod.) I podle statické neoklasické teorie konkurence je počet dodavatelů 4 dostatečně velký na to, abychom mluvili o konkurenci, která se blíží ve svých výsledcích modelu dokonalé konkurence. Jak to, že v Evropě podle Evropské komise neexistuje konkurence? Pokud plynárenský trh v Evropě není konkurenční, pak který trh je? Tato ukázka (a poskytneme jich ještě více) způsobu uvažování úředníků v Evropské komisi by měla být varováním pro všechny, kdo si myslí, že úředníci se u nás a v EU liší. Jejich snahou je opět jen regulovat, regulovat... Po této ukázce nás také nepřekvapí, když stejný člověk suverénně prohlašuje, že „žádný ekonom nepochybuje, že přenos elektřiny je perfektním přirozeným monopolem“. Josef Goebbels by se nemusel stydět za větší lež, která se stonásobným opakováním stává „pravdou“, resp. jí hodně lidí začne věřit⁹⁶.

4.3.2.1.3. Návrhy nové energetické směrnice

Pokud se týká dalšího vývoje na energetických trzích v EU, tak rozhodujícím právním dokumentem na tomto poli bude nová směrnice upravující pravidla jak na elektroenergetickém, tak na plynárenském trhu. Obloukem se tak EU vrátila k původní myšlence. První směrnice byly také připravovány společně pro oba trhy – elektroenergetický a plynárenský, ale díky odlišným názorům a zájmovým skupinám byly oba trhy nakonec upraveny odděleně⁹⁷.

⁹⁴ Praha 26. – 27. 4. 2001, Ministerstvo průmyslu a obchodu.

⁹⁵ Tj. na straně produkce zemního plynu; analogicky „downstream“ je distribuce. Vítejte v plynárenském ptydepe.

⁹⁶ Podrobný popis problematiky přirozených monopolů lze nalézt v M. Zajíček: Konkurence v českém plynárenství – Dodatek A, LI, 1999.

⁹⁷ Podrobný popis geneze minulých směrnic lze najít v M. Zajíček: Konkurence v českém plynárenství – kapitola 5. LI. 1999.

V současné době se uvažuje o společné směrnici, která by nahradila dnes již zastaralé a neaktuální klíčové směrnice 96/92/EEC (elektroenergetická) a 98/30/EU (plynárenská). Již proběhlo veřejné slyšení nad jejími hlavními body (14. 9. 2000), na kterém se zainteresované strany snažily dopracovat k nějakému konsensu. Ačkoliv se dá o konečné znění směrnice očekávat ještě mnoho bojů a konfliktů, a stejně tak bude jako každý dokument EU obsahovat mnoho únikových klauzulí, pak je již dnes možné mluvit alespoň o jejich známých hlavních rysech.

Co tedy bude vyžadovat Evropská komise:

- úplné otevření elektroenergetického a plynárenského trhu do roku 2005 pro všechny zákazníky;
- úplné otevření elektroenergetického trhu do roku 2003 pro všechny průmyslové zákazníky;
- úplné otevření plynárenského trhu do roku 2004 pro všechny průmyslové zákazníky;
- vyšší požadavky na „unbundling“ neboli oddělení distribuce, přenosu, výroby a obchodu s tím, že minimálním požadavkem je funkční a právní oddělení tzv. nezávislého operátora systému – v podstatě se jedná o požadavek na to, aby přenosové, tranzitní a stejně tak distribuční sítě byly samostatnými společnostmi s tím, že pro malé distribuční systémy (do 100000 zákazníků) může být povolena výjimka;
- posílení role „nezávislého“ regulátora, v němž slovo „nezávislý“ má podle Evropské komise vyjadřovat nezávislost na regulovaných odvětvích, a který má být nadán určitými minimálními kompetencemi, jako jsou stanovování tarifů za přenos, tranzit a distribuci, schopnost a pravomoc implementovat nařízení Evropské směrnice apod.;
- zvýšení veřejné služby a kvalitativních standardů, což znamená především povinnost univerzální služby (neboli povinnost zásobovat všechny zákazníky za přiměřenou cenu), ochrana některých zranitelných skupin zákazníků (jako jsou třeba důchodci, nemocní lidé, nezaměstnaní apod.), vyšší ochranu práv spotřebitelů atd.

Již z řečeného je patrné, že Evropská komise plně pokračuje ve svém reregulačním duchu a o skutečnou liberalizaci a deregulaci, jak jsme již několikrát naznačili, se v žádném případě nejedná. Navíc, mnohé z toho, co se stalo v SRN, je jí velmi nepříjemné, a proto se do SRN nyní podíváme.

4.3.2.1.4. Vývoj elektroenergetického trhu v SRN

Protože je vývoj německého trhu pro nás nejdůležitější nejenom kvůli sporům s Evropskou komisí, ale především pro jeho blízkost, příbuznost a hlavně pro psychologický efekt, pak se na některé aspekty jeho deregulace a liberalizace podíváme blíže a podrobněji. Jak již bylo řečeno, 19. února 1999 došlo poměrně překvapivě k otevření celého elektroenergetického trhu v SRN naráz. Tento krok měl několik zajímavých důsledků, které se pokusíme popsat⁹⁸.

Pokles cen

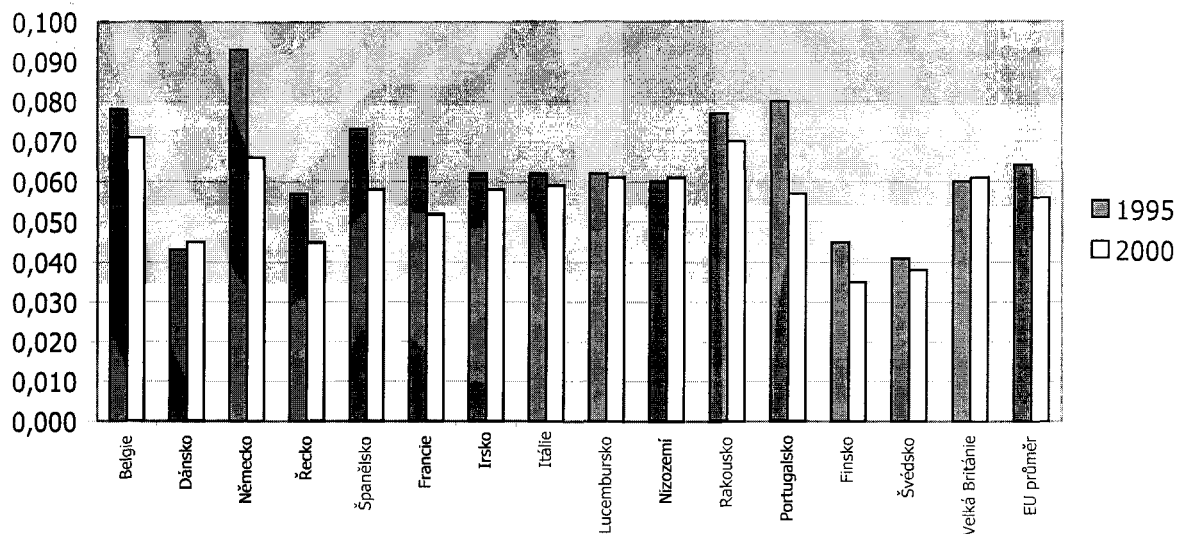
Jak již bylo zdůrazněno, hlavním a viditelným efektem byl pokles cen, a to pro všechny kategorie zákazníků v celkové míře asi 30 – 50 %. Co je ale také nutné říci, tento pokles byl především vyvolán poklesem ceny za silovou elektřinu. Na obrázku 21 nalezneme cenový vývoj u elektřiny v průmyslu v jednotlivých zemích EU. Všimněme si, že pokles cen pro průmyslové zákazníky byl největší v SRN. Zde je nutné dodat, že Švédsko a UK zažily největší poklesy cen po provedení deregulace na počátku 90. let, a proto se tyto dvě země nedají se zbytkem EU srovnávat. V každém případě největší pokles cen zaznamenalo SRN, které jako jediné zvolilo sjednaný TPA namísto regulovaného TPA, který je typický pro všechny ostatní země EU. K německému modelu je nutné říci, že se nejedná o „čistý“ negTPA, protože dohodnuté ceny za přenos a distribuci jsou zveřejňovány, ale jsou pro každého zákazníka jiné. Navíc, základem německého systému je dohoda „Verbändevereinbarung Strom II“, která byla uzavřena pod patronací Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.v. (neboli VIK) a která reguluje přístup k sítím s elektřinou. Ale o výši ceny za přenos a distribuci rozhoduje v SRN na rozdíl od všech ostatních zemí EU především dohoda mezi vlastníkem sítě a dodavatelem elektřiny – a tento systém funguje velmi dobře. Je paradoxní, že právě toto se nelíbí Evropské komisi. A můžeme posloužit příkladem ze stejného soudku a zdroje jako v minulém případě (tj. pan Ch. Jones). Evropské komisi evidentně vadí, že občas se společnosti na německém trhu nepohodnou. Konkurenční boj je v praxi totiž směskou spolupráce a rivality a tak se občas stane, že některá společnost získá v SRN přístup do sítě bez problémů a jiná společnost nikoliv. A to se stalo právě Enronu, který chtěl použít plynárenskou distribuční soustavu jiného vlastníka a ten si naučtoval velmi vysoké poplatky – v podstatě by se jimi daná soustava zaplatila za tři roky. Z obchodu tedy sešlo a to přivádí úředníky Komise k šílenství. Měli bychom se ale těchto úředníků ptát, zda-li se nebudou zpěčovat nás ubytovat ve svém bytě za nějakou regulovanou cenu. Principiálně se totiž jedná o totéž – o využití cizího majetku. Buď se s majitelem dohodnu, a nebo ne. A klíčovou součástí dohody je cena. Enron se tehdy nedohodl, dohodl se někdo jiný. Co je jakémukoliv úředníku po tom.

⁹⁸ Samozřejmě nepodáme vyčerpávající popis, ale soustředíme se pouze na klíčové změny.

Stejným stylem jako otevření trhu s elektřinou proběhlo i otevření trhu s plynem, kdy SRN opět preferovalo negTPA před regTPA a opět se tak vyčlenilo z řady ostatních zemí EU (i když v oblasti plynu si negTPA zvolily i jiné země jako Francie, Nizozemí nebo Belgie. Opět byla uzavřena dohoda o přístupu k sítím pod názvem „Verbändevereinbarung Erdgas I“ (4. 7. 2000). Ale jak už bylo nejednou poznamenáno, pak díky vazbě cen ropy a zemního plynu byl vývoj na plynárenském trhu mnohem méně příznivý.

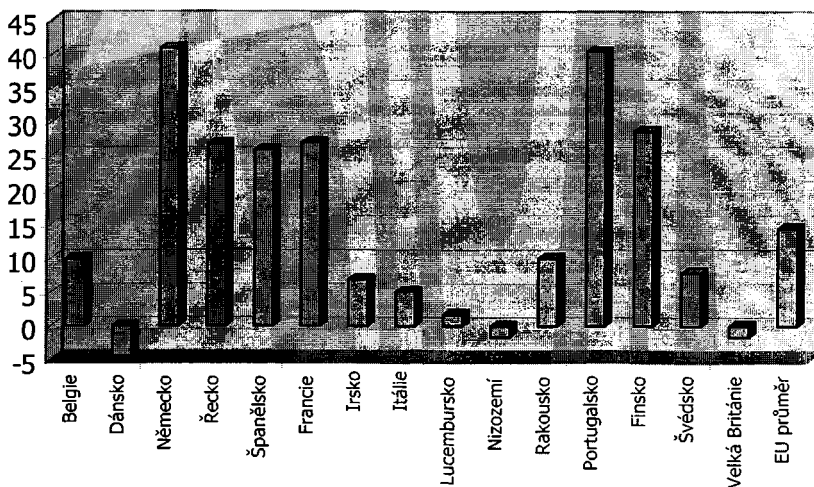
Obrázek 21 Ceny elektřiny pro průmysl

Vývoj průměrných cen elektřiny pro průmysl

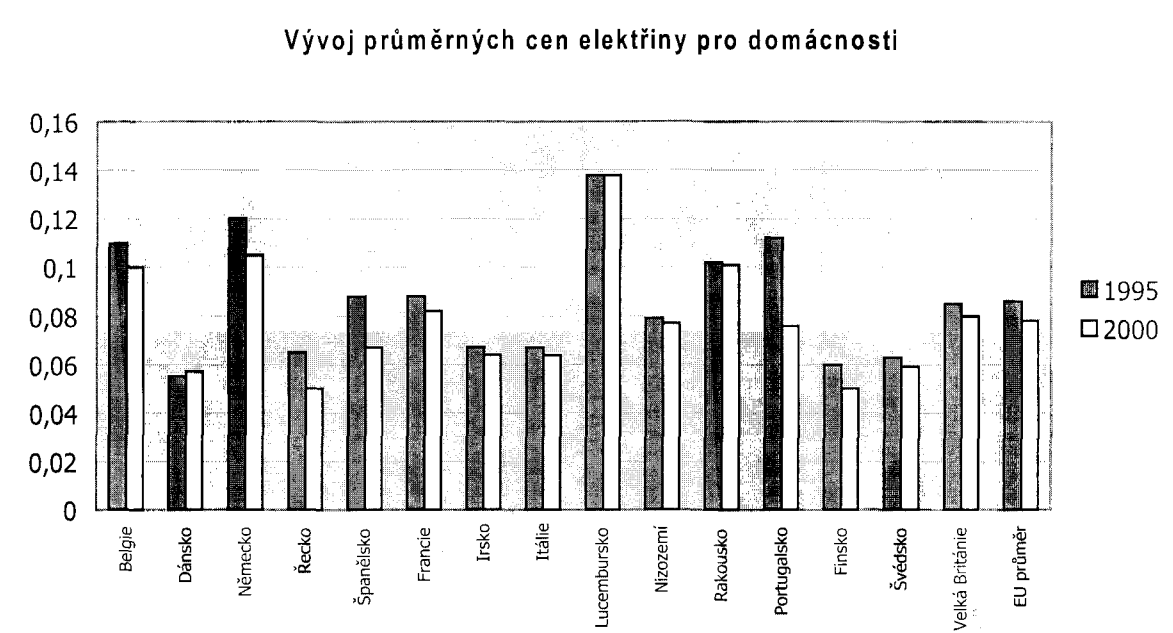


Pro vyjádření míry poklesu je možné se na tento graf podívat skrze procenta.

Obrázek 22 Procentní pokles cen elektřiny pro průmysl

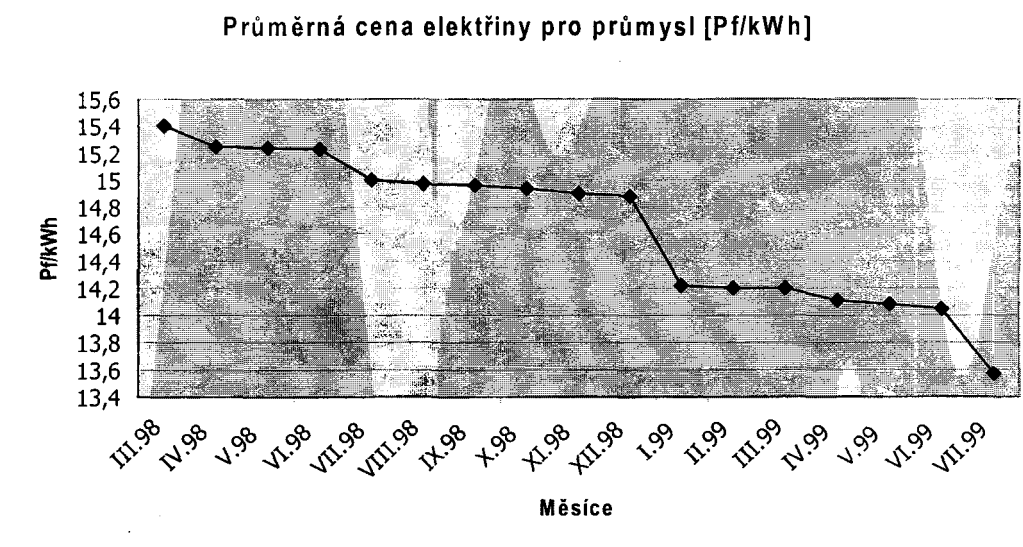


Obrázek 23 Ceny elektřiny pro domácnosti



Na pokles cen je možné se podívat ještě z jiného pohledu. Deregulační zákon byl schválen v SRN v dubnu 1998 s účinností od 19. února 1999. Ale ceny se začaly měnit nikoliv až po účinnosti deregulace, ale již po schválení zákona, což dokumentuje následující graf. Německé elektrárenské monopoly zkontrolovalo již vědomí, že vše *bude* jinak. I to je krásný příklad toho, že potenciální konkurence (ať už v čase nebo prostoru) je účinná a působí podobně jako konkurence skutečná.

Obrázek 24 Ceny elektřiny pro průmysl před a těsně po deregulaci



Jelikož ceny za distribuci, přenos a platby za poskytování systémových služeb se nijak významněji nezměnily, došlo k zajímavému jevu: jestliže před deregulací tvořila cena silové elektřiny zhruba 70 % celkové ceny, pak po deregulaci její podíl poklesl na 30 – 40 %. Čili ti producenti elektrické energie, kteří neměli a nemají ve vlastnictví distribuční nebo přenosové sítě a neposkytují systémové služby, začali mít velké problémy. Jelikož se zároveň jednalo také o teplárny s často kogenerační výrobou elektřiny a tepla, vynutili si vydání tzv. Teplárenského zákona alias KWK, který podrobně rozebereme za chvíli.

Konsolidace a zviditelňování odvětví

Dalším krokem, který zhoršil pozici některých menších společností, je probíhající konsolidace energetických společností. Asi největší změnou je vytvoření gigantu E.ON. Ale ani jiné společnosti nezůstávají pozadu – např. RWE.

Spolu s konsolidací probíhá i zviditelňování jednotlivých společností – ještě před několika lety by energetické manažery ani nenapadlo prosazovat jména svých společností stejně tak, jako to dělají např. Coca-cola nebo McDonalds. Nyní je situace naprosto jiná. Již zmíněný E.ON se stal hlavním sponzorem Borusie Dortmund a spolu se zviditelňováním pokračuje klasický konkurenční boj o zákazníky, stejně jako je vedou výrobci limonády.

Podobný vývoj bychom mohli čekat po deregulaci i u nás.

Vytvoření burz s elektrickou energií

Burza s elektrickou energií neboli pool neboli spotový trh je nezbytnou součástí energetické infrastruktury volného trhu, neboť působí jako mechanismus pro vyrovnávání nabídky a poptávky. V SRN vznikly dva pooly – ve Frankfurtu (EEX – European Energy Exchange, zahájila činnost 8. srpna 2000) a v Lipsku (LPX – Leipziger Power Exchange zahájila činnost v 14. června 2000). Právě spotové trhy hrají cenotvornou funkci a jsou bází pro stanovování ceny i u dlouhodobých smluv. A nejenom to, na burzách dochází k tomu, že finanční toky se mohou oddělit od toků fyzických, což má za následek rozvoj finančních instrumentů. A právě rozvoj finančních instrumentů umožňuje zajišťovat kontrakty proti nenadálým událostem (jako je třeba počasí), což přispívá k bezpečnosti investic a tím také dodávek. Vznik burz je tak veskrze pozitivním jevem⁹⁹.

Teplárenský zákon neboli KWK (=Kraft-Warme-Kopplung Gesetz) ze 14. května 2000

Jedná se o veskrze účelový zákon, který má za úkol pomoci přežít některým ohroženým subjektům. Schválen byl v květnu 2000 s platností od roku 2001 na následující čtyři roky. Stanovuje se v něm povinnost výkupu elektrické energie z komunálních a městských tepláren za pevně stanovenou cenu 9 feniků/kWh (asi 1,70 Kč/kWh) s tím, že tato výkupní cena bude každý následující rok klesat o jeden fenik. Tato povinnost je uvalena na distribuční společnosti, k jejichž sítím jsou jednotlivé teplárny připojeny. Ty distribuční společnosti, které mají na svém území malé množství tepláren, jsou podle tohoto zákona nuceny platit vyrovnávací příspěvek těm společnostem, které jich naopak na svém území mají větší množství. Zvýšení cen nakonec samozřejmě zaplatí spotřebitel.

V této souvislosti je dobré se zmínit o postoji VIK nejenom k Teplárenskému zákonu. Obecně by se toto stanovisko dalo charakterizovat jako upozornění na nebezpečí, které hrozí liberalizaci v SRN v souvislosti s některými politicky motivovanými rozhodnutími, jejichž důsledkem bude především zdražení elektřiny¹⁰⁰ pro zákazníky. VIK vidí největší nebezpečí ve čtyřech okolnostech:

- Platnost Teplárenského zákona, který znamenal zdražení elektřiny v průměru o 1 fenik na kWh.;
- Platnost Zákona o přednosti obnovitelných zdrojů energie (neboli EEG = Erneuerbarer Energien Gesetz) z 29. března 2000;
- energetické daně v rámci ekologických daňových reforem (platné od 1. 1. 2001);
- omezování jaderné energie.

Právě s posledním bodem souvisí snad nejkontroverznější stavba v 90. letech u nás.

Stavba JETE

Problematiku JETE uvádíme v mezinárodní části, neboť se z jejího dokončení stal především mezinárodní problém. JETE byla velkou zábou na prameni, která bránila jakékoliv změně. Již dnes se jednoznačně ukázalo, že tvrzení „V české elektroenergetice bude možný posun vpřed, pouze pokud se vyřeší uspokojivým způsobem otázka JETE“¹⁰¹, bylo pravdivé. Po památném hlasování vlády na jaře 1999, kdy dokončení JETE ve vládě těsně zvítězilo

⁹⁹ Vedle burz pro elektřinu v SRN vznikly samozřejmě i elektroenergetické burzy i jinde: Electricity Pool pro Anglii a Wales (již z roku 1992), NordPool pro Severní Evropu (Švédsko, Norsko, Finsko, Dánsko a Rusko – již od roku 1996), Amsterdam Power Exchange (APE), REN v Portugalsku a třeba GIELDA v Polsku.

¹⁰⁰ Viz Dr. Hans-Jürgen Budde: Zkušenosti s otevřením trhu v SRN a nutná následná opatření, In: Sborník materiálů V. konference energetických manažerů, Praha, 7. – 8. března 2001, a Pavel Erban: Postup vytváření volného trhu s elektřinou v SRN, Energetika 1/2001, str. 32 - 33.

¹⁰¹ Viz. M. Zajíček: Zaostřeno na ... Jaderná energetika ČR, LI, únor 1999. Zde si dovoluji malou odbočku. Doporučením zmíněného materiálu bylo: „Privatizujte JETE a soukromý vlastník si sám rozhodne. A pokud už musí rozhodnout vláda, pak by bylo lepší stavbu zastavit, pokud se radikálně nezmění situace ve stavebním postupu“. Privatizací ČEZ dojde k uhrazení stranded costs v JETE de facto její privatizací skrze ČEZ. Škoda jen, že se toto již nestalo dávno.

11:8, „položením hlavy ministra Grégra na špalek“ za včasné dokončení JETE, personálních změnách v ČEZ z léta a podzimu 1998 a změně regulace započítávání stavby JETE do předacích cen z roku 1998 došlo ke zvratu ve stavbě JETE a stavba se poprvé v zásadě přiblížila ke svému dokončení. JETE byla nakonec povolena a spuštěna do nekomerčního testovacího provozu, kde se objevily velké problémy s turbínou. Dokončení nebo ukončení stavby JETE sejme jeden obrovský balvan pro budoucího investora do ČEZ, neboť nový vlastník ČEZ zaplatí její tržní cenu (zprostředkovaně v ceně za ČEZ) s tím, že utopené náklady jej nemusí a nebudou zajímat. Tím se mnohé v české energetice vyjasní.

Pokud je překvapivé, že z faktorů, které ovlivnily změnu v postoji k energetickým síťovým odvětvím, jsme se nejvíce věnovali faktorům politickým (které v této souvislosti skutečně považujeme za klíčové a rozhodující, ať už vnitřní nebo vnější – vývoj v EU), pak to může být vysvětleno především tím, že základní tezí této práce bylo tvrzení, že uvolnění trhu a liberalizace v síťových odvětvích je především politické rozhodnutí a nikoliv technologická či ekonomická záležitost. Byl samozřejmě politické rozhodnutí může být technologickými a ekonomickými faktory ovlivněno a naopak samo na technologii a ekonomiku působí – viz např. dodatek A o mikro-generaci.

Konec jádra v SRN?

Jako úplný doplněk mezinárodních faktorů ovlivňujících českou energetiku je již zmíněné uzavření dohody o ukončení jaderného programu v SRN. Novinové titulky totiž před několika měsíci rozhlásily do celého světa, že vládnoucí rudozelená koalice dosáhla svého – jádro v Německu končí, alespoň prozatím. Ale je tomu skutečně tak? Jak dlouho bude trvat tento konec? A za jakých podmínek bude proveden?

Jednání předcházející dohodě mezi výrobci elektřiny z jádra čili E.ON, RWE, EnBW a VEW (dnes součást RWE) a německou vládou nebyla jednoduchá a byla dlouhá – táhla se osmnáct měsíců. Byla úspěšně završena v polovině roku 2000.

Podstatou dohody je závazek vlády, že se nebude plést do řízení jaderných elektráren, a naopak závazek energetických společností, že je postupně odstaví a nebude stavět nové. Nebyl stanoven žádný termín konečného odstavení jaderných elektráren, ale místo toho je stanoveno množství elektřiny, které ještě může každá jednotlivá jaderná elektrárna vyprodukovat. Dohromady se jedná o 2632,3 TWh, což pro představu znamená životnost asi 32 let pro každou jadernou elektrárnu při jejím vysokém využití. Společnosti si navíc vyjednaly značnou flexibilitu při nakládání s množstvím elektřiny připadajícím na jednotlivé elektrárny. Toto množství lze převést ze starších elektráren na modernější, což v praxi znamená, že životnost moderních bloků by v souladu s dohodou klidně mohla být mnohem delší než 32 let.

Druhou, méně známou částí dohody je omezení možnosti dodávat vyhořelé palivo k přepracování (britské BNFL a francouzské Cogema) na období do roku 2005, kdy končí platnost současných kontraktů. Tento zákaz prodloužení kontraktů v sobě nese i konec transportů vyhořelého paliva, neboť po vypršení smluv je budou energetické společnosti nuceny skladovat v meziskladech na území jaderných elektráren a později budou převezeny na místo dlouhodobého úložiště. Pokud jde o finance, pak mezisklady budou budovány a placeny jednotlivými firmami, stejně jako dlouhodobé úložiště, které ale bude provozováno vládou.

Přesto, že postupná likvidace jaderných elektráren a financování úložišť jaderného paliva bude znamenat pro jednotlivé společnosti nějaké náklady navíc, celkově se dá dohoda označit jako vítězství energetických společností. Vláda a speciálně ministerstvo životního prostředí ustoupilo v mnoha oblastech, za což byl Jürgen Trittin ze svých vlastních zelenostraničských řad kritizován.

V praxi tedy dohoda znamená, že německé energetické společnosti dostaly v podstatě volnou ruku a alespoň prozatím se fakticky nic nemění. Není možné se ovšem dohodě s takovým obsahem divit. Její horizont zdaleka přesahuje horizont politického života jakéhokoliv zúčastněného politika, na tak dlouhou dobu dopředu nelze dělat jakékoliv předpovědi o cenách čehokoliv a Německo je na elektřině z jádra klíčově závislé – kryje asi třetinu poptávky po elektřině v SRN.

Nejspokojeněji se asi musel tvářit zástupce E.ON, který je do atomového businessu zatažen nejvíce – jeho 11 jaderných elektráren (z celkového počtu 19) vytváří zhruba polovinu jeho produkce elektřiny.

A hlavně, kdo ví, co bude za dvacet let.

4.3.3. Nové tarify

4.3.3.1. Plyn

Jak jsme již podrobně rozebrali výše, celková cenová změna na evropském trhu s plynem zcela změnila situaci Transgasu a REGASŮ. Spolu s tímto vnějším cenovým vývojem došlo ke změnám v tarifní struktuře u nás. Nová tarifní struktura začala platit od 1. 1. 2000, a ačkoliv se jedná opět o polovičatou změnu, která neřeší žádný z podstatných problémů českého plynárenství, je to alespoň vykoupení správným směrem. Opět váhavé a opatrné, ale adresující alespoň ty nejhorší „úlety“ do té doby platného tarifního systému.

Co se tedy především změnilo? Obecně řečeno tarifní systém nám „zkošatěl“. Především přibyla nová tarifní kategorie – střední odběr (SO) pro spotřebu 60 – 400 tis. m³. Pro zákaznické kategorie SO a VO (velkoodběr) byly zavedeny letní a zimní ceny. Pro VO navíc platba za maximální den (superšpičkový tarif). Zajímavé je podívat se nikoliv na absolutní výši cen, ale na rozdíl mezi jednotlivými tarify, což je zachyceno v tabulce 6.

Tabulka 6 Rozdíly mezi letními a zimními cenami¹⁰²

%	do 31. 12. 1999	od 1. 1. 2000	Gaz de France
letní	100	100	100
pravidelný	100	106	107
špičkový	100	117	130
superšpičkový	100	135	170

Pro představu je nový tarifní systém porovnán v tabulce s obdobnými tarify Gaz de France, tj. také státního monopolu. Již na první pohled je vidět, že tarif GdF má větší rozptyl. Nicméně tarifní struktura jiného monopolu či cenové relace na jiném trhu NEJSOU a NEMĚLY by být vzorem k napodobení. Jakákoliv tarifní struktura je vždy jenom nedokonalým pokusem o nalezení něčeho, co administrativně nalezeno býti nemůže. Na volném trhu se skutečná cenová struktura určí hrou nabídky a poptávky. Do doby uvolnění trhu však jiná metoda než jakási reference k jiným podobným (ale spíše již liberalizovaným) trhům není. Cena se nedá spočítat (na rozdíl od explicitních nákladů, ale ty zase nejsou pro ekonomické rozhodování podstatné). Náš návrh na krátkodobou reformu tarifního systému¹⁰³ by alespoň přiblížil tarifní strukturu „realitě“ z pohledu těch, kdo plyn prodávají (tj. implicitním nákladům). Změna tarifů, ke které došlo, je sice polovičatá, ale jinak postupuje podobným směrem, byť opět pomaleji, nesměleji a opatrněji. Dalšími kroky v tarifní reformě¹⁰⁴, na kterých se shodnou snad všichni hráči na plynárenském trhu, jsou:

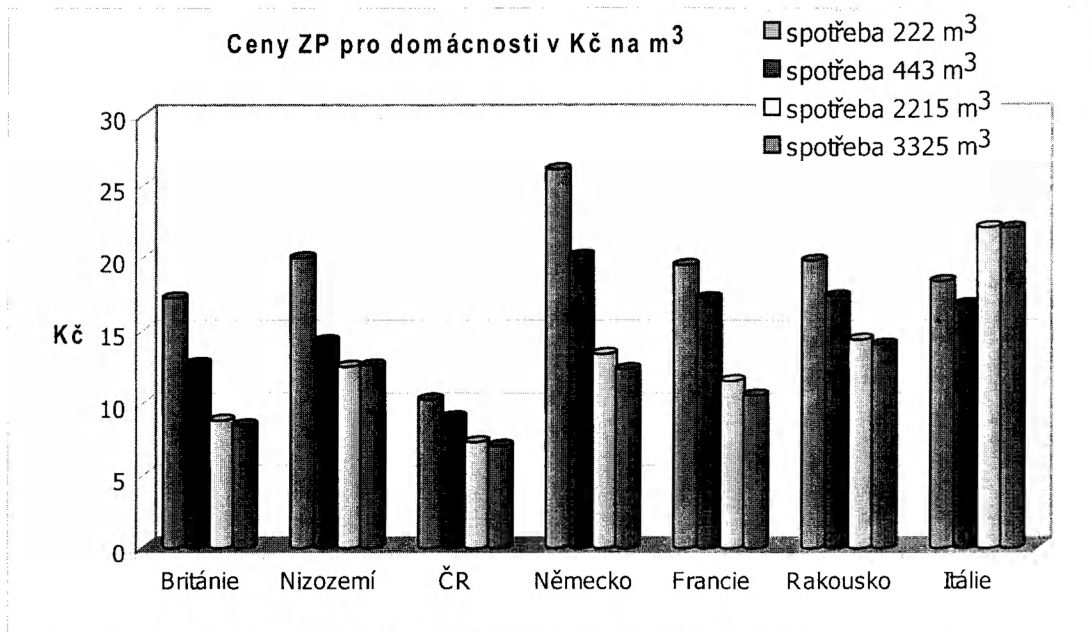
- zavedení zimních a letních cen i u MO (maloodběru),
- více diferencovat ceny pravidelného, sezónního, špičkového a superšpičkového odběru tak, aby více odražely nákladovou strukturu plynárenství (tj. jít v podstatě ve směru návrhu z kapitoly 8),
- zavedení množstevních slev alespoň u VO (tj. zákazníci s odběrem nad 400 tis. m³)
- individuální smlouvy pro největší odběratele
- postupný růst cen pro domácnosti (alespoň v krátkém období)
- stagnace cen pro VO

Do doby otevření trhu není jiné cesty než vylepšovat nezlepšitelné. Stejně tak orientační jako ve výše uvedeném případě je porovnání cen, které platí čeští maloodběratelé, s cenami pro maloodběr v zahraničí. Ale pro informaci je možné je uvést.

¹⁰² Zdroj: ENA, 2000.

¹⁰³ Viz M. Zajíček: Konkurence v českém plynárenství - kapitola 8.

¹⁰⁴ Jedná se samozřejmě o „zástupný“ problém, který se vyřeší tím, že se nechá volnost tržním silám. Ale do doby, než se tak stane – a jak to vypadá, tato doba nebude příliš krátká, je lepší postupit alespoň při řešení dílčích a krátkodobých problémů. Optimálním se ale i nadále jeví reformovat tarify podle našeho návrhu.

Obrázek 25 Ceny zemního plynu pro maloobdávatele¹⁰⁵

Poněkud komplikovanější situace je na českém trhu s elektrickou energií.

4.3.3.2. Elektroenergetika¹⁰⁶

Stejně jako v plynárenství došlo k významným změnám v cenovém výměru (dnes už v cenovém rozhodnutí). Hlavní změny se týkaly části upravující předací ceny mezi ČEZ a REASy. Tyto změny byly natolik kontroverzní a vzbudily tolik odporu především na straně některých IPPs, že ministerstvo financí odmítlo tu část cenového výměru upravující předací ceny vydat, dokud se všechny zainteresované strany nedohodnou. Toto se stalo na přelomu listopadu a prosince 2000. MF jednoznačně hrálo na čas, protože vědělo, že dnem 1. 1. 2001 mu končí pravomoc určovat ceny energií a přechází na ERÚ. ERÚ skutečně 5. 1. 2001 vydal své první cenové rozhodnutí upravující vztahy mezi REASy a ČEZ. Jeho znění však bylo takové, jaké navrhlo MPO. Skutečně svým prvním rozhodnutím ERÚ potvrdil, že jeho nezávislost je minimálně sporná.

Dalším zajímavým aspektem cenového výměru je to, že ačkoliv teoreticky reguluje pouze vztahy mezi REASy, ČEZ a ČEPS, pak fakticky ovlivňuje i vztahy IPPs a REASů. To se samozřejmě dělo neustále, protože předací ceny byly horní hranicí pro ceny IPPs, která pro ně byla nepřekročitelná. Nicméně cenové rozhodnutí z letošního ledna změnilo situaci na elektroenergetickém trhu mnohem významněji – především díky nově zavedené položce „platby za systémové služby“, která do něj byla vložena v rámci „přibližování se k EU“, „přípravy na otevření trhu“ či v rámci proklamovaného „unbundlingu“. Systémově je unbundling relativně správné řešení (pokud se dohodneme na tom, že TPA je politickou nezbytností), ale jak jsme již několikrát zdůraznili, pak „the devil is in details“. A čertových kopytek bylo okolo cenového výměru zakopáno několik. Pojďme se na ně podívat podrobněji.

Nejdříve se podívejme na genezi názorů o tom, jak mají vypadat poplatky za systémové služby. Hlavním bodem, o který byla opřena argumentace MPO a později i ERÚ, je studie společnosti EGÚ Brno a. s. „Podklady pro stanovení sazeb za přenosové služby a sazeb za systémové/podpůrné služby v roce 2001“. Pokusíme se nejprve charakterizovat studii jako celek a poté zhodnotíme podrobněji její nejdůležitější části.

Studie EGÚ Brno

Studie je tradičně velmi kvalitní po technické stránce. Ale obecně se dá říci, že studie EGÚ chápe poskytování PpS a SS jako ryze technický a nikoliv jako ekonomický problém. Tj. jako technický fakt, nikoliv jako ekonomický fenomén¹⁰⁷, který je na elektroenergetickém trhu možné a žádoucí řešit tržním způsobem. Systémové služby, přenos a distribuce¹⁰⁸ elektřiny se ve světě stávají posledními místy, kde se mohou bývalí monopolisté pokusit

¹⁰⁵ Zdroj Transgas.

¹⁰⁶ Následující pasáž je částečnou replikací části studie M. Zajíček: Rozbor cenového výměru pro rok 2001, CityPlan spol. s r. o.

¹⁰⁷ Rozdílnost ekonomického a technického přístupu je zevrubně popsána v M. Zajíček – Konkurence v českém plynárenství – Dodatek A, LI, 1999.

¹⁰⁸ Toto tvrzení má obecnou platnost – u nás je situace zjednodušena tím, že přenos elektřiny je de facto mimo vnitřní velkoobchodní trh s elektřinou, a to díky své struktuře.

často s požehnáním nových či staronových regulátorů uhradit si svoje uvízlé náklady a obohacovat se i na převážně otevřeném elektroenergetickém trhu. V ČR situace v otevření trhu ještě nedospěla tak daleko, ale postup v liberalizaci (byť pomalý a váhavý) je neodvratný a tak je podstatné, jakým způsobem bude nastartován proces liberalizace a jak bude řešena problematika, která se přímo netýká silové elektřiny. Ve studii EGÚ a potažmo i v cenovém výměru zatím vítězí monopolní a technologický přístup na úkor tržního a ekonomického. Nicméně, jak už bylo několikrát zdůrazněno, stejný způsob regulace a stejné metody řízení jsou stejně neefektivní na tomto segmentu elektroenergetického trhu jako v oblasti silové elektřiny.

Studie velmi sofistikovaně používá metodu k ocenění nákladů poskytování podpůrných služeb (PpS), v jejímž základu není nic jiného než „Rate-of-Return regulation“. Jinými slovy, co jednou energetické společnosti utratí, to zákazník zaplatí, což je navíc příživeno ještě tím, že současná struktura elektroenergetické soustavy je brána jako nezměnitelná a implicitně i optimální, přestože díky dlouhotrvajícím regulacím může být (a ve skutečnosti je) značně neefektivní. De facto se nám do české elektroenergetiky vloudily stranded costs, byť oknem, nikoliv dveřmi.

Metoda řešení („metoda ztráty příležitosti za existence cenotvorného trhu na bázi organizovaného krátkodobého obchodu“) je pro ocenění na simulovaném modelu elektrizační soustavy sice správná, ale studie využívá především „metody“ černé skříňky, kterou v ní hraje jinak velmi kvalitní program MAES (simulační model provozu elektrizační soustavy), a tak je možné dostat se k některým překvapivým závěrům ohledně oceňování některých PpS. V některých částech není možné studii nic vytknout: to se týká především ocenění primární regulace (PR) a ocenění sekundární regulační zálohy (SZRZ). Ovšem v některých částech je možné se studií přímo polemizovat: ocenění nákladů na dispečerskou zálohu (DZ), kde není jasné, proč by se mělo k výpočtu reprodukčních nákladů využívat nákladů na dražší technologii. Ale v některých částech není možné se studií nepolemizovat: ocenění sekundární regulační zálohy točivé (SRTZ) a terciární regulační zálohy (TRZ).

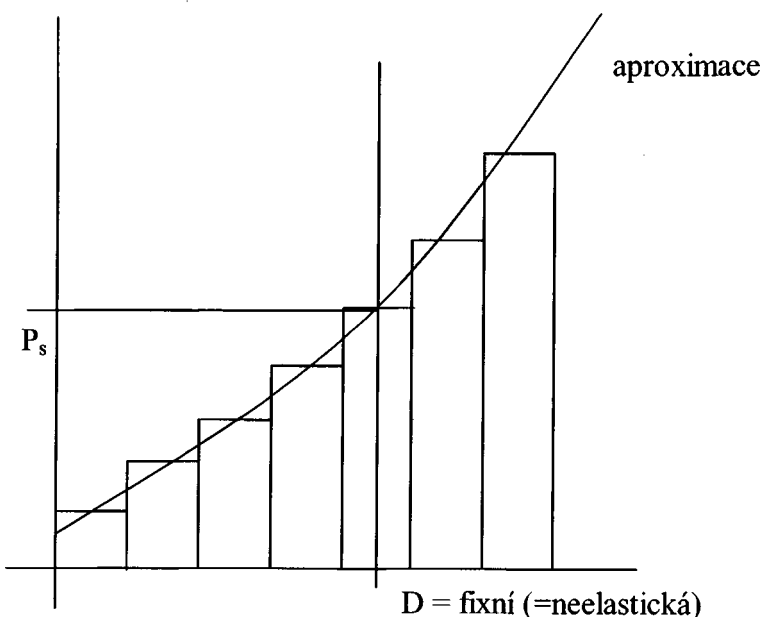
Nebudeme zabíhat do přílišných technických detailů, a proto pouze shrneme výsledky studie a hlavní námítky proti nim. Nejprve se podíváme na obecné pojetí regulace elektrizační soustavy a stanovování cen.

Způsob pojetí regulace a stanovení cen

Základní metodou pro stanovení cen je ve studii simulovaný trh (pomocí programu MAES) se systémovými službami, který má ale některá specifika. Zprvu, poptávku na tomto trhu určuje pouze jediný nakupující podpůrných služeb na základě svého odhadu jejich potřeby. Tj. poptávka je v daný moment naprosto neelastická (tj. vertikála na grafu poptávky a nabídky).

Nabídková křivka je tvořena jednotlivými po sobě řazenými nabídkami zdrojů podle nabídkových cen. Místo, kde se obě křivky protnou, vytvoří tržní cenu.

Obrázek 26 Trh se systémovými službami



Problém s tímto pojetím trhu je především poptávková strana. Do „technologické“ (tj. do poptávky) potřeby je možné zahrnout více zdrojů, než je bezpodmínečně nutné pro bezporuchový chod elektrizační soustavy (ES). Je zde

samozřejmě určitý strop, neboť příliš vysoká cena za SS by snížila i poptávku po silové elektřině samotné. Nicméně je tu značný prostor pro dosahování monopolního zisku.

Právě zahrnováním příliš vysokých rezervních výkonů do poptávky po PpS je možné dosáhnout uhrazení stranded costs, které by jinak zůstaly na bedrech těch, kteří je v minulosti vynaložili – viz výše. Zahrnování stranded costs do SS je způsob, jak si vytvořit finanční rezervy, a z hlediska státu, jak vylepšit postavení privatizované společnosti (tj. ČEZ). Tuto hypotézu by mohl potvrzovat i způsob rozdělení trhu PpS na rok 2001, jak bude popsán později.

Již jsme se zmínili, že základním problémem je konstrukce poptávky – platí, že čím větší je neelastická technologická poptávka po PpS, tím větší náklady jejich poskytování a tím větší úhrada stranded costs. Naopak, strana jejich nabídky je neméně důležitá - ke zvýšení požadované ceny (tj. nákladů na poskytování PpS) je možné využít i zdůrazňování špatné struktury zdrojů (tj. vysoký podíl neregulovaných a nepružných zdrojů). Nejúčinnějším prostředkem je však „vhodné“ používání reprodukčních nákladů na obnovu nevyhovující struktury zdrojů. Obecně nelze proti používání reprodukčních nákladů nic namítat. Pokud se ovšem začnou používat reprodukční náklady stávajícího stavu, pak se jedná o něco jiného. Předjímá se tím rozhodnutí investorů, neboť nikdo nemůže tvrdit, že současná struktura zdrojů je optimální a že se novými investicemi nezmění! Naopak všichni (i MPO) se shodnou, že naše struktura zdrojů optimální není. Proto není důvod používat reprodukční náklady současné struktury české elektroenergetiky. Je mnohem systémovější používat reprodukční náklady nejlavnějšího možného zdroje, pokud již chceme oprávněně náklady počítat. V následujícím probereme jednotlivé PpS a vyjádříme se k jejich ocenění.

Ocenění podle reprodukčních nákladů bylo zvoleno pro tzv. netočivé PpS – tj. pro SRZR a DZ, kdy jako oceňovací základ byly zvoleny reprodukční náklady marginálního zdroje. Pro nový plynový zdroj (kombinovaný PPC) se uvažuje se stálými vlastními náklady 1319 Kč/kW, tj. 1,319 mil. Kč na MW za rok. Pro klasický kondenzační blok se uvažuje se stálými vlastními náklady 2481 Kč/kW, tj. 2,481 mil. Kč na MW za rok, což jsou rozumná čísla.

Avšak regulátor trhu ani jeho operátor tu nejsou od toho, aby určovali strukturu zdrojů. Proto při oceňování PpS by mělo být irelevantní, jaká je současná struktura elektroenergetického trhu a zdrojů na něm. Utopené náklady nehrají při rozhodování ekonomických subjektů žádnou roli – klíčové jsou marginální náklady, které mohou být vyjádřeny jako náklady obětované příležitosti. Z toho důvodu nemůžeme souhlasit se stanovením reprodukčních nákladů v kategorii DZ na 226 Kč/MW_{inst.} a hod. Proč by měl regulátor implicitně rozhodovat o tom, jaký zdroj bude určovat marginální cenu DZ? Není sebemenší důvod, proč by to měl být zdroj na hnědé uhlí. Pokud to vyplývá ze současné struktury zdrojů napojených na ES ČR, pak by to nemělo být bráno v potaz. Není důvod hradit vyšší náklady než náklady na znovupořízení levnějšího zdroje – tj. kombinovaného PPC. Pokud taková platba neuhradí náklady na nový zdroj uhelný, pak prostě nebude nový zdroj na uhlí postaven. Ale to neznamená, že nebude stávající zdroj na uhlí použit na krytí potřeb DZ, neboť náklady na jeho postavení jsou již utopené. Možná též uvízlé, ale to regulátora nemusí a nesmí zajímat, protože tu není proto, aby zabezpečil výnosnost stávajícím podnikům a zdrojům. Pro DZ je plně dostačující stanovení ceny za instalovaný MW ve stejné výši jako u SRZR, tj. na 156 Kč/MW_{inst.} a hod.

Další tzv. točivé podpůrné služby byly oceněny pomocí modelu MAES. Nemůžeme hodnotit program MAES, a proto se soustředíme na nabídnuté výsledky simulace, která, jak se ukazuje, tvoří hlavní a podstatnou část nákladů na systémové služby.

Celková potřeba zdrojů pro primární regulaci vychází 296 mil. Kč na rok, což je akceptovatelná suma, neboť pro primární regulaci alespoň zpočátku nelze nevycházet ze současného stavu ES. Navíc pokud bychom si spočítali, kolik je reprodukční cena instalovaného výkonu požadovaného pro PR, pak bychom došli k číslu o pár halířů nižšímu než 154 Kč/MW_{inst.} a hodina, což je akceptovatelné.

To, co je naopak zářející, je suma potřebná pro zajištění TRZ plus, TRZ minus a SRZT, která byla spočítána na 6,309 mld. Kč. Tato částka je výsledkem zmíněné „černé skříňky“, která byla zkonstruována tak, aby vycházela ze současného stavu a struktury zdrojů. Podívejme se na ni poněkud z jiného pohledu. Vezměme maximum požadovaných instalovaných výkonů na jednotlivé služby (TRZ a SRZT) během roku a podívejme se, kolik je pak faktická platba reprodukčních nákladů na maximální požadované hodnoty této služby. Pokud je maximální platba 6,309 mld. Kč, pak platba na jednu hodinu požadovaného instalovaného výkonu během roku činí 720 tis. Kč. Maximální požadovaný výkon dosahuje 1700 MW (tato suma vznikla součtem maxim pro jednotlivé požadované PpS během roku v různých režimech, ačkoliv tato maxima nejsou zpravidla souběžná, ale pro ilustrativní výpočet je vhodné vytvořit tuto imaginární veličinu). Tzn. že na hodinu instalovaného výkonu připadá 423,5 Kč, neboli 3,711 mil. Kč na instalovanou MW marginálního zdroje za rok. Přitom, jak jsme již zmínili výše, stále vlastní náklady na pořízení uhelného zdroje jsou 2,481 mil. Kč na MW instalovaného výkonu a u plynového zdroje činí 1,319 mil. Kč na MW instalovaného výkonu. Za částku, kterou navrhuje studie EGÚ jako náklady zajištění TRZ a SRZT, bychom mohli postavit téměř trojnásobný záložní výkon v nových zdrojích (kombinovaný PPC), které by

zajistily maximální požadované roční hodnoty po celý rok! Nebo jinými slovy, za stejnou částku bychom pořídili stejný výkon záloh v nových uhelných elektrárnách jeden a půl krát!

Opět tedy můžeme použít naprosto stejnou argumentaci jako v předchozím případě. Regulátor není od toho, aby zajišťoval stávajícím účastníkům trhu výnos z jejich aktiv a platil jejich utopené náklady. Regulátor, pokud již existuje a má pravomoc regulovat ceny, tak má za úkol zajistit poskytování služby za co nejnižší, ale ekonomicky oprávněnou cenu. Tj. pokud jsou náklady na znovupořízení zdroje za současného stavu technologie 156 Kč/MW_{inst.} a hod. u kombinovaného PPC, pak maximální množství peněz, které by měl regulátor schválit k uhrazení TRZ a SRZT, činí 2,323 mld. Kč namísto navrhovaných 6,309 mld. Kč.

Srovnání návrhů EGÚ a maximálně přípustných uznatelných nákladů podle CityPlan (mil. Kč)

Objem finančních prostředků	PR	SRZT + TRZ	SR netočivá	DZ	energie v SR	Celkem
EGÚ	296	6309	850	750	100	8305
CityPlan	296	2323	850	470	100	4039

Na této tabulce je patrné, pokud to již nebylo jasné z textu, že položkou, která tvoří skutečný rozdíl, jsou točivé záložní výkony pro potřeby SR a TR. A že tím, co vytvořilo tento rozdíl, je strana nabídky podpůrných služeb.

Pro úplnou přesnost by se mělo dodat, že je otázkou, zda energie dodaná v rámci SR bude hrazena v rámci poplatků za systémové služby, nebo nikoliv. V případě, že ne, pak se od celkové částky nákladů na zajištění systémových služeb bude muset cena za dodanou energii odečíst.

Stanovení cen za SS

Po získání sumy potřebné k zaplacení požadovaných PpS je výpočet ceny za SS relativně jednoduchou záležitostí, byť, jak opět uvidíme a jak jsme v naprosté shodě se studií EGÚ, ne úplně nerozpornou.

Prvním problémem je, jak a kdo bude cenu platit. To je v současnosti nikoliv ekonomické, ale politické rozhodnutí. Náklady na poskytování SS jsou placeny pomocí poplatku („poštovní známka“) ke každé spotřebované MWh. Velikost této „poštovní známky“ lze stanovit velmi jednoduše: je to podíl sumy potřebné k pokrytí nákladů na PpS a celkové spotřeby elektrické energie v daném roce, resp. její predikce – už to je trochu problém, protože predikce zásadně nevycházejí. Dalším problémem je stanovení čitatele – viz výše. Ale ani stanovení jmenovatele není bez problémů, jak ještě uvidíme. Pro tento moment předpokládejme, že budeme uvažovat pouze spotřebu elektřiny v ČR, a to v hodnotě 52,827 TWh za rok 2001.

V tomto případě se cena za poskytování systémových služeb liší pouze tak, jak se liší uvažované náklady na PpS.

	„Poštovní známka“ za MWh za poskytování SS
EGÚ	157,22 Kč/MWh
CityPlan	76,46 Kč/MWh

K úpravě čitatele a jmenovatele tohoto zlomku se ještě vrátíme. Musíme však upozornit, že cena za SS, kterou jsme prezentovali v tabulce, je pouze maximální horní sazbou, neboť jsme uvažovali, že jako imaginární veličinu zastupující v ilustračních výpočtech požadavky na PpS vezmeme maxima z požadavků na PpS během roku. Tato maxima však zaprvé nejsou souběžná a za druhé je není potřeba držet po celý rok.

Další skupinou problému při počítání „poštovní známky“ je otázka jmenovatele, neboť existuje několik problematických míst. A zde často došlo k míchání dvou problémů. Za prvé se diskutovalo, kdo má platit za SS, a za druhé se diskutovalo, které dodatečné položky musí být do výpočetního vzorce zahrnuty.

První otázkou je zahraniční obchod – tj. import a export elektřiny, kde je sice správná teze autorů studie, že rozhodující skutečností je, na jaké straně hraničních profilů a v jaké míře jsou zajišťovány systémové služby v širším slova smyslu, tj. včetně SS nad jednu hodinu (SS v užším slova smyslu – tj. do jedné hodiny musí být poskytovány na obou částech profilu z technických důvodů). Duplicita těchto širších SS je skutečně nesmyslná a neekonomická. Jenomže tato ekonomicko technická logika se musí sklonit před administrativními překážkami. V naší ES se uvažuje pouze o širších SS. Proto, kdo je přířazován a galvanicky propojen s ES, pak musí tyto služby platit.

Pokud se jedná o dovozy do sítí VVN a VN, které nejsou vyděleny do ostrovního režimu, pak není možné tyto dovozy odlišit od dodávek jiného zdroje. A systémové služby se hradí za spotřebu, proto je u nich otázka poplatků za SS irelevantní stejně jako otázka zahrnutí do výpočetního vzorce, protože tam již skrze spotřebu zahrnuti jsou.

V případě exportu je situace jiná. Ať vývozce deklaruje cokoliv, jeho vývoz využívá systémových služeb a exportovaná elektřina by měla být zahrnuta do celkového výpočetního vzorce (to by částku za systémové služby snižovalo). A nejen do celkového výpočetního vzorce – zákazníci vývozce by měli systémové služby v naší přenosové soustavě také platit a to prostřednictvím vývozce. Jinak se obecně jedná o nepřijatelné zvýhodňování některých subjektů – tj. vývozců (zvl. se to pak týká jednoho velkého vývozce). Nutnost platit za systémové služby i u vývozu by byla zajímavým korektivem snah zvyšovat co nejvíce poplatky za ně.

Druhá otázka se týká závodních elektráren. Ty by měly samozřejmě, pokud nemají charakter ostrovních provozů, za svoji účelovou spotřebu platit, protože jsou přifázované a využívají všech výhod napojení na ES ČR (tj. kvalita elektřiny). Autogenerátoři také poplatky za SS platí za elektřinu spotřebovanou nad rámec vlastní výroby, protože je platí každý spotřebitel. Ale co je překvapivé, pak tato spotřeba nebyla zahrnuta do výpočetního vzorce a to neúměrně zvýšilo „poštovní známku“. Protože předpokládaný objem účelové spotřeby závodních elektráren v roce 2001 činí 7,604 TWh, což není malé číslo. Jak jsme již poukázali dříve, pak se jedná asi o 1/7 celkové spotřeby elektřiny. Pokud si budeme trochu hrát s čísly, pak lze sestavit následující tabulku.

Uvažované faktory		Cena SS za Kč/MWh	
		EGÚ	CityPlan
Finanční požadavky na zajištění SS	4,039 mld. Kč (CityPlan) 8,305 mld. Kč (EGÚ)		
Předpokládaná spotřeba elektřiny v roce 2001	52,827 TWh	157,21	76,46
Předpokládaná spotřeba – Účelová spotřeba závodních elektráren	52,827 – 7,604 TWh = 45,223 TWh	183,64	89,31
Předpokládaná spotřeba – Účelová spotřeba závodních elektráren + Export	52,827 – 7,604 + 12,4 TWh = 57,623 TWh	144,13	70,09
Předpokládaná spotřeba + Export	52,827 + 12,4 TWh = 65,227 TWh	127,32	61,92

Jak měla ČEPS postupovat

S ohledem na situaci v roce 2000 si dovolueme popsat postup, který by vedl k transparentnímu, nediskriminačnímu řešení problému poskytování PpS a který by zároveň byl dobrým výchozím předpokladem pro zahájení možného trhu s PpS a SS od 1. 1. 2002 a poskytl dostatek času pro jeho přípravu.

ČEPS měla vyhlásit veřejnou soutěž na poskytování PpS – tj. podle zákona 199/1994 Sb., což neudělala¹⁰⁹. Ve specifikaci podmínek by neměla být ustanovení obsahující minimální rozsah poskytování některých služeb (např. minimální úroveň nabízeného množství, která některé možné poskytovatele vyřazují z možnosti nabízet apod.) ani jiná diskriminační ustanovení. Po předložení a vyhodnocení nabídek by měly být uzavřeny smlouvy na poskytování PpS a podle potřebných finančních zdrojů a předpokládané poptávky v roce 2001 měla být stanovena cena za poskytování SS ve formě poplatku za jednu MWh. Vyhnuli bychom se tak diskusi o oprávněnosti nákladů, o utopených nákladech, stranded costs, nebo o studii EGÚ.

Zároveň by ČEPS měla začít s přípravou trhu s PpS tak, aby mohl být zahájen 1. 1. 2002 spolu s otevřením části elektroenergetického trhu. Princip by mohl být podobný jako při obchodování s regulačním výkonem na Nordpoolu. Tento trh by mohl vyřešit mnoho problémů zmíněných výše. Důležité je, že na tento trh by měli možnost přístupu i spotřebitelé, protože i ti mohou poskytovat některé podpůrné služby (např. snížení odběru, pokud je potřeba). Po vytvoření trhu s PpS a SS by cenová regulace na tomto segmentu elektroenergetického trhu mohla s okamžitou platností skončit. Na takovém trhu by se samozřejmě mohly podílet pouze ty subjekty, které by technicky mohly nabízet a poptávat PpS. Ostatní subjekty by přebíraly vytvořenou tržní cenu. Pokud by se pro ně ukázalo výhodným investovat do technologického zařízení pro poskytování PpS nebo pro poptávání SS (např. zavedení automatických regulátorů PR v teplárnách nebo dálkové vypínání elektrických spotřebičů z dispečinku či vypínání na jeho pokyn), pak by investice provedly. V opačném případě by se nechaly dále vést cenotvorným trhem.

¹⁰⁹ Nebudeme zde řešit právní otázku, zda-li tím neporušila zákon o zadávání veřejných zakázek, protože existují dva protichůdné právní názory k tomuto problému.

Fakticky proběhlo výběrové řízení jako neveřejné, kdy byly zaslány požadavky šesti předem vybraným zájemcům – viz text.

Podle zákona č. 199/1994 Sb. o zadávání veřejných zakázek ve znění pozdějších úprav a novel je nutné tento zákon aplikovat i na „zakázky pro nákup energie nebo paliv pro výrobu energie, jsou-li zadavateli výrobci, přepravci nebo distributoři elektřiny nebo tepla, přepravci nebo distributoři plynu nebo obchodní společnosti provádějící průzkum nebo těžbu ropy, plynu, uhlí nebo jiných paliv“ (§ 1, odstavec 1, písmeno s). ČEPS tedy měla povinnost vypsát veřejnou soutěž na nákup podpůrných služeb podle tohoto právního názoru. Jiný právní názor je, že ČEPS poskytuje služby a podle zákona o zadávání veřejných zakázek postupovat nemusí. Buď jak buď, ČEPS její postup nepřinesl žádnou vyšší důvěryhodnost pro ostatní hráče na trhu.

Místo veřejné soutěže poslal ČEPS šesti předem vybraným subjektům nabídku na nákup podpůrných služeb (ČEZ a. s., Elektrárny Opatovice a. s., Sokolovská uhelná a. s., Energotrans a. s., Moravskoslezské teplárny a. s., ECK Generating s. r. o.)¹¹⁰. Zdůvodnění výběru právě těchto šesti subjektů je následující: „ČEPS vybírá z okruhu poskytovatelů PpS, kteří je již dříve poskytovali nebo u nichž existuje předpoklad, že tyto služby budou schopni v roce 2001 poskytovat“¹¹¹. Hned v následující větě je explicitní potvrzení předchozího výkladu: „Tato výzva však není veřejným návrhem ve smyslu §276 Obchodního zákoníku, ani vyhlášením veřejné obchodní soutěže ve smyslu §281“¹¹². Takové odůvodnění je skutečně až kuriózní. Kdo si osoboval právo označit některé výrobce za natolik nedůvěryhodné, že „není odůvodněné předpokládat, že budou schopni poskytovat podpůrné služby“, na základě jakých kritérií? Jak již bylo zdůrazněno, možné porušení zákona není hlavním problémem zmíněného neveřejného návrhu. Hlavním problémem je ohrožení důvěry subjektů v ES ČR a v nediskriminační charakter činnosti ČEPS.

Jinak návrh je postaven zcela na bázi studie EGÚ, kterou jsme již charakterizovali výše. Předmětem návrhu se tak stávají podpůrné služby ve struktuře:

- primární regulace frekvence (PRZ)
- sekundární regulace výkonu bloku – točivá záloha (SRZT)
- sekundární regulace výkonu bloku – rychle startující záloha (10-ti minutová) (SRZR)
- terciární regulace výkonu bloku (TRZ)
- dispečerská záloha (DZ)

Platba je u všech druhů podpůrných služeb strukturována stejně, tj. smluvená cena je hrazena za každý MW a hodinu skutečně poskytnutého regulačního výkonu.

Poptáváno bylo 100 % PpS služeb pro 1. čtvrtletí a 80 % pro další tři s tím, že pro zbývající část budou vypisovány nové soutěže. Tento princip patrně vyjadřuje obavy z náběhu „nového“ systému poskytování systémových služeb a nakupování podpůrných služeb – tj. snahu, aby se změny, ke kterým dojde ve vztazích mezi subjekty v ES ČR, projeví na spolehlivosti dodávek co nejméně. Těmito obavami (spolu s časovým presem – dle stanoviska MPO¹¹³) lze také vysvětlit, proč ČEPS nevypsal veřejnou soutěž podle zákona 199/1994. Přestože tyto obavy můžeme chápat, je takový postup nepřijatelný pro diskriminované hráče na trhu. Navíc je zde důvodná obava, že by mohlo být v něčím zájmu, aby „časový pres“ nastal vždy.

Již jsme se zmínili, že nabídka byla i tak diskriminační a mezi taková ustanovení (ačkoliv byla díky způsobu zadání soutěže nadbytečná) patřila především ta, která se týkala minimálního rozsahu nabízeného výkonu pro jednotlivé kategorie PpS a časového vázání nabídky minimální výše nabízené služby na nejméně 49 týdnů v roce.

Hlavním kritériem výběru je sice cena, ale jelikož ČEPS nepostupuje podle zákona 199/1994, tak podle svých podmínek provede neveřejné hodnocení bez sdělení nabídkových cen ostatním účastníkům (což u veřejné soutěže tohoto typu nepřichází v úvahu). V podstatě tak neexistuje kontrola, že bude vybrána skutečně nejvýhodnější nabídka.

Stejně tak není nikde řešeno, co se stane s přebytkem vybraných peněz za SS, pokud se PpS podaří nasmlouvat levněji, než se předpokládalo. Dlouhodobě by byl ze strany spotřebitelů zcela jistě tlak eliminovat tyto přebytky snížením cen za SS. A proto mají všechny subjekty zúčastněné na poskytování PpS značnou motivaci prokázat vynaložení nákladů co možná nejvyšších, aby žádný přebytek nevznikl – přesně podle teorie regulačního (motivačního) selhání. Na tuto alternativu se mimo jiné předběžně připravuje i MPO, které ve svém stanovisku¹¹⁴ alternativu zvýšení poplatků za SS v průběhu roku 2000 nevyloučilo.

¹¹⁰ Dokumentace výběrového řízení na výběr poskytovatelů podpůrných služeb pro provozovatele přenosové soustavy v roce 2001, ČEPS a. s., 2000.

¹¹¹ Viz Dokumentace výběrového řízení na výběr poskytovatelů podpůrných služeb pro provozovatele přenosové soustavy v roce 2001, ČEPS a. s., 2000.

¹¹² Tamtéž.

¹¹³ Viz Stanovisko MPO ze dne 13. 11. 2000 k Memorandu IPPs k cenovému výměru.

¹¹⁴ Stanovisko MPO ze dne 13. 11. 2000 k Memorandu IPPs k cenovému výměru.

Stanovisko MPO je sporné i z jiných důvodů - např. „Vaše doporučení (tj. IPP) 60 Kč/MWh se dostávají mimo reálný rámec provozovatelnosti soustavy“. Návrh IPP se však ukazuje mnohem blíže skutečné potřebným požadavkům na zajištění PpS, než je studie EGÚ a z nich vyplývající návrhy MPO.

Dalším sporným tvrzením je, že „veřejná soutěž, na jejímž základě budou uzavřeny smlouvy na poskytování PpS v roce 2001, určitě povede k objektivizaci“. Žádná veřejná soutěž vypsána nebyla a neveřejná soutěž tím způsobem, jakým byla provedena, rozhodně k objektivizaci a k větší důvěře mezi subjekty v české elektroenergetice nepřispěla. A tak dále...

Vydání cenového rozhodnutí

Jak jsme již poznamenali, došlo z právního hlediska od 1. 1. 2001 ke změně regulace cen na energetických trzích. Do té doby byly ceny elektřiny, plynu a tepla regulovány Ministerstvem financí (MF) na základě doporučení Ministerstva průmyslu a obchodu (MPO). Podle nového energetického zákona (č. 458/2000 Sb. o podmínkách podnikání a výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů) přešla pravomoc regulovat ceny energií na Energetický regulační úřad (ERÚ).

Pro rok 2001 měly být v platnosti ceny stanovené cenovým výměrem MF z prosince 2000. Ale, jak jsme již popsali, ta část cenového výměru upravující tzv. předací ceny elektřiny mezi ČEZ a REASy a vztahy související (tj. systémové služby (SS) a přenos elektrické energie) nebyla cenovým výměrem MF z konce minulého roku upravena, protože lidově řečeno si MF nechťelo „pálit prsty“ při řešení problému, který je zas tak dalece nezajímá. Paradoxně se tak stalo cenové rozhodnutí upravující tuto kontroverzní a vysoce výbušnou oblast prvním cenovým rozhodnutím ERÚ vůbec (Cenové rozhodnutí ERÚ č. 1/2001 ze dne 4. ledna 2001, kterým se stanovují maximální ceny elektřiny).

Jak už bylo také zmíněno, cenové výměry v minulosti, resp. cenové rozhodnutí v současnosti mají několik **zvláštností**. Zaprvé se týkají pouze jednoho výrobce elektrické energie – tím je ČEZ. Tzv. nezávislí výrobci (IPPs) nemají ceny, za které dodávají elektřinu, regulovány vůbec, ačkoliv samozřejmě cena ČEZ plus náklady na přenos tvoří určitý strop pro jejich nabídky, který není možné překročit.

Stejně tak nejsou regulovány ani necenové vztahy mezi IPPs a REASy. Tzn. neexistuje žádná regulace, jak má vypadat odběrový diagram mezi IPP a REASem, jak se má měnit, do kdy je přípustné jej měnit, co se stane v případě jeho nedodržení atd. Vše je ponecháno na smluvní volnosti obou zainteresovaných stran – tj. IPPs a REASů.

V popisu cenového výměru je nutné věnovat pozornost právě této skutečnosti a asymetrii. ČEZ a. s. má jako jediný výrobce garantovanou cenu a především některé necenové složky svého vztahu s REASy. Žádný jiný subjekt tyto výhody nemá, a tak se jedná jednoznačně o diskriminační nařízení.

Vlastní cenový výměr = diskriminační dokument

Celková konstrukce cenového rozhodnutí je však sporná, neboť regulování předacích cen (tj. vlastně části velkoobchodního trhu) vlastně vyvolává potřebu dalších regulací a vysokých, někdy i duplicitních plateb za systémové služby (viz dále). Ačkoliv se tak cenové rozhodnutí tváří jako velký závazek a zátěž ČEZ, pak jeho jediným důsledkem je vylepšování jeho konkurenční pozice a komplikování vytváření trhu s elektrickou energií.

Velmi zajímavý je bod tři cenového rozhodnutí (ovšem význam této poznámky se projeví až po 1. 1. 2002) – všechna předací místa dohodnutá mezi ČEZ a. s. a REASy se považují za jedno odběrné místo. Toto ustanovení je velmi zajímavé především z hlediska budoucího otevírání trhu podle velikosti zákazníků (tj. podle objemu ročního odběru elektřiny), kdy tento odběr je měřen na jednom odběrném místě. V ČR existuje množství firem, které by limity stanovené zákonem překročily, pokud by se za jedno odběrné místo považoval součet všech odběrů dané firmy, jak je tomu u REASů (např. telekomunikační firmy). Ale podle současných pravidel tato symetrie zde neplatí. Není důvod rozlišovat v tomto případě REASy od jiných zákazníků. Mnozí zákazníci tak budou diskriminováni také¹¹⁵.

Důležitou součástí „Cenového výměru“ je několik bodů věnovaných odběrovým diagramům. V podstatě jde o to, že regulační orgán stanovuje, jak musí být sestaveny odběrové diagramy mezi ČEZ a. s. a REASy, kdy musí být doručeny ČEZ, za jakých podmínek, jak a v jakém rozsahu je lze měnit či zda jde dokoupit dodatečné množství elektřiny. Navíc tato série pravidel obsahuje klauzuli take-or-pay (1. 13.), která stanoví, že nasmlouvané množství elektřiny REASy musí společnosti ČEZ a. s. zaplatit, ať jej odeberou nebo ne. Navíc, pokud REASy rozeprší podle rozpisových pravidel do denních diagramů odběru (1. 6. písm.b, 1. 11., 1. 12.) méně než 95 % sjednaného ročního množství, pak zaplatí za každou 1 MWh až do výše 95% sjednaného ročního množství 180 Kč (1. 15.). Opět zde opakujeme, že žádný jiný nezávislý výrobce elektrické energie nemá takto privilegované postavení vůči REASům. IPPs sjednávají vlastní podmínky obchodování s REASy, vlastní způsob penalizací, vlastní způsob stanovování odběrových diagramů apod. Není sebemenší důvod, aby ČEZ, byť nejsilnější výrobce, měl v cenovém výměru stanoveny tak výhodné podmínky, jako je má dnes.

V případě, že by tyto necenové charakteristiky vztahů ČEZ – REASy nebyly stanoveny, pak pokud by na ně chtěli REASy přistoupit ve svých obchodních vztazích s ČEZem, budou je nasmlouávat i bez jakýchkoliv kogentních ustanovení v cenovém rozhodnutí týkajících se necenových částí těchto vztahů. Pokud by na ně REASy nebyly ochotny přistoupit, pak obchodní vztahy budou mít jiná pravidla (hypotéza, že REASy by na tyto podmínky

¹¹⁵ Samozřejmě odhlížíme od toho, že rozdělení zákazníků na „zajaté“ a „chráněné“ je samo o sobě diskriminační.

nepřístupily, je velmi smysluplná, neboť žádný jiný výrobce elektrické energie takto výhodné podmínky vyjednány s REASy nemá) a stanovení necenových podmínek v cenovém rozhodnutí znamená neodůvodněné zvýhodnění ČEZ a. s. oproti jeho konkurentům. Jakým způsobem lze využít tyto *necenové složky cenového výměru* (toto slovní spojení je absurdní již ze své konstrukce, leč plně odpovídá realitě), lze nahlédnout v následujícím příkladu. Pokud REASy nerozepší dostatečné množství elektřiny v denním diagramu odběru, pak budou muset do výše 95 % ročního sjednaného množství za každou neodebranou MWh zaplatit ČEZ a. s. (viz výše). Ovšem ČEZ a. s. tuto elektřinu může vyvézt a uplatnit ji na spotovém trhu v zahraničí, kde realizuje výnos nejméně ve výši variabilních nákladů minus 180 Kč (jinak by se mu nevyplatilo vyvážet). Ovšem cena variabilní náklady minus 180 je pouze nabídková cena na zahraničním spotu, přičemž realizovaná cena bude vyšší. ČEZ tak bude moci exportovat více elektřiny, de facto na účet REASů, neboť ty budou v této platbě část exportu ČEZ dotovat.

Již na tomto místě je možné učinit předběžný závěr: cenový výměr není ve skutečnosti pouze cenovým výměrem, ale je směsí cenového výměru a necenových složek, které mají v podstatě charakter odvětvového plánování.

Hlavním problémem vydaného cenového rozhodnutí je však problematika systémových služeb. Systémovými službami přenosové soustavy (PS) se rozumí činnosti provozovatele PS pro zajištění spolehlivého provozu elektrizační soustavy ČR s ohledem na provoz propojených elektrizačních soustav. Tato definice je příliš vágní a nejasná. Záleží totiž na tom, co budeme rozumět pod pojmem „zajištění spolehlivého provozu ES ČR“. Spolehlivost a jakost elektřiny je ekonomický statek svého druhu a musí se za něj platit. Podle toho, jak široce definujeme SS, za ně budou muset subjekty zapojené v ES ČR platit.

Jak jsme již ukázali, tak množství SS a z toho vyplývající množství PpS, které jsou pro ES ČR požadovány, je nadbytečné. Veškeré problémy provozu ES ČR přesahující dobu jedné hodiny je mnohem smysluplnější a ekonomičtější řešit pomocí trhu s regulačním výkonem, který by sám ocenil, kolik jistoty a zabezpečení (tj. jakou kvalitu) jednotliví spotřebitelé požadují a jsou ochotni zaplatit, a na druhé straně, za jakých podmínek jsou je producenti ochotni poskytovat. SS mají sloužit k řešení problémů „vis major“, tzn. těch skutečností, které jsou nepředvídatelné a způsobené vyšší mocí. Tj. zajišťovat stabilitu ES ČR, nikoliv zajišťovat pokrytí dlouhodobých výpadků některých zdrojů. Za jejich dlouhodobou spolehlivost musí finančně ručit provozovatelé těchto zdrojů, nikoliv provozovatel PS, což je ČEPS a. s.

Ovšem cenové rozhodnutí vycházelo ve své konstrukci zcela ze studie EGÚ, kterou jsme charakterizovali výše, a částka potřebná k zajištění SS byla stanovena jako platba ke spotřebované elektřině ve formě poštovní známky o velikosti 169 Kč/MWh. Čili o mnoho výše, než je ekonomicky a technicky nutné¹¹⁶.

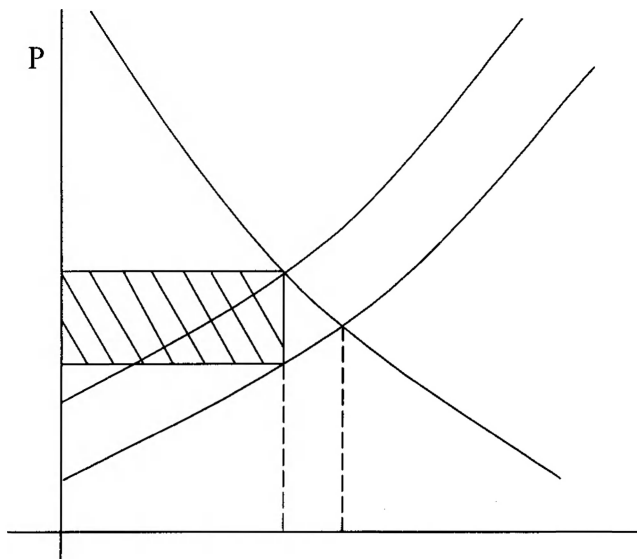
Důsledky plateb za SS

Díky vytvoření platby za SS, způsobu jejího stanovení a vymáhání – tj. poštovní známkou – došlo v našem regulovaném systému k zásadní změně pravidel hry.

„Poštovní známka“ mají podle předpokladů platit spotřebitelé, nicméně budou ji odvádět REASy. Ani na volném trhu obecně neplatí, že poplatek ve formě poštovní známky platí spotřebitelé. Kdo jej platí, závisí na elasticitách poptávkových a nabídkových křivek. Na následujících obrázcích lze nalézt schématickou analýzu toho, kdo, kdy a jak nese náklad poplatku za systémové služby.

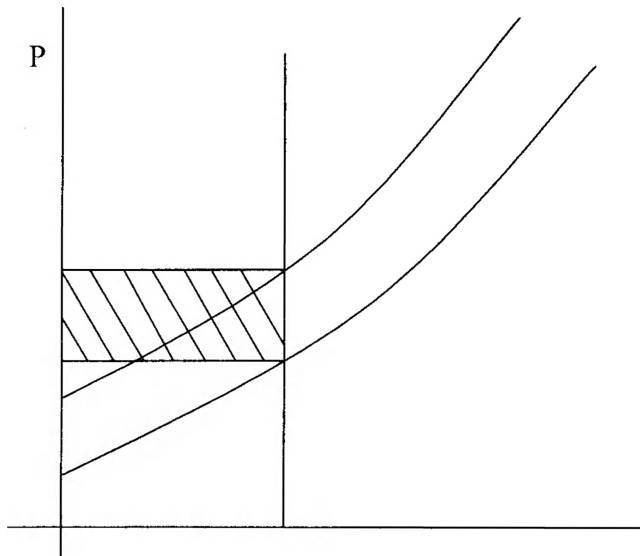
¹¹⁶ Dalším faktorem, který není možné v této souvislosti opominout, je problematika vzájemné výpomoci v propojených soustavách. Tyto výpomoci jakoby najednou zmizely. Proč, jak a z jakého důvodu, nebylo nikdy řádně vysvětleno. Jediné zdůvodnění lze nalézt v odpovědi na Memorandum IPP ze strany MPO, kde je prostě konstatováno, že o tyto výpomoci dnes není ze strany některých partnerů zájem, a to především v souvislosti s liberalizací trhu s elektřinou. Nicméně, lze se oprávněně ptát – Jak to víme, že není o poskytování PpS ze zahraničí zájem? Byli zahraniční poskytovatelé připuštěni k jakékoliv soutěži na poskytování PpS? Nebyly smlouvy o vzájemné výpomoci ukončeny z jiných důvodů? Odpovědi na tyto otázky jsou vždy pouze spekulativní, a proto se je nebudeme pokoušet zodpovídat. Ovšem ptát by se měl regulátor, když už jej máme. Při ceně za SS, která je v ČR, by nabídka na jejich poskytování zcela jistě nebyla zanedbatelná (samozřejmě mluvíme o PpS, které lze ze zahraničí poskytovat). Ale tato problematika přesahuje téma této studie, byť se nejedná o problematiku podružnou.

Obrázek 27 Obecný případ s klasickými poptávkovými a nabídkovými křivkami



V důsledku zavedení poplatku za poskytování SS ve formě „poštovní známky“ dojde ke zvýšení ceny a snížení produkce (*ceteris paribus*), ale toto zvýšení ceny bude menší, než je velikost poštovní známky. O náklady její platby se tak rozdělí zákazník a distribuční společnost. Čím je poptávka méně elastická, tím větší část ponese zákazník a naopak (opět *ceteris paribus*). Mimochodem stejná analýza platí pro posouzení efektů uvalení nepřímých daní na spotřebu jakýchkoliv produktů. Proč jsou asi daně na cigarety, benzín a alkohol tak vysoké? Další graf ukáže situaci v mezním případě, tj. v situaci, kdy poptávka po elektřině je dokonale neelastická (= je konstantní bez ohledu na cenu). V takovém případě nese platbu plně spotřebitel – dodavatel ji na něj stoprocentně přeneše.

Obrázek 28 Situace dokonale neelastické poptávky a klasické nabídky

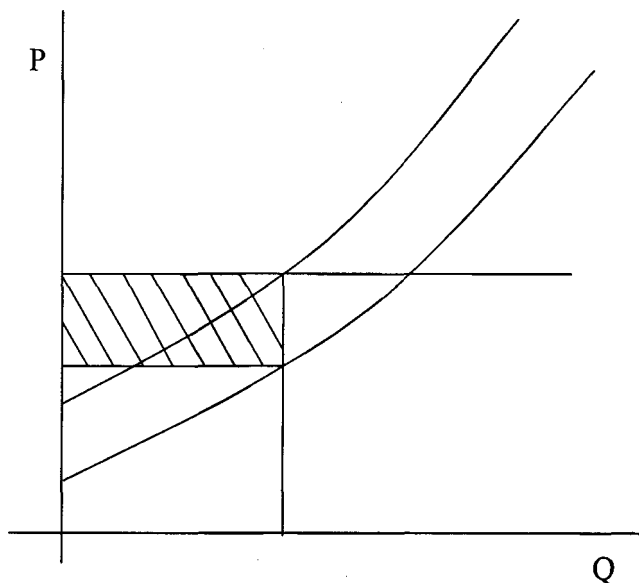


Následující graf ukazuje další mezní situaci, ale naprosto opačnou – poptávka je dokonale elastická, tj. minimální změna ceny vyvolá nekonečnou změnu poptávaného množství (= dodavatelé nesmí s cenou hnout). V takovém případě se role obrací a fixní platbu nese plně dodavatel, spotřebitele se naprosto netýká, což ale v žádném případě není situace na trhu s energiemi, byť míra elasticity se na různých energetických trzích liší – nejnižší je v elektroenergetice, vyšší je v plynárenství (díky fenoménu asymetrické substituce¹¹⁷) a nejvyšší je v teplárenství (díky dokonalé substituci¹¹⁸).

¹¹⁷ Viz M. Zajíček: Konkurence v českém plynárenství – kapitola 1, LI, 1999.

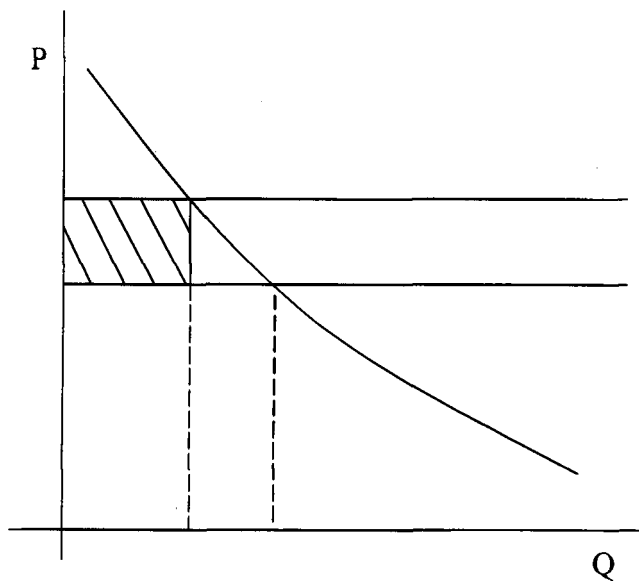
¹¹⁸ Viz kapitola 3 této studie.

Obrázek 29 Situace dokonale elastické poptávky a klasické nabídky



Ovšem na celou problematiku se lze podívat i ze strany nabídky a pohrát si s technologií produkce¹¹⁹. V těchto mezních případech necháme poptávku klasickou a budeme měnit pouze tvar nabídky. Obrázek 29 ukazuje situaci, kdy nabídka je dokonale elastická, neboli situaci, v níž není alespoň v rámci relevantního trhu omezujícím faktorem produkční kapacita bez rostoucích nákladů na dodatečnou jednotku produkce. Jedná se třeba o situaci velkého nevyužití výrobních zdrojů s podobnou technologií.

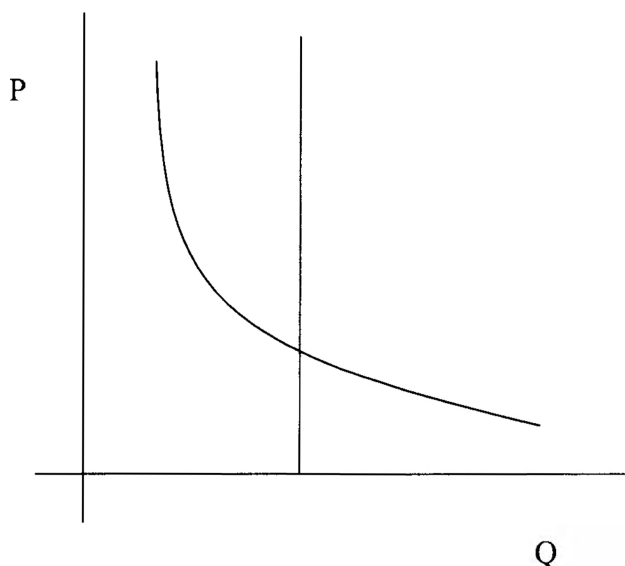
Obrázek 30 Situace dokonale elastické nabídky a klasické poptávky



V takovém případě nese náklady uvalení poplatku spotřebitel. Nejkurióznější situace nastane v zrcadlovém mezním případě, v případě dokonale neelastické nabídky, neboli v situaci, kdy nabízející budou dodávat stejné množství produktu za jakoukoliv cenu. Pak se nezmění vůbec nic a uvalení poplatku nemá vliv na trh, tj. na cenu a rovnovážné množství.

¹¹⁹ Obecně v ekonomii na střední úrovni platí, že poptávka je věcí preferencí spotřebitelů a nabídka je záležitostí dostupných technologií.

Obrázek 31 Situace dokonale neelastické nabídky a klasické poptávky



Ovšem v našem regulovaném systému ponese tento poplatek plně buď REASy nebo IPPs. Cena pro konečné zákazníky je totiž regulovaná a mezi léty 2000 a 2001 vzrostla v průměru zhruba o tři procenta. A jelikož smlouvy na nákup elektřiny uzavírají REASy a IPPs mezi sebou a jelikož dnes IPPs nemohou v podstatě dodávat nikomu jinému než „svému“ REASu, pak je jednoduché se dovítip, kde dojde k poklesu cen a proč. Tato úvaha, ale i praxe ukazuje, že REASy skutečně své výkupní ceny pro jednotlivé IPPs snížily téměř o celý poplatek za SS, který musí ČEPS odvádět^{120, 121}.

Otázka přenosu a poplatků za něj se IPPs ani spotřebitelů příliš netýká, protože jak již bylo také zdůrazněno, kromě elektrárny Vřesová (patřící Sokolovské uhelné a. s.) není na přenosovou soustavu napojen žádný IPP. Navíc Vřesová je využívána především na poskytování PpS, protože její technologie (plynová elektrárna) umožňuje rychlou regulaci výkonu v geograficky velmi vhodné oblasti¹²². Čím vyšší by tak byly poplatky za přenos, tím vyšší by byla nabídková cena ČEZu a tím by se zhoršovala i jeho konkurenční schopnost.

Na závěr této části je nutné se zmínit ještě o jedné skutečnosti. A to části 4 cenového rozhodnutí, která se týká plateb za elektrickou energii vyhodnocenou ČEPS, a. s. jako odchylka. Hned v bodě 4.1. je definován pojem odchylka, a to následujícím způsobem: „Za odchylku se považuje kladný nebo záporný rozdíl mezi sumou všech sjednaných odběrových a dodávkových diagramů energetických společností včetně ČEPS, a. s., jejichž zařízení jsou připojena k přenosové soustavě a skutečným odběrem nebo dodávkou elektřiny v dané obchodní hodině, pokud se projeví na úrovni přenosové soustavy a vyžaduje zásah provozovatele přenosové soustavy. Taková odchylka může vzniknout vinou odběratelů i dodavatelů elektřiny z nebo do přenosové soustavy.“ Dále pak v bodě 4.4. je stanoveno toto: „Pokud při vzniku kladné odchylky podle bodu (4.1.) bylo prokazatelně nutno v rámci podpůrných služeb použít dodatečných zdrojů elektřiny, bude elektrická energie vyúčtována těm energetickým společnostem, které odchylku způsobily.“ (kurzíva je vložena autorem této studie).

¹²⁰ Přesněji by se mělo říci, že tento pokles je právě teď realizován, protože zmatky okolo cenového rozhodnutí a vyostřená atmosféra počátku roku způsobily odklad podpisu cenových doložek u smluv mezi mnoha IPPs a REASy. Někteří IPPs nemají smlouvy uzavřeny do této chvíle (duben 2001).

¹²¹ Spíše jako perličku lze dodat, že ačkoliv „poštovní známka“ je zdánlivě stanovena pro všechny odběratele – tj. kategorie A, B, C, D, přímé odběratele ČEZu a ostatní spotřebu ČEZu, pak z této „celkové spotřeby“ jsou vyjmuty dvě kategorie – spotřeba elektřiny pro čerpání vody v přečerpávacích vodních elektrárnách a účelová spotřeba závodních elektráren. Podle nás nelze tyto dvě kategorie spotřeby vyloučit z placení SS, neboť obě skupiny (pokud v případě závodních elektráren neběží v ostrovním provozu odděleném a nepřifázovaném k ES ČR) využívají služeb provozovatele ČEPS ve smyslu požívání jakosti elektrické energie.

¹²² Zde je nutné říci, že PpS musí mít kromě určité velikosti ještě další charakteristiky – především se jedná o rychlost změny výkonu (v tomto ohledu jsou nejvýkonnější plynové a vodní elektrárny) a také musí být poskytovány ve vhodné geografické struktuře – např. v blízkosti velkého množství neregulovatelných zdrojů (nebo velmi obtížně regulovatelných) je nutné mít zdroj, který je schopen rychle regulovat výkon a vyrovnávat tak odchylky nabídky a poptávky v síti. V tom je Vřesová jedinečná – špičkový zdroj v blízkosti obtížně regulovatelných hnědouhelných elektráren ČEZ v severních Čechách.

Definice odchylky je sice věcně správná, ale spolu s ustanovením o platbě za odchylky od odběrových nebo dodávkových diagramů je faktickou duplikací systémových služeb v případě, že dojde k použití systémových služeb k řešení nerovnováhy na úrovni soustavy. Systémové služby, jak jsou definovány ve výměru a jak byly nasmlouvány ČEPS a. s. (podle nového energetického zákona), mají zajišťovat řešení takových situací, kdy se celkový odběr ze soustavy neshoduje s dodávkami z důvodů výpadku zdrojů nebo odběratelů. A jak je explicitně zmíněno v bodě 4.4. (viz kurzíva výše), i regulátor tuto interpretaci akceptuje. Platba za elektřinu v rámci systémových služeb (systémem poštovní známky) je tak podle téhož bodu „doplněna“ (v případě neshody celkového odběru elektřiny od sumy nasmlouvaných množství všech REASů) přírůzku k ceně elektřiny v té době platné. Tato přírůzka (závislá na velikosti odchylky od sumy nasmlouvaných množství) je tak druhou platbou za systémové služby.

Pokud tedy shrneme cenový výměr, pak poskytování systémových služeb je nadhodnoceno ve své velikosti a ve svém ocenění. Platby za jejich poskytování ve formě poštovní známky jsou tak nadměrně vysoké a jsou placeny bez ohledu na jejich skutečné použití (uplatňuje se systém stand-by). Navíc je zpoplatněna i elektřina dodaná v rámci poskytování SS, ale v některých případech se značnou přírůzku. Tato přírůzka tak tvoří druhou platbu za SS, tj. za tu službu, která je již jednou nadměrně zaplácena v poplatku za SS (poštovní známce k 1MWh silové elektřiny). Spolu se způsobem regulace a institucionálním uspořádáním se tak jedná o bezprecedentní arbitrární zásah státu do podnikatelského prostředí, který je i do budoucna (pokud se situace nezmění) ponechán zcela na vůli (nebo z vůli) zrovna vládnoucího byrokratického aparátu – ať už na MPO nebo na ERÚ. Kdo nám zaručí, že příští rok si někdo neusmyslí a nestanoví poplatky za SS ve dvojnásobné výši (nebo naopak o polovinu menší)? Zvyšuje se takovou možností manipulace s cenovým rozhodnutím transparence a jistota prostředí? Na tyto otázky ať si odpoví sám čtenář¹²³.

Jako úplný závěr této pasáže je vhodné okomentovat dění okolo cenového výměru potažmo cenového rozhodnutí z úplně jiného pohledu. Podívejme se na tento problém optikou boje monolitního ČEZu a koalice IPPs. Snad nikde jinde se neukázalo lépe a jasněji, jakou má monolitní subjekt výhodu oproti sice silné opozici, která je ale tvořena koalicí mnoha subjektů. Nejlepší taktikou pro monolitní subjekt je, bylo a bude tuto koalici narušit, popř. úplně rozbit. To se v tomto případě podařilo a nedalo to ani tolik práce – ČEZ stejně některé IPPs pro poskytování PpS potřeboval. Pětici IPPs bylo, jak jsme se již zmínili výše, nabídnuto zúčastnit se na poskytování PpS. Tím se do té doby poměrně sevřená skupina IPPs rozpadla na dvě skupiny – zúčastnění vs. nezúčastnění. Dalším dělítkem se staly zájmy některých majitelů IPPs nejtít do konfliktu s ČEZ, resp. MPO kvůli jejich zájmům při privatizaci ČEZ. REASy, které byly zavedením poplatků za SS také poškozeny, se částečně zahojily na IPPs a částečně byly umlčeny zájmy svých vlastníků (často i MPO).

Nicméně někteří z nezúčastněných IPPs vytáhli do boje na vlastní pěst (třeba prostřednictvím žalob u Ústavního soudu) a hlavně se všichni IPPs snaží najít jiný způsob, jak se z pastí nižších výkupních cen dostat. A hlavní roli má v tomto boji sehrát tzv. kogenerační vyhláška, kterou sice nikdo nechce, ale je dobrou zbraní, jak se vrátit po vítězství ČEZu v bitvě o SS do hry – podrobně se k tomuto problému vrátíme v příští kapitole.

Pokud tedy ceny elektřiny zažily v posledním období prudký vývoj, pak to samé lze říci o cenách tepla. Nicméně důvody dynamiky je třeba hledat naprosto jinde.

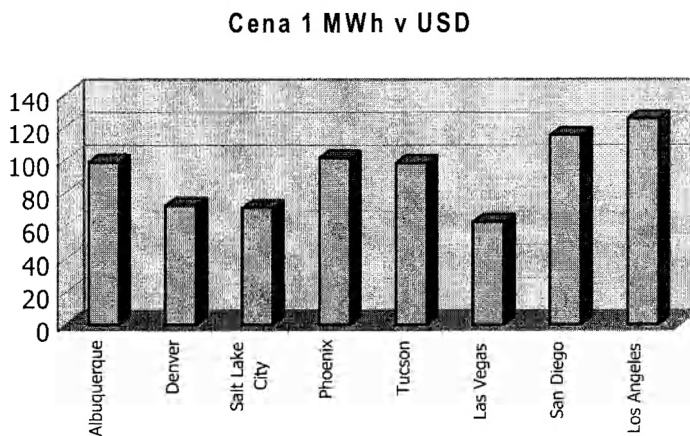
4.3.3.3. Teplárenství

Ceny tepla byly regulovány formálně jiným způsobem než ceny plynu a elektřiny. Především byla zvolena regulace pomocí tzv. věcného usměrňování, kdy regulátor uznával jednotlivým společnostem oprávněné náklady, a ty si je zahrnovaly do cen. Tj. naprosto definiční „Rate-of-Return Regulation“. Nicméně se ceny tepla v této modifikaci „Rate-of-Return Regulation“ a díky atomizovanému charakteru teplárenství vyvíjely u každé teplárenské společnosti jinak. Každá totiž zvolila jinou politiku a jiné investice, tím pádem byly i jiné „oprávněné“ náklady akceptované regulačními orgány, a tak i jiné ceny tepla. Důsledkem je velký vějíř cen mezi jednotlivými teplárenskými společnostmi. Trochu to připomíná vývoj cen elektřiny v USA v době regulace, kdy ceny elektřiny byly regulovány naprosto stejně, jako jsou u nás regulovány ceny tepla, a tato regulace byla také regionálně odlišná (nejenom stát od státu, ale i region v daném státě od regionu). Podívejme se tedy nejdříve na západ USA před deregulací tamějších elektroenergetických trhů (data jsou z roku 1997¹²⁴). Graf udává cenu jedné MWh pro domácnosti v různých městech v západní části USA.

¹²³ Jako úplný doplněk odkazujeme čtenáře na dodatek C, kde nalezne krátkou charakteristiku nového obchodního systému, který je připravován ve Velké Británii, aby nahradil starší systém obchodování prostřednictvím povinného Poolu.

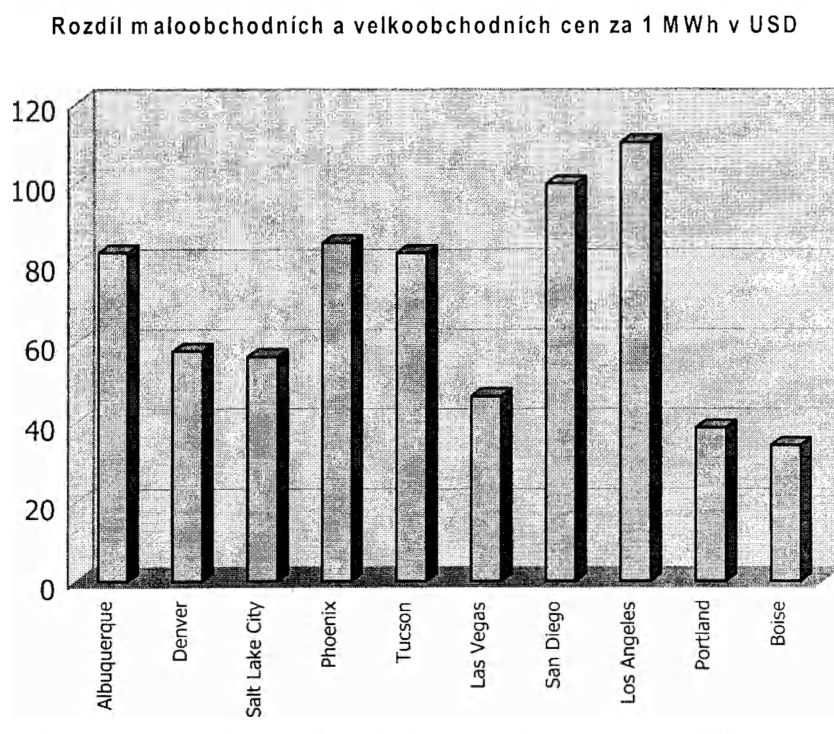
¹²⁴ Zdroj: Michael K. Block, Robert Franciosi, Melinda, L. Ogle: How I stopped Worrying and Learned to Love Deregulation. Goldwater Institute, 1998, str. 4.

Obrázek 32 Ceny v západní části USA před deregulací



Kvůli systému americké regulace docházelo až ke kuriózním situacím, kdy jedna část města měla jiné ceny elektřiny než druhá prostě proto, že městem procházela dělící čára mezi vymezenými územími. Příkladem může být třeba Phoenix, kde 7th Avenue tvořila hranici mezi vymezeným územím společností APS a SRP a rozdíl mezi cenami elektřiny na obou stranách ulice byl 20 procent. Stejně tak velké jsou rozdíly mezi velkoobchodními a maloobchodními cenami, což je zachyceno na následujícím grafu¹²⁵.

Obrázek 33 Rozdíly mezi velkoobchodními a maloobchodními cenami na západě USA před deregulací



Povšimněme si jen jedné maličkosti – velkoobchodní ceny se od sebe v různých městech příliš neliší, protože v té době existoval již poměrně rozvinutý velkoobchodní trh s elektřinou na principu „wheelingu“ (což je americký výraz pro TPA).

Logickým důsledkem stejného typu regulace u nás je stejný výsledek. Podívejme se tedy na ceny některých náhodně vybraných výrobců a distributorů tepla u nás v roce 2001 na patě objektu pro bytové odběry.

¹²⁵ Ibid., str. 5.

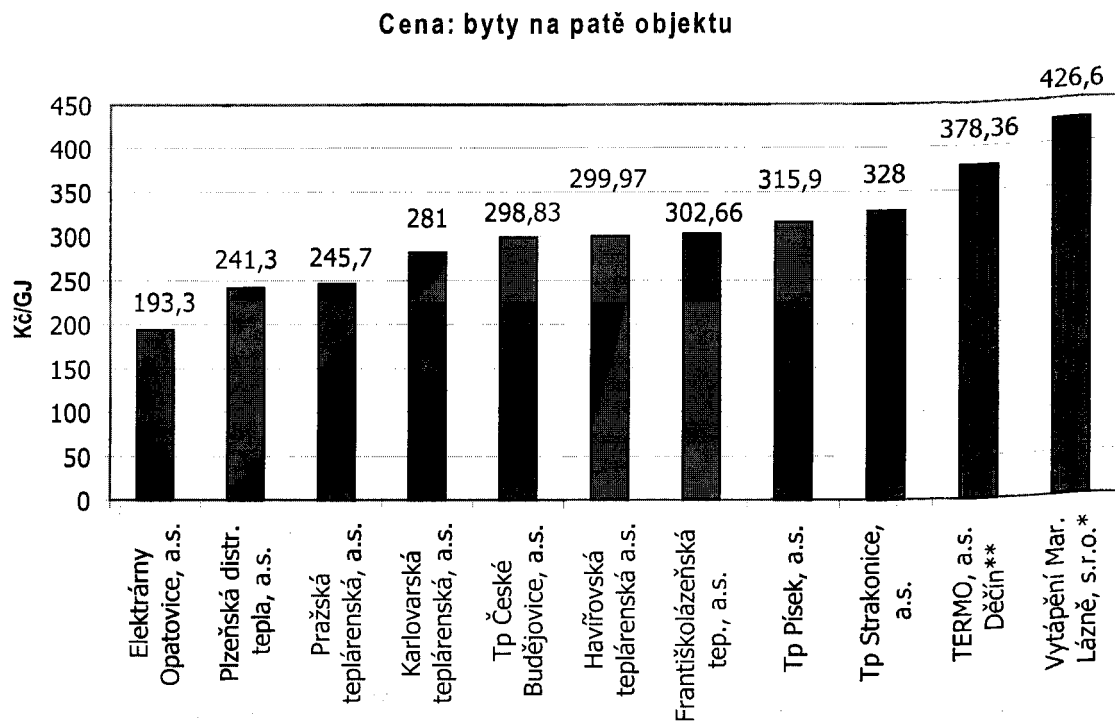
Firma	Kč/GJ
Elektrárny Opatovice, a.s.	193,3
Plzeňská distribuce tepla, a.s.	241,3
Pražská teplárenská, a.s.	245,7
Karlovarská teplárenská, a.s.	281
Teplárna České Budějovice, a.s.	298,83
Havířovská teplárenská a.s.	299,97
Františkolázeňská tep., a.s.	302,66
Teplárna Písek, a.s.	315,9
Teplárna Strakonice, a.s.	328
TERMO, a.s. Děčín**	378,36
Vytápění Mariánské Lázně, s.r.o.*	426,6

* Uvedená cena tohoto odběru je nejvyšší cenou této společnosti.

** Uvedená cena tohoto odběru je nejvyšší cenou této společnosti.

Zdroj: Teplárenské sdružení ČR

Obrázek 34 Ceny tepla



Zajímavé je, že úředníkům, kteří schvalovali oprávněné náklady, to nepřišlo divné. Alespoň je vidět, že regulace cen jejich vzestupu nezabrání, protože, když se chce, tak všechny náklady jsou „nezbytně nutné a oprávněné“. Lidé se samozřejmě mohou bránit útekem, tj. odpojením od CZT a také to dělají. Soustavy, ve kterých jsou ceny tepla nejvyšší, mají také největší problémy s odpojováním a to má dopad do jejich hospodářských výsledků.

Stejně tak je vidět, že dva natolik rozdílné trhy, jako je elektroenergetika v západní části USA a teplárenství v ČR, produkují stejné výsledky, pokud mají shodné institucionální uspořádání. To by mělo být dostatečným varováním proti argumentům spočívajícím na vyzdvihování „národních“ či „regionálních“ rozdílů. Ekonomické zákonitosti platí všude stejně.

V současné době existuje regulace cen v pozměněné podobě z roku 1996, kdy ceny mohou být zvyšovány podle oprávněných nákladů, ale toto zvýšení nemůže překročit určité procento – pokud si tedy skutečně někdo myslí, že je potřeba regulovat ceny tepla, pak toto sjednocení růstu cen paradoxně nejvíce dopadá na ty společnosti, které mají cenu tepla nejnižší, protože jejich prostor pro zvedání cen je díky procentuálnímu omezení také nejnižší.

Nejdůležitějším poznáním, ke kterému dospěli před několika staletími ekonomičtí teoretici, ale v 90. letech i teplárenské společnosti v ČR, je, že ceny tepla není potřeba regulovat vůbec, a to díky téměř dokonalé substituovatelnosti CZT lokálním vytápěním – viz kapitola o specifikách teplárenství. Nicméně naši zákonodárci, MPO ani ERÚ ještě k tomuto poznání nedospěli a ve svých plánech se ERÚ chystá regulaci cen tepla naopak utužit. Tím poněkud předjímáme, ale toto vyplývá z nového energetického zákona, kde je otázka cen tepla svěřena do rukou centrálního regulátora, což nás vrací zpět někdy do počátku 90. let. Tím se také volně dostáváme k nové problematice – nové energetické legislativě.

Pro úplnost k cenám tepla je třeba ještě dodat, že roku 1999 byly vypláceny poslední dotace, které byly k cenám tepla zavedeny v roce 1993.

4.3.4. Nová energetická legislativa

4.3.4.1. Energetická politika vlády ČR

Před tím, než začneme s velmi stručnou charakteristikou Energetické politiky, jak byla schválena usnesením vlády České republiky dne 12. ledna 2000 č. 50, vraťme se na okamžik k minulé studii a k její kapitole 2 pojednávající o mýtech ovládající českou energetiku¹²⁶. Jako Mýtus 1 byl označen následující:

Nejdřív je potřeba připravit státní energetickou politiku, narovnat ceny energií, poté je třeba ustavit nezávislého regulátora, přijmout nový energetický zákon, kde budou kvalitně upraveny podmínky pro podnikání v energetice, a postupnými kroky podle směrnic EU otevřít trh konkurenci. Ale hlavně vše je potřeba provádět s rozmyslem, nespěchat a jednotlivé kroky dopředu komplexně posoudit a provázat s ostatními.

Ačkoliv tento přístup je mýtem vyvráceným v kapitole 2 minulé studie, přesto vývoj v české energetice proběhl až na pár „maličkosť“ přesně tak, jak je v něm popsáno. Těmito „maličkosťmi“ jsou následující - narovnání cen energií (toho je bez tržního prostředí nemožné dosáhnout, neboť bez trhu není nikdo, kdo by určil relativní vzácnost statků - tj. právě ceny) a komplexní posouzení a provázání všech kroků. Ke způsobu schvalování např. Energetického zákona a k jeho „exaktnosti“ se ještě vrátíme. Ale již na adresu Energetické politiky je nutné říci, že stejně jako všechny podobné dokumenty a třeba i směrnice Evropské unie není ničím jiným než pouhou proklamační směsicí vzájemně rozporných a neslučitelných cílů a prostředků, ve kterých se projeví všechny mýty z naší „energetické mytologie“ z obou studií ztělesněné v názorech všech zainteresovaných skupin - elektroenergetiků, plynárenů, pracovníků v teplárenství, horníků, environmentalistů, zaměstnanců ministerstev a různých státních úřadů atd. Přesto je ale nutno hodnotit ji relativně POZITIVNĚ! Především proto, že se NĚCO začalo dělat a byl překročen další zakletý „mys Bojador“ naší energetiky. Ať už je v ní napsáno cokoli! Nic totiž není přechodnějšího, pomíjivějšího a možná i zbytečnějšího než dlouhodobé ministerské koncepce. Přesto lze v Energetické politice nalézt pozitivní prvky:

- mezi pilíři energetické politiky nalezneme „podporu konkurenční schopnosti ekonomiky“ (což lze chápat různě, ale při troše fantazie i jako deregulaci a liberalizaci),
- mezi záměry lze nalézt např. „postupné zajištění společných cílů a záměrů EU, včetně aplikace legislativy speciálně určené pro sektor energetiky“, „rozšíření svobody rozhodování konečných zákazníků o způsobu či výběru zdrojů dodávek paliv a energie a energetických služeb“ a „vytvoření průhledných a relativně stabilních věcných a legislativních podmínek pro efektivní řízení podnikatelských procesů subjekty, které zajišťují dodávky paliv a energie a příslušné energetické služby“, což by se dalo „přeložit“ jako bezvýhradnou aplikaci práva EU v oblasti energetiky,
- energetická politika obsahuje rekapitulaci dosavadního vývoje v energetice (pozitivního i negativního - zajímavé je sledovat, co ministerští úředníci považují za pozitivní a co za negativní),
- stejně tak obsahuje seznam současných problémů energetického sektoru, které je nutno řešit, a navrhuje též rámcová řešení.

Poslední bod je pro nás zajímavý, neboť poskytuje návod, jak vláda hodlá postupovat dál v „dokončení procesu nápravy cenové úrovně a tarifní struktury energetických komodit a služeb“ (tj. neustálé regulované zvyšování cen do roku 2002 s malými změnami tarifní struktury¹²⁷), „efektivní privatizace státních podílů v klíčových energetických společnostech“ (nakonec řešeno samostatnými vládními usneseními - viz dále), „vytvoření nezávislého regulačního orgánu (regulátora) a jeho vztah k podnikatelským subjektům (regulační rámec)“, „stanovení pravidel pro vytvoření vnitřního trhu s elektřinou a plynem na základě směrnic EU“ (viz dále část týkající se nového Energetického zákona) a v mnoha jiných oblastech, které nejsou pro naši studii příliš podstatné

¹²⁶ M. Zajíček: Konkurence v českém plynárenství, LI, 1999.

¹²⁷ Ke změnám tarifní struktury jsme se již vyjádřili.

s výjimkou podpory těžby uhlí, které tak díky eventuálnímu zvýhodnění může ubrat potenciální trh jiným primárním surovinám. Tento poslední bod je však spíše součástí celkové vládní hospodářské politiky a její charakteristika není v této studii diskutována; vliv substitutů na plynárenský a elektroenergetický trh patří spíše do oblastí odhadů potenciální poptávky po ZP. V každém případě platí, že podporou hnědého uhlí vláda může pomoci Transgasu při jeho argumentaci, že bude mít problémy s kontrakty typu take-or-pay, neboť nasmlouval plynu příliš mnoho. Důvod této „pomoci“ tkví v tom, že vláda vědomě snižuje růstový potenciál trhu se ZP v ČR a tím řeší strukturální problémy jiného odvětví - tj. těžby hnědého uhlí na severu Čech, jinými slovy regionu, kde má svoji největší voličskou základnu.

4.3.4.2. Energetický zákon

Nový Energetický zákon¹²⁸ (někdy také nazývaný „Velký energetický zákon“¹²⁹) se zrodil za velkých porodních bolestí, neboť po jeho až drtivém schválení v Poslanecké sněmovně (154 hlasů pro) došlo k jeho snad stejně drtivému odmítnutí Senátem PČR (říjen 2000), který se jím odmítl zabývat a poslal jej zpět do PS PČR¹³⁰. Jelikož se však jednalo o zákon, který byl schválen velkou většinou hlasů, pak nebylo překvapivé, že PS PČR veto Senátu v poklidu přehlasovala. Zákon pak nabyl účinnosti od 1. 1. 2001.

Nemá smysl rozebírat podrobně všechna jednotlivá ustanovení. To se již stalo předmětem mnoha seminářů, vystoupení na konferencích apod. Komplexní rozbor by byl na samostatnou studii. Spíše se zaměříme na hlavní a podstatné body, sporná místa a upozorníme na možná nebezpečí. Stejně tak se nebudeme vyjadřovat k jazyku Energetického zákona, neboť toto úřednicko-právní pydepe již patří ke koloritu nejen české energetiky.

Nejprve je nutné říci, že vládní návrh se od schváleného znění lišil v mnoha bodech, neboť při jeho projednávání bylo podáno kolem 1100 (!) pozměňovacích návrhů od všech (skutečně snad všech kromě Liberálního institutu) zainteresovaných skupin. Popíšeme zde opět pouze pasáže relevantní pro naši studii.

4.3.4.3. Hlavní body Velkého energetického zákona

Zákon předpokládá liberalizaci energetických trhů, to je jeho pozitivum. Částečně je směřován k jejímu provedení a částečně k fungování energetiky v přechodném období a také po „úplné“ deregulaci. Zákon má podle svého záměru vytvořit „transparentní a nediskriminační podmínky k podnikání v energetice s přesně definovaným stupněm zvýhodnění domácích subjektů s postupnou liberalizací energetických trhů v síťových odvětvích (elektřina a plyn) včetně umožnění přístupu třetích stran do energetických sítí“.

Otevírání trhů tedy bude postupné. Pro elektroenergetiku je navržen systém regulovaného TPA (po vzoru většiny států EU) s tím, že první fáze otevření proběhne v roce 2002, kdy možnost svobodné volby svého dodavatele budou mít zákazníci s roční spotřebou nad 40 GWh. Další fází bude rok 2003, kdy takovou možnost dostanou zákazníci s ročním odběrem nad 9 GWh. V roce 2005 postoupí otevření trhu do třetí fáze, tj. pro zákazníky nad 100 MWh/rok (kromě domácností - tj. zhruba asi 50 % veškeré spotřeby). O další rok později si již budou moci vybrat všichni zákazníci. Pozitivní je, že se výslovně počítá s kompletním otevřením trhu a že zajatí zákazníci nebudou zajatými přespříliš dlouho, byť 5 let není málo. Ale, jak jsme se již zmínili, zkracování termínů je v očekávané Evropské směrnici již jednoznačně nastaveno, a proto budoucí novela Energetického zákona je v této oblasti pravděpodobně nutná.

U plynu je situace o poznání horší. K částečnému otevření trhu dojde až v roce 2005 pro zákazníky nad 15 mil. m³/rok (tj. asi 28 % trhu)¹³¹. A od roku 2008 se počítá s otevřením trhu pro odběratele nad 5 mil. m³ za rok, což je asi 33% celkové spotřeby ZP na trhu. Na těchto číslech je alespoň trochu vidět, jak málo máme skutečně velkých odběratelů¹³². Důvod těchto opatření, která si do zákona prosadil Transgas (skrže MPO¹³³), rozebereme později. Čili pro plynárenství se komplexní otevření trhu ani neplánuje a v podstatě starý systém se navrhuje zachovat do roku 2005. Zajatí zákazníci tak budou moci být zneužívání i nadále, jak je tomu dosud, a budou nést

¹²⁸ Tento zákon nahradil již naprosto nevyhovující do té doby platný Zákon 222/1994 Sb., ze dne 2. listopadu 1994, o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o státní energetické inspekci, jehož charakteristikou s ohledem na plynárenství se zabývá kapitola 3.

¹²⁹ „Velký energetický zákon“ se v oficiální terminologii nazývá „Zákon o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o státní energetické inspekci“, „Malým energetickým zákonem“ se v energetickém slangu rozumí „Zákon o hospodaření s energiemi“.

¹³⁰ V kuloárech se mluvilo o vyřizování účtů mezi oběma komorami parlamentu a k „vědeckosti“ debaty nad schvalováním tohoto důležitého zákona se ještě vrátíme.

¹³¹ Odběrem je míněn odběr na jednom odběrném místě v předchozím roce. Držitelé licencí na distribuci se stanou oprávněnými zákazníky v rozsahu odběru svých oprávněných zákazníků s cílem zajistit jejich zásobování - i zde je prostor pro novelu - distributoři by měli být oprávněnými zákazníky v celém rozsahu.

¹³² Některé REGASy (např. VČP) mají takového odběratele jenom jednoho. Nejvíce se otevření trhu dotkne SČP, kde se liberalizace bude týkat kolem 50 - 60 % jejich odběratelů - zde je také možné hledat kořeny různých názorů na Směrnici a Zákon, které panují mezi jednotlivými REGASy.

¹³³ Viz Dodatek A, pasáž o teorii „ovládnutého strážce“.

kompletně náklady všech chyb Transgasu a MPO v plynárenství. Tato část zákona si tak o novelu přímo říká, ne-li po ní volá. Již lisabonský summit EU ukázal, že novela je nejenom žádoucí, ale asi bude i politicky nutná z hlediska našeho vstupu do EU - viz odstavec o vnějším tlaku EU výše, a to ještě v příští kapitole rozebereme návrhy nových směrnic EU pro oblast plynárenství a elektroenergetiky.

Pro Transgas se navrhuje sjednaný TPA, pro REGASy regulovaný TPA¹³⁴. Opět se jedná o výhodu pro Transgas. V regulačním rámci by neměla být asymetrie ve prospěch jedné, byť silné strany. Zdůvodněno je to možnostmi vyšší orientace pro zákazníky v nových podmínkách. Raději bych zákazníky nepodceňoval a věnoval se vytváření rovných podmínek všem subjektům na trhu. Jelikož sjednaný TPA je v mezinárodních podmínkách realitou, pak by měl být přenesen i do vnitrostátních podmínek¹³⁵. Co není řešeno v podstatě vůbec, je pozice nových sítí a jejich regulace.

Pravomoci státní správy se však v Energetickém zákonu nijak nezmenšují, ba dalo by se dokonce argumentovat, že se i posilují. Výkon státní správy byl svěřen třem institucím – MPO, ERÚ (Energetický regulační úřad) a SEI (Státní energetická inspekce). Zákon tedy předpokládá zřízení Nezávislého regulačního orgánu v Jihlavě¹³⁶. Jeho pravomoci budou zaměřeny především na elektroenergetiku a navíc některé důležité pravomoci mít nebude - ponechá si je MPO. MPO především vydává „státní souhlas s výstavbou nových zdrojů v elektroenergetice a teplárenství a státní souhlas s výstavbou přímých vedení a vybraných plynových zařízení“¹³⁷, což znamená, že MPO je svěřena úloha plánovače, který rozhoduje, kde a co bude v energetice postaveno. Na udělení autorizace není právní nárok. Stejně tak MPO vytváří státní energetickou koncepci, neboli další stoh nesmyslného materiálu à la socialistické plánování.

ERÚ má za úkol podporovat hospodářskou soutěž (což je klasický protimluv). Ke jmenování předsedy ERÚ, kterého jmenuje vláda na pět let, se ještě dostaneme. ERÚ především uděluje, mění a ruší licence, čili omezuje vstup do odvětví. Mezi kritérii na udělení licence jsou i požadavky na finanční způsobilost, které považujeme za nejnebezpečnější pro hospodářskou soutěž, protože finanční výsledky jsou právě tím, co žene ekonomické subjekty kupředu. ERÚ by tak mělo teoreticky předem označit subjekty, které mohou a které nemohou zkrachovat, ale to má být právě výsledkem konkurenčního boje¹³⁸. Stejně tak může ERÚ uložit povinnosti nad rámec licence. Pokud jde o samotnou licenci, pak se uděluje na dobu určitou nejméně na 25 let, a to na všechno, neboli na výrobu elektřiny, plynu, přenos elektřiny, přepravu plynu, distribuci elektřiny a plynu, uskladňování plynu, výrobu a rozvod tepla a obchod s elektřinou a plynem (ty ovšem nejméně na pět let). Na udělení licence není právní nárok. Stejně tak může být licence relativně rychle odňata (pak je velice jednoduché zajistit si poslušnost regulovaných subjektů a „autoritu“ regulátora).

K regulačnímu úřadu je nutné připojit komentář ohledně jmenování jeho předsedy. Jak jsme již upozorňovali v minulých studiích a jak ukazuje praxe ve všech zemích, které mají s deregulací nějaké zkušenosti, je osoba prvního předsedy regulačního orgánu klíčová, neboť ten vtiskne úřadu charakter, a může silou své autority napravit i některé nedomyšlenosti zákona. Stejně tak bude rozhodovat spory a připravovat prováděcí vyhlášky a schvalovat pravidla. Pokud se však něco nepovedlo, tak je to právě otázka jmenování předsedy ERÚ a jeho samotný vznik. Jmenování bezvýrazné úřednice, která se z jakýchsi důvodů líbila panu ministru do čela ERÚ, jejíž jedinou akcí, kterou provedla, bylo vydání cenového rozhodnutí o předacích cenách mezi ČEZ a REASy, jehož smysluplnost je pochybná, a která po měsíci rezignovala oficiálně ze zdravotních důvodů, nebylo zrovna dobrým krokem ke zvýšení prestiže ERÚ. Stejně tak jako proces jmenování druhého šéfa ERÚ, kterým byl po zvláštním výběrovém řízení jmenován téměř tajně další úředník MPO. ERÚ se navíc začíná naplňovat bývalými úředníky MPO nebo bývalými zaměstnanci energetických firem. O jeho nezávislosti a autoritě je možné mít vážné pochybnosti.

Největším problémem celého energetického zákona je, že mnoho problémů zákon neřeší a nechává je výslovně na podzákoných normách – pravidlech připojení do soustavy (tj. pravidla TPA), licencování, kogenerační vyhlášce apod. Právě tyto „maličkosti“ rozhodnou o úspěchu, či neúspěchu reformy. Čím přísnější budou, tím horší výsledky reforma přinese. Navíc je nutné zdůraznit, že vyhlášky, bez nichž je provedení zákona nemožné, ještě nejsou vydány a jen tak rychle nebudou. V tomto ohledu již ERÚ podruhé ve své krátké historii zklamal (poprvé to bylo v souvislosti s cenovým rozhodnutím).

¹³⁴ Oba přístupy jsou podrobně popsány v kapitole 5.

¹³⁵ Právě proto v našem reformním návrhu je obsažen bod prodeje PZP jako jeden z prvních - viz kapitola 8. Nutnost dohodnout se by vytvořila sjednaný TPA de facto, ať by bylo v zákoně napsáno cokoliv.

¹³⁶ Další důvod pro brzkou novelu zákona. Ustanovení o sídle regulačního orgánu snad vadí všem. Bylo přesto přijato na návrh ministra Schlinga, který „překvapivě“ pochází z Jihlavy. O „vědeckosti“ a „racionálnosti“ debaty nad tímto zákonem (ale nejenom nad ním) svědčí i to, že protinávry na sídla regulátora předloženy některými jednotlivými poslanci opět „překvapivě“ umísťovaly sídlo do míst, odkud páni poslanci bez ohledu na politickou příslušnost pocházejí (např. Vojtěch - Most, Chobot - Ostrava, Honig - Olomouc apod.). Nakonec tuto část debaty „užal“ předsedající schůze pan František Brožík slovy: „Doufám, že dalších 185 poslanců nebude navrhopvat místa, odkud pocházejí“. Čímž prokázal alespoň trochu soudnosti a smyslu pro velmi černý humor.

¹³⁷ § 16 Energetického zákona.

¹³⁸ Blíže viz M. Zajíček: Konkurence v českém plynárenství – kapitola 7, LI, 1999.

Pro plyn je důležité, že nový zákon se netýká pohonu motorových vozidel (tj. LPG), a tak tento segment trhu je vyvážen z tuhé regulace odvětví. Licence na podnikání v tomto oboru je vyžadována, pouze pokud by byly propan a butan dopravovány potrubím.

Zajatí zákazníci jsou stále eufemisticky nazýváni „chráněni“, ale jejich postavení se fakticky nemění, posiluje se úloha Ústředního plynárenského dispečinku, který musí být zřízen do dvou měsíců od účinnosti zákona nejvýznamnějšími držiteli licencí na podnikání v plynárenství, a v zákoně se definuje, za jakých podmínek je možné zakázat či omezit dovoz plynu ze zahraničí právníckým nebo fyzickým osobám (přímé či nepřímé ohrožení osob nebo věcí v ČR, ale především reciproční doložka - viz Mýtus 11 v minulé studii).

Na závěr této části jen krátká charakteristika: v oblasti plynárenství a elektroenergetiky se náš zákon vydal cestou využití všech výjimek a možností zablokování liberalizace, které Směrnice 98/30/EC a 92/96/EC dovolovaly, ba v některých pasážích i nad „jejich možnosti“. V oblasti elektroenergetiky se vydal směrem k postupné deregulaci, ale pouze trhu se silovou elektřinou, a v každém případě skutečnému trhu nás příliš nepřiblížil, tím méně nižším cenám za elektřinu. V oblasti teplárenství se vracíme o několik let zpět.

4.3.5. Privatizace české energetiky

Vláda svými usneseními (Usnesení vlády České republiky ze dne 4. října 2000 č. 967 se týká ČEZu a REASů, Usnesení vlády České republiky ze dne 1. listopadu 2000 č. 1072 se týká Transgasu a REGASů) rozhodla o způsobu privatizace zbývajících částí české energetiky. Obě usnesení jsou si podobná jako vejce vejci.

4.3.5.1. ČEZ a spol.

Vláda se zařídila přesně podle doporučení „důvěrných“ studií „renomované“ firmy Deloitte&Touche a schválila prodej 67 % ČEZu jako celku společně se zbývajcími podíly šesti REASů, ve kterých má majoritu (tj. všechny kromě JČE a PRE¹³⁹). Podíly v JČE a PRE budou privatizovány metodou veřejných výběrových řízení na prodej akciových podílů. Trochu problémem je existence ČEPS po jejím vyčlenění z ČEZu. Není totiž příliš jasno v tom, co s ní dál. V každém případě stojí technologicky mezi ČEZem a REASy a ani společný prodej ČEZu a REASů jednomu investorovi neznamena nic jiného, než že různá aktiva budou mít stejného vlastníka, který rozhodně nemusí být vlastníkem konečným. Vše záleží také na smlouvě s novým nabyvatelem. Navíc se úplné otevření trhu v elektroenergetice očekává v dohledné době (pro všechny spotřebitele v roce 2006, pro větší odběratele dříve - viz výše), a tak si dominantní hráč svého postavení příliš neužije, byl určitě problémy to může přinést. Dále je privatizace komplikovaná tím, že MPO má zájem zavázat nabyvatele kontrakty typu „take-or-pay“ na odběr severočeského hnědého uhlí - tj. pomocí energetické politiky řešit sociální problémy některých regionů, což opět potvrzuje propadnutí některým mýtům. Toto ale není předmětem studie.

Aby se lépe privatizovalo, tak díky „tancům“ okolo cenového výměru a rozhodnutí dostal ČEZ stejně jako mnohé další státní firmy před privatizací od státu „dárek“¹⁴⁰ - platby za SS, resp. PpS. Provedme malý jednoduchý ilustrační výpočet. Předpokládejme, že by se současný stav udržel do roku 2005, tj. do úplného otevření trhu se silovou elektřinou v současné době plánovaného na 1.1. 2006, pak současná hodnota takového dárku pro ČEZ by byla zhruba 19 mld. Kč - viz tabulka 7. Pěkný dárek, že?

Tabulka 7 Současná hodnota PpS pro ČEZ a. s.

Rok		2001	2002	2003	2004	2005
spotřeba zatížená platbou SS	GWh	44535	44535	44535	44535	44535
víceplatba za PpS	Kč/MWh	136,56	136,56	136,56	136,56	136,56
vícetřžby za PpS (CF)	mil.Kč	6082	6082	6082	6082	6082
WACC	%	8,55%	8,55%	8,55%	8,55%	8,55%
diskontovaný CF	mil.Kč	5603	5162	4755	4381	4035
kumulovaný diskontovaný CF	mil.Kč	5603	10765	15519	19900	23936
z toho ČEZ získá asi 80 %	mil.Kč	4482	8612	12415	15920	19144

¹³⁹ Důvody, proč se nepodařilo splnit usnesení vlády o znovuzískání majorit v REASech a REGASech beze zbytku, jsou jak u plynárenství tak u elektroenergetiky naprosto stejné a jsou vysvětleny v dodatku C, hesla REASy a REGASy.

¹⁴⁰ Takový dar ČEZu není ojedinělý, neboť stát již několikrát z důvodů vyššího příjmu z privatizace věnoval podobné bonbónky jako „dobrý pastýř“ svým „ovečkám“ - např. Český Telecom. Škoda jen, že vše jde z našich kapes, a to jenom proto, aby státní rozpočet měl na další programy typu „nákup nadzvukových stíhacích letounů“, záchrana krachujících bank, záchrana krachujících podniků, „Velký třesk“ apod..

4.3.5.2. Transgas a spol.

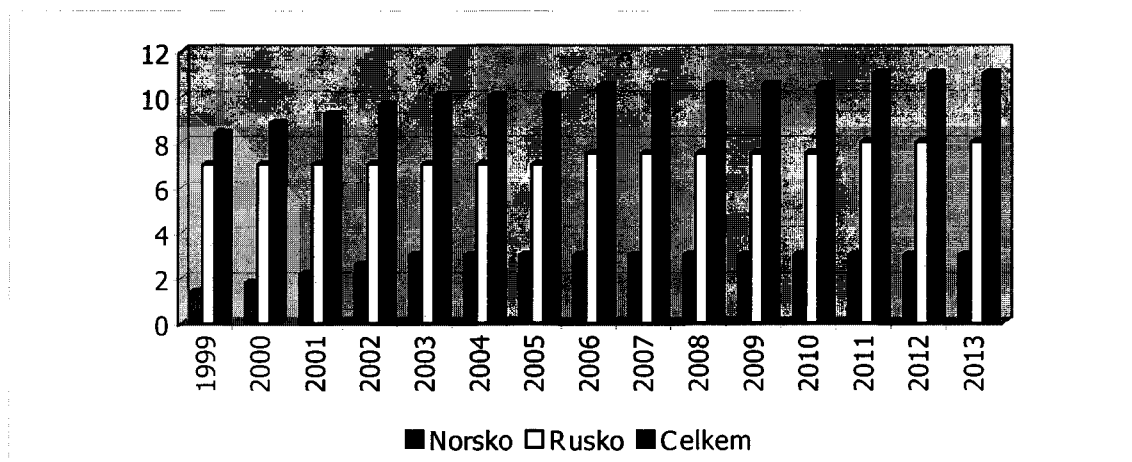
Usnesení týkající se privatizace českého plynárenství je velmi podobné a opět podle vzoru studií firmy Deloitte&Touche. Stejně jako v elektroenergetice zde existoval malý zádrhel - Transgas byl dlouho státním podnikem¹⁴¹. Podle původních záměrů se měl Transgas přeměnit na a. s. ve 100 % vlastnictví státu k 1. 1. 2001. To se nestalo. Dalším termínem byl květen 2001, tento termín již vyšel (nicméně se zápisem do obchodního rejstříku byly určité problémy – nakonec byl Transgas a.s zapsán do obchodního rejstříku v červnu 2001) a Transgas se transformoval na 100% státní akciovou společnost s tím, že zbytkový ČPP Transgas s.p. bude likvidován v průběhu následujících pěti let.

Podle usnesení vlády tak Transgas bude s REGASy privatizován společně (včetně minoritních podílů v PP a JČP, na rozdíl od PRE a JČE, které budou prodány metodou veřejných výběrových řízení). Na rozdíl od elektroenergetiky má tento krok klíčový význam. V plynárenství, jak už bylo řečeno, k úplnému otevření trhu podle současného Energetického zákona nedojde. V plánu je zatím pouze otevření 28 % v roce 2005 (tj. pro odběratele s ročním odběrem na jednom odběrném místě nad 15 mil. m³) a otevření 33 % v roce 2008 (tj. pro odběratele s ročním odběrem na jednom odběrném místě nad 5 mil. m³). Již jsme tuto problematiku rozebrali v souvislosti s žádostí o výjimku z účinnosti plynárenské směrnice při našem předpokládaném vstupu do EU a s plánovanými změnami ve směrnicích EU.

Pro Transgas je pomalé otevírání trhu a prodej spolu s REGASy velmi výhodné, ba přímo nutné, neboť tím získá velké množství zajatých zákazníků (do roku 2005 všechny) pro svůj plyn, kterého je nasmlouváno, jak jsme již v minulosti uvedli, nadměrné množství¹⁴². Navíc zde není subjekt obdobný ČEPS v elektroenergetice. Transgas a REGASy technologicky tvoří integrovaný plynárenský podnik na rozdíl od ČEZ a REASů.

Počítejme chvíli. Podle dat poskytnutých Transgasem¹⁴³ lze sestavit následující obrázek.

Obrázek 35 Nasmlouvané množství zemního plynu v dlouhodobých kontraktech Transgasu [mln. m³]



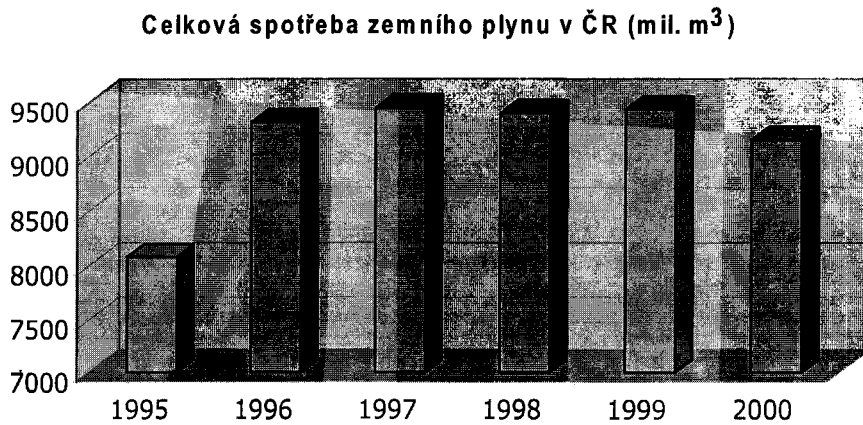
Srovnáme tato nasmlouvaná množství zemního plynu se skutečnou spotřebou zemního plynu v ČR na následujícím grafu za posledních několik let. Musíme si uvědomit, že v tabulce nasmlouvaných množství není obsažen objem plynu za tranzit.

¹⁴¹ Viz M. Zajíček: Konkurence v českém plynárenství - kapitola 4.

¹⁴² Viz M. Zajíček: Konkurence v českém plynárenství – kapitola 4., LI, 1999.

¹⁴³ Časopis Transgasu Plyn 1/2000, záznam projevu generálního ředitele Transgasu Oldřicha Tichého.

Obrázek 36 Spotřeba zemního plynu v ČR



Spotřeba v letech 1996 až 2000 stagnovala (i když se dá něco přičíst na vrub relativně mírným zimám, hospodářské recesi a „nekomerčnímu“ chování Transgasu a REASů). Ale není příliš pravděpodobné, že by se spotřeba dopracovala k nasmlouvaným hodnotám. Transgasu se díky MPO tedy podařilo prosadit, co vždy chtěl - získat REGASy, byť ne všechny, a udržet si monopol v prvních pěti letech tohoto století, tj. v těch, která jsou pro něj kritická z pohledu možné spotřeby a množství nasmlouvaného plynu. V roce 2005 by se díky neustále se zvyšující spotřebě ZP (za předpokladu, že Transgas neuzavře jiné kontrakty a že spotřeba zemního plynu skutečně poroste) měla situace již stabilizovat. Do té doby si Transgas případné finanční ztráty z příliš velkého množství plynu zahojí na zajatých zákaznících (tj. na všech) skrze REGASy – uvidíme, jak se tato ustanovení udrží v zákoně pod tlakem EU.

4.3.5.3. Zmatky okolo poradců pro privatizaci elektroenergetiky a plynárenství

Poslední částí této kapitoly je komentář ke zmatkům okolo výběru poradců na privatizaci elektroenergetiky a plynárenství. Vláda a zejména MPO se zřejmě bojí veřejně obhájit vlastním jménem cokoli. A tak si nechává „radit“ od spřízněných firem nejenom u svých nápadů, jako je „Velký třesk“ nebo Revitalizační agentura, ale ani v oblasti výběru vhodného strategického partnera se bez poradce neobejde. Lépe řečeno, bez poradce by se obešlo, ale pro lepší dojem je nutný. Proto bylo zapotřebí poradce vybrat. Jelikož majitelem klíčových podílů je FNM, pak měl na starosti výběr právě FNM, ale pro jistotu byla vytvořena i meziresortní komise pro výběr poradce. Tyto dvě komise se shodly ve výběru poradce pro elektroenergetiku („překvapivě“ vyhrála naše stará známá Deloitte&Touche, neboť vztahy s MPO se vyplácí), ale neshodly se na poradcích pro privatizaci plynárenství. Není cílem této studie hledat pravdu v různých právních názorech vlády, FNM, MF nebo MPO, ale pouze upozornit na to, že vláda a MPO nejsou schopny průhledně a bez průtahů ani zprivatizovat podniky, o kterých se domnívají, že je mohou řídit.

Tímto jsme dokončili popis vztahů a situace v české energetice. Jak již z pouhé deskripce vyplývá, v naší energetice existuje mnoho úzkých míst a problémů. V následující kapitole studie se dostaneme k jejich popisu a k návrhům na jejich skutečné řešení.

5. HLAVNÍ SPORY A NÁVRHY NA JEJICH ŘEŠENÍ

Díky obsáhlosti tématu a rozdílnosti zájmů všech energetických subjektů jsme vybrali pouze nejdůležitější problémy, před kterými naše energetika stojí. Postupně tak rozebereme:

- regulaci cen tepla;
- systémové služby a obchodní systém;
- otevírání energetických trhů;
- kogenerační vyhláška;
- mezinárodní obchod s elektřinou;
- stranded costs a jejich uhrazení;
- platby za zemní plyn v kWh.

5.1. Regulace cen tepla

Jak jsme již podrobně popsali v kapitole 4.3.3.3., ceny za teplo jsou regulovány formou věcného usměrňování s tím, že maximální růst ceny za teplo je omezen. Pokud shrneme ještě jednu důsledky takové regulace, pak nejsou příliš povzbudivé:

- Regulace v žádném případě nezabránila růstu cen u těch společností, které provedly chybné investice, popř. provedly špatná rozhodnutí;
- Strop růstu cen zavedený v roce 1996 navíc poškodil ty společnosti, které do té doby držely nízké ceny, protože jim de facto znemožnil reagovat na skokový růst cen některých nákladů s výjimkou paliv (cenová čepička se nevztahuje na palivové náklady) – jedná se tak do značné míry o konzervování stávajícího stavu;
- Stejně tak nezabránilly regulace rozmíškám mezi primárními a sekundárními sítěmi, pokud mají jiného vlastníka.

Všechny tyto problémy jsou všeobecně známé a jsou navíc podpořeny křížovými dotacemi u ostatních druhů energií – tj. zemního plynu a elektřiny.

Odpověď, kterou nám dali zákonodárci a regulátoři na tyto problémy, není těžké uhádnout – větší a tužší regulace. Čili problém, který je vyvolán existencí regulace, se má nyní vyřešit větší regulací.

V části Velkého energetického zákona, která je věnovaná teplotárenství (§ 76 - §89), jako by zůstal plně zachován duch centrálního plánování, což na jednu stranu může teplotárenským společnostem vyhovovat, ale v dlouhém horizontu jim to může přinést velké problémy.

Předně je zachována povinnost dodávky pro každého dodavatele, který o to požádá a dodávka je v souladu s územní energetickou koncepcí (§76, odst. 1 a zrcadlově z pohledu odběratele v §77, odst. 1 – všimněme si, stále se mluví o odběrateli, nikoliv o zákaznících). Tato povinnost dodávky má dvě strany – zprv, je to povinnost, která zcela odporuje svobodě obchodu a podnikání. Teplotárenská společnost by měla sama rozhodovat o tom, s kým smlouvu uzavře, a s kým ne. Není sebemenší důvod, proč by mělo být teplotárenským společnostem bráněno uzavřít s někým smlouvu. Podmínka „dodávka je v souladu s energetickou s územní koncepcí“ nás vrací k problému energetické koncepce, k němuž jsme se již vyjádřili jako k mýtu 34¹⁴⁴. Ještě jednou zde opakujeme, že energetické koncepce pojaté jako centrální plánování, tj. určující, kdo, kde a jak má spotřebovávat energii jsou nesmyslné. A stejně tak jsou nesmyslné koncepce týkající se větších územních celků, než je obec. Pokud totiž bude dodávka tepla výhodná jak pro zákazníka, tak pro teplotárenskou společnost, pak ji uskuteční a nepotřebují k tomu posvěcení žádnou energetickou koncepcí.

Druhou stránkou téže mince je ale skutečnost, že pokud existuje povinnost zásobovat, pak jsou s ní explicitně nebo implicitně spojeny i další atributy, které pro teplotárenské společnosti zase tak nevýhodné být nemusejí. Především je to vymezené území pro podnikání, tj. de facto monopol, což ale není u českých teplotárenských společností tak

¹⁴⁴ Zde odhlížíme od skutečnosti, která zřejmě našim zákonodárcům unikla, že energetické koncepce jsou povinně vypracovávány na úrovni kraje a ty takové problémy (tj. kde bude vybudováno CZT) neřeší – a opět odhlédneme od toho, že není jasné, co vlastně řeší.

Paradoxně má toto opomenutí jeden pozitivní důsledek – pokud není územní energetická koncepce vypracována, pak povinnost připojení padá a to je dobře.

jednoznačně určeno. A pak je to především cenová regulace, která jim umožňuje započítat si do ceny veškeré oprávněné náklady poskytování tepla včetně vícenákladů spojených s povinností dodávat.

Nicméně tato druhá strana mince je v praxi poněkud oslabena, a to z důvodů, které jsme popsali v kapitole 3 - „Zaostřeno na teplárenství“. Připomeňme si je: asymetrická substituce, koheze a zcela jednoznačný substituční vztah mezi CZT a DZT. Při popisu situace, ve které stojí každá teplárenská společnost, využijeme ještě jednou modelu, který jsme již jednou, ale v jiné souvislosti využili – oligopol s dominantní firmou. Teplárenská společnost provozující CZT je de facto v pozici dominantní firmy a spotřebitelé jsou v pozici tržního lemu, neboť si mohou dodávat teplo z vlastních zdrojů. Pokud společnost provozující CZT zvedne cenu tepla, pak pro čím dál tím více domácností bude výhodné se odpojit a zásobovat se sami. Tím bude množství zákazníků teplárny klesat, neboli se jí bude snižovat tržní podíl. Opět zde vidíme mechanismus, který pracuje v tomto modelu tak, že vyšší cena dominantního producenta znamená jeho nižší tržní podíl – a tento mechanismus teplárenské společnosti velmi dobře znají.

V praxi dochází za jinak stejných podmínek při zvyšování ceny tepla k odpojování, které v určité chvíli může způsobit rozpad soustavy CZT. Důsledek je jednoduchý – pokud chce teplárenská společnost přežít, pak má trhem (neboli rozhodnutím zákazníků) daný určitý tržní cenový strop, který je za daných tržních podmínek nepřekročitelný bez hrozby vlastního sebezničení.

Účast regulátora v této tržní hře je naprosto nadbytečná a nepotřebná. Stejně tak není nutná jakákoliv speciální úprava smlouvy o dodávce tepla, která je určena v §76 odst. 3. Při nákupu tepla se jedná o nákup a prodej, a proto by mělo být necháno na obou smluvních stranách, jakým způsobem si svá práva a povinnosti upraví.

Doporučení 1: Zrušme jakékoliv specifické cenové regulace, povolovací a autorizační řízení v oblasti teplárenství a obecně vyjmeme teplárenství z pravomoci ERÚ. Naprosto stačí ponechat teplárenství ve standardním režimu omezené pouze existujícími ekologickými a stavebními předpisy.

5.2. Systémové služby a obchodní systém

Ještě mnohem zajímavější otázkou týkající se systémových služeb, než je jejich praktické zajišťování (ačkoliv to pálí nezávislé výrobce stejně), je otázka, co vlastně by měla zajišťovat ČEPS jako jejich monopolní dodavatel. Na tuto problematiku jsme již také narazili a to v kapitole 4.3.3.2. Nicméně jsme při počítání velikosti poplatku za systémové služby považovali množství podpůrných služeb za dané a příliš jsme nediskutovali, zda-li je smysluplné takové množství záloh zahrnout do položky podpůrné služby. A právě otázka velikosti podpůrných služeb a definice systémových služeb nás bude zajímat nyní.

Jak už bylo řečeno, systémové služby mají podle našeho názoru zajišťovat stabilitu soustavy a kvalitu dodávky v záležitostech „vis major“, tzn. přerušené vedení, výpadek zdroje, neočekávaný odběr, ale pouze do doby, než lze tento problém vyřešit obchodně. Čili se opět jako v mnoha jiných případech nejedná o ryze technickou či technologickou veličinu, ale spíše o veličinu ekonomickou, byť se silným vlivem stávající technologie.

V českém kontextu by se daly pro tuto chvíli definovat systémové služby jako zajištění stability soustavy po dobu jedné hodiny, neboť obchodní jednotkou je v naší elektrizační soustavě právě jedna hodina. Vše ostatní nad jednu hodinu lze zobchodovat – tj. řešit ekonomickými nástroji, nikoliv nástroji regulačními. Z podstaty věci to znamená, že do podpůrných služeb potřebných k zajištění systémových služeb by se zahrnuly pouze primární a sekundární regulace. Vše ostatní, tj. terciární regulace a dispečerská záloha, by bylo z technického hlediska pro systémové služby nepotřebné. Neposkytnutí výkonu v dané době ať už z jakýchkoliv důvodů by bylo věcí obchodních partnerů a sankcí, které si ve svých obchodních smlouvách stanovili, a nikoliv systémového operátora.

Mimochodem, jak již také bylo zmíněno, v současném cenovém výměru jsou stanoveny sankce za nedodržení odběrového diagramu u těch spotřebitelů, kteří mají odběr zajištěn formou odběru smlouveného množství elektrické energie, a stejně tak REASy jsou penalizovány, pokud vybočí ze svého odběrového diagramu. Sankce jsou stanoveny na obě strany - tj. jak pro nadodběr, tak i pro nedodržení odebraného množství (jedná se v mnoha případech de facto až o formu „take-or-pay“ kontraktu plus sankce za nedodržení). A tak dnešní platby za SS v rámci terciární regulace a dispečerské zálohy jsou tak v podstatě duplicitní (!) k sankcím za nedodržení odběrového diagramu.

Pokud bychom tedy uvažovali pouze PR a SR, pak maximální požadované množství peněz na zajištění PpS by bylo ještě menší než jakékoliv číslo zmíněné výše.

Tabulka 8 Možné náklady na podpůrné služby

Jednotky	PR		SRZT		SRZR		Celkem		Poštovní známka Kč/MWh
	MW	mil. Kč	MW	mil. Kč	MW	mil. Kč	MW	mil. Kč	
Hodnoty - požadavky EGÚ	110	296	710	970	755	850	1575	2116	32,44

Výpočet požadovaných finančních zdrojů byl proveden na základě stejné metodiky jako v minulé kapitole. Tj. ocenění PR bylo převzato ze studie EGÚ a k ocenění SR byla použita metoda reprodukce nejlevnějšího vhodného marginálního zdroje (kombinovaný PPC - tj. 156 Kč/MW_{inst.} a hodinu). Požadované množství instalovaného výkonu bylo získáno jako maximum požadavků na daný druh regulace ze studie EGÚ. U SRZT je maximum 355 MW, ale regulační pásmo je +/- SRZT. Ve jmenovateli zlomku pro výpočet poštovní známky byla použita hodnota 65,227 TWh (předpokládaná spotřeba + export, viz kapitola 4.3.3.2.). Jak vidíme, požadovaná částka na krytí systémových služeb se tak dostává na pětinu současné regulované hodnoty.

Pokles platby za systémové služby až na tak nízkou částku je způsoben tedy dvěma skutečnostmi – poklesem plateb za některé služby a vyjmutím některých služeb z oblasti, kterou charakterizujeme jako služby systémové.

Ovšem tato diskuse je pouze jednou částí mnohem složitějšího problému – a tím je obchodní systém, který bude nutné pro fungování trhu s elektřinou vybudovat.

Již od 1. I. 2002 si budou moci vybrat svého dodavatele někteří odběratelé a dojde k oné velmi kýžené transformaci odběratelů na zákazníky (k problému otevření soustavy se ještě vrátíme podrobně). Nicméně, aby mohlo dojít k vytvoření skutečného trhu s elektřinou, je nutné vybudovat obchodní systém, který bude určovat, jakým způsobem budou zapojovány zdroje, jak budou řazeny apod., za daných technických omezení. A také je nutné ocenit technická omezení. Tj. je nutné vybudovat operátora trhu. V §27 Velkého energetického zákona se předpokládá jeho zřízení a jsou určeny jeho pravomoci a povinnosti, byť velmi vágně a povětšinou je odkázáno na „pravidla trhu s elektřinou“, což je další zatím nevydaný prováděcí předpis ERÚ (podle §17 odst. 7, písm. e). A stejně tak je nutné rozhodnout, jaké trhy s elektřinou a kdy vlastně vzniknou.

Vytvořit fungující obchodní systém není jednoduché. Např. obchodní systém pro Anglii a Wales, tzv. povinný pool¹⁴⁵, je v současné době předěláván (viz dodatek C), ale tato změna je neustále odkládána, protože se objevují nové a nové problémy. Na Nordpoolu je zaveden systém neustálého zlepšování, a jak jsme již zmínili (kapitola 4), samotný NordPool je rozdělen na několik paralelních trhů, které zajišťují provoz elektrizační soustavy (s paralelní existencí bilaterálních kontraktů): spotová burza (Elspot), termínová burza (Eltermin), regulační burza (Regelungskraft) a opční burza. Vytvoření trhů je jenom jedna polovina práce, druhou půlkou je vnitřní obchodní systém, což je právě úkol operátora trhu.

V této fázi se dostáváme k velmi technické problematice, ale právě tyto „technikality“ jsou pro život budoucího tržního systému klíčové. Rozhodnutí o jednotce obchodování (kterou je dnes jedna hodina) rozhodne o tom, jakou časovou jednotku bude mít na starosti „uřídit“ přenosová soustava v rámci systémových služeb, stejně tak rozhodnutí o způsobu sjednávání obchodů určí, jaké další služby budou po přenosové soustavě dále požadovány (např. zda-li je nutné držet terciální regulační zálohu nebo dispečerskou zálohu na úrovni přenosové soustavy, či zda je možné ji ponechat hře tržních sil, tj. zdali bude povoleno vytvořit období regulačního trhu).

Není úkolem této studie navrhnout obchodní systém. K tomu jistě existují povolanejší osoby a přiměřenější fóra než think-tankové práce. Nicméně existuje několik zásad, podle kterých by se mělo postupovat. A lze tak sestavit další doporučení.

Doporučení 2:

- Časový úsek, kdy je stabilita soustavy ponechána zcela na přenosové soustavě, by měl být co nejkratší, tj. obchodní jednotka (dnes jedna hodina) a tento interval by se měl postupně zkracovat (v UK se obchoduje v intervalu jedna půl hodina);
- Zbytek služeb nad obchodní jednotku nezbytných k zajištění stability soustavy by měl být ponechán hře tržních sil na regulačním trhu;
- V žádném případě by neměly být zakázány bilaterální kontrakty;

¹⁴⁵ Podrobný popis Anglian Pool lze nalézt v L. Dušek: Konkurence – cesta k efektivní výrobě a spotřebě elektrické energie, LI, 1998.

- Logicky by pak neměla být požadována povinně účast na Poolu neboli spotovém trhu;
- Neměly by se centrálně (shora) vytvářet dodatečné burzovní mechanismy, jako jsou termínové nebo opční burzy – to by mělo být ponecháno na aktivitě samotných tržních subjektů, stejně tak by neměly být a priori zakazovány některé tržní instrumenty (jako např. dlouhodobé kontrakty apod.) a stejně tak by neměl být omezován jejich počet – nechť existuje paralelně několik trhů, tj. míst, kde lze obchodovat s elektřinou a nechť je i mezi institucionalizovanými trhy konkurence;
- Na trhy s elektrickou energií by měli mít od samého počátku přístup i zákazníci a to nejen jako poptávající, ale i jako nabízející (např. nabízející, že sníží za určitých podmínek výkon podle přání technického dispečinku);
- Na energetické trhy by měly mít od samého začátku přístup zahraniční subjekty za stejných podmínek jako subjekty domácí;
- V neposlední řadě by nemělo být bráněno fúzím mezi vzniklými trhy, a to ani se zahraničními, třeba se ukáže, že mnohem efektivnější uspořádání elektroenergetického trhu je úplně jiné, než bylo prozatím uvažováno od zeleného stolu.

Jednotlivým kritériem všech výše uvedených zásad je především snaha snížit na co nejmenší míru diskreční zásahy ať už státních úředníků, regulátorů nebo vlivných zájmových skupin.

Přestože návrh obchodního systému je trochu nad rámec studie, pokusíme se v rámci doporučení stručně nastínit, jak by obchodní systém mohl vypadat. Bude zajímavé náš návrh srovnat s tím, co vytvoří ERÚ.

Stručný popis návrhu obchodního systému

Subjekty na trhu budou rozlišeny na dva druhy:

- subjekty s odpovědností za odchylku
- subjekty bez odpovědnosti za odchylku

Hlavním rozlišovacím znakem je jejich přístup na organizované trhy s elektřinou a způsobem rozlišení je jejich přistoupení k podmínkám obchodního systému.

Subjekty bez odpovědnosti za odchylku uzavírají smlouvy o dodávce elektřiny se subjekty s odpovědností za odchylku. V případě neuzavření smlouvy se jedná o neoprávněný odběr.

Obchodní jednotkou je jedna hodina. (Lze samozřejmě uvažovat i o jiných jednotkách – realistická je půlhodina, což by mělo výhodu v tom, že systémové služby by se „scvrkly na současnou primární a sekundární regulaci.)

Obchodní systém pro subjekty odpovědné za odchylku

Operátor trhu (může být totožný s ČEPS) organizuje pouze jeden trh – trh s regulačním výkonem (TRV).

Dále registruje bilaterální kontrakty (BK) na dodávku elektřiny, dodávky vyplývající z kontraktů na organizovaných trzích (KOT) a vzájemné výměny v rámci kontraktů či dohod (VV).

Princip obchodování je postaven na pohyblivém uzavírání brány pro obchodování (rolling gate closure), kdy do 4 hodin před konkrétní obchodní hodinou jsou registrovány operátorem trhu ty BK a KOT, které se jí týkají.

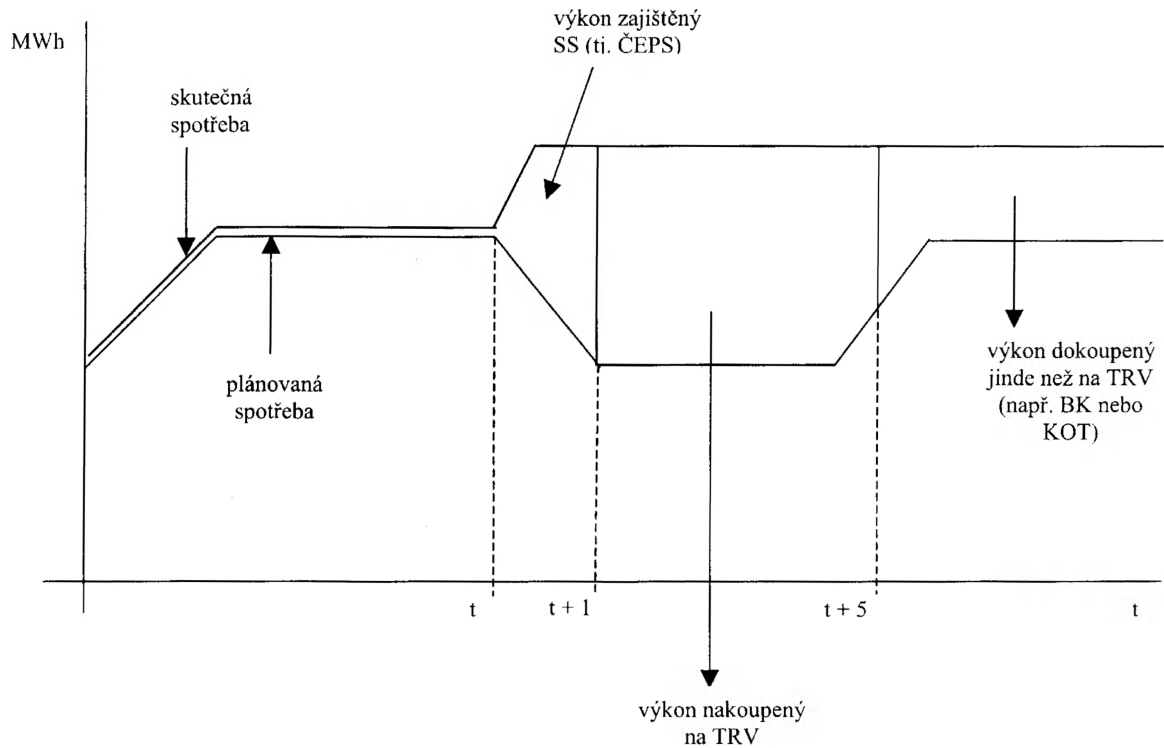
Během čtyř hodin mezi „zavřením brány“ a konkrétní obchodní hodinou je možné, aby subjekty trhu si vyměňovaly v rámci BK a KOT dodávky elektřiny (nezmění tím ale řazení zdrojů).

V rámci jedné obchodní hodiny je za stabilitu soustavy odpovědný ČEPS, který ji zajišťuje v rámci systémových služeb. V obchodním systému je význam slova systémové služby zúžen právě na zajištění stability soustavy v rámci jedné každé obchodní hodiny.

Po uplynutí obchodní hodiny je prostor následujících čtyř hodin vyplněn kromě možnosti VV existencí organizovaného TRV (organizuje operátor trhu), který bude plnit vlastně úlohu spotového cenotvorného trhu. Cenotvorný v tom smyslu, že cena elektřiny dodaná v rámci systémových služeb bude oceněna cenou vytvořenou na TRV pro konkrétní obchodní hodinu.

Na časové ose by se dal obchodní systém vyjádřit následovně:

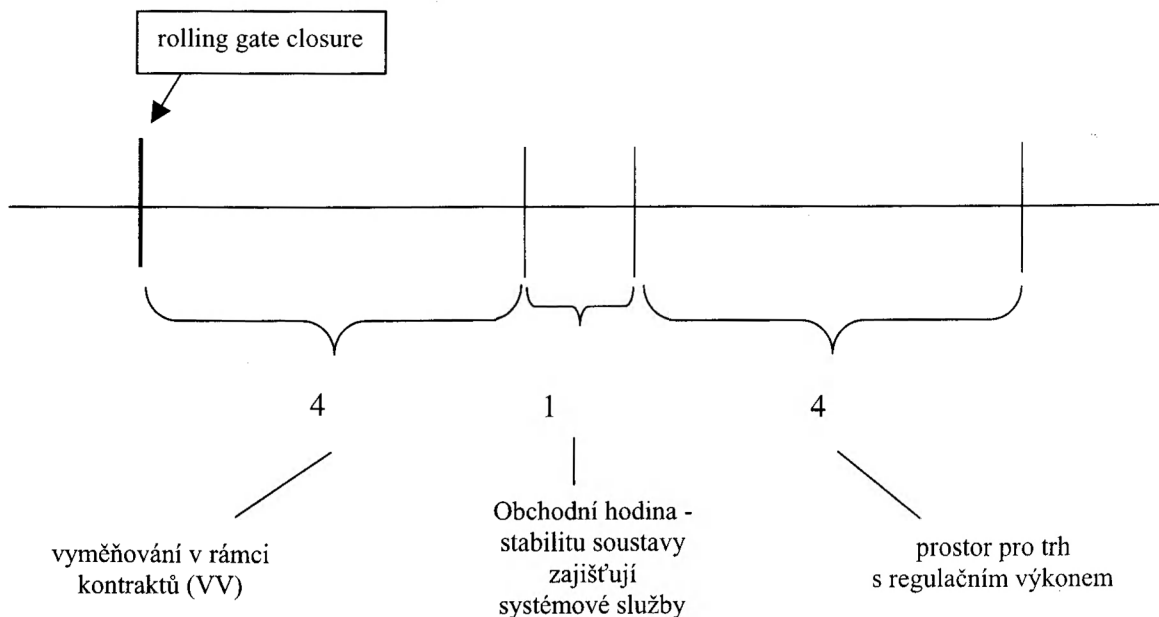
Obrázek 37 Možný obchodní systém



Jako příklad chování na tomto systému lze popsat situaci kupujícího elektřiny (je jedno, jestli je to firma, obchodník, zahraniční subjekt nebo distribuční společnost), který má formou BK nebo prostřednictvím KOT pokrytu svoji potřebu elektřiny. Nicméně v čase t jeho spotřeba vzroste nad plánovanou úroveň. Mezi t a $t+1$ je jeho rostoucí spotřeba zajištěna v rámci systémových služeb. Pro období $t+1$ až $t+5$ nakoupí elektřinu na TRV nebo se s někým dohodne na VV (na provedení nákupu nebo VV má čas jednu hodinu, která je vyhrazena systémovým službám). Pro delší období může nakoupit elektřinu kdekoliv jinde, protože je ještě před „gate closure“.

Situace je znázorněna na obrázku 38.

Obrázek 38 Rolling gate closure



Organizované trhy s elektřinou

Organizované trhy s elektřinou, jejich vznik, sídlo, počet, metody a způsoby obchodování, nabízené produkty apod. nemá smysl regulovat. Naopak je vhodné ponechat na jednotlivých účastnících trhu, jaký způsob obchodování, v jakých jednotkách apod. zvolí.

5.3. Otevírání energetických trhů

Tato část se týká především elektroenergetického a plynárenského trhu. Začneme tím jednodušším – zemní plyn.

Zemní plyn

Jak už bylo řečeno, otevírání trhu se zemním plynem se prozatím de facto nekoná. Protože první stupeň otevření trhů by měl podle Velkého energetického zákona proběhnout od 1. 1. 2005, a to pro odběratele se spotřebou vyšší než 15 mil. m³ ročně v předcházejícím kalendářním roce, držitele licence na výrobu elektřiny spalující plyn v tepelných elektrárnách nebo při kombinované výrobě elektřiny a tepla a distributory plynu v rozsahu stanoveném právním předpisem.

Druhý stupeň otevření trhu nastane 1. 1. 2008 pro stejné skupiny zákazníků až na to, že limit pro jejich spotřebu činí 5 mil. m³. Třetí stupeň není – zatím. Vše viz § 55 Velkého energetického zákona.

Tyto skutečnosti jsme již komentovali, ale ještě několik dodatečných komentářů můžeme přidat na tomto místě. Z pohledu připravované nové Evropské směrnice je toto otevření trhu nedostatečné. Opět je zde možnost diskrece pro ERÚ (distributoři budou oprávněnými zákazníky v rozsahu určeném právním předpisem – tj. od 100 % do nuly, pokud nebudou mít žádné oprávněné zákazníky). A obecnější komentář se týká samotné postupnosti otevírání trhu. Za prvé je postupné otevírání trhu diskriminačním opatřením, protože neexistuje žádný ekonomický, technický, morální ani jiný důvod, proč by někteří zákazníci měli mít jiná práva než jiní. Za druhé, dvojkolejný režim mezi zákazníky může vést ke snaze využít zajatých zákazníků k převádění nákladů a k predátorskému stanovování cen. Za třetí, nároky na regulátora jsou z těchto důvodů vyšší a těžko se po odeznění jejich původní příčiny pravomoci regulátora snižují (neboť společenské instituce mají velkou setrvačnost). A v neposlední řadě může vést postupné otevírání k plýtvání.

Představme si situaci nějakého podniku nebo střední teplárny, která odebírá zemní plyn, na počátku roku 2004. Za rok poté se otevírá trh pro ty zákazníky, kteří mají odběr v roce 2004 vyšší než 15 mil. m³. Naše společnost však má očekávaný odběr řekněme 14,5 mil. m³. Vyplatí se plýtvat, aby překročila minimální objem? Pokud je důvodné se domnívat, že cena plynu pro oprávněné zákazníky s takto vysokým odběrem bude nižší než pro zajaté (a to je velmi realistický předpoklad), pak ano! Otázkou je jenom výše slevy. Ale buďme konkrétní.

Pokud by sleva dosáhla řekněme jen 10 % ceny zemního plynu, pak by se spotřebitelům s odběrem větším než 13,63 mil m³ zemního plynu vyplatilo při diskontu 10 % spálit zbývající množství do 15 mil. m³ spotřeby zbytečně (jen tak do vzduchu) a byli by na tom stejně nebo lépe, než kdyby zůstali zajati. Pro naši teplárnu se spotřebou 14,5 mil. m³ by byl finanční přínos ekvivalentní ceně 0,86 mil. m³ zemního plynu. A to stojí za trochu plýtvání – nepřipomíná to minulý režim centrálního plánování, kdy se plývalo proto, aby se splnil plán?

Dalším obecným komentářem se všeobecnou platností je to, že monopol udělený vládou jde jedinečně proti zájmům zákazníků jako celku, ať už je rétorika při jeho zřizování a udržování jakákoliv. A z těchto poznatků vyplývá naše doporučení.

Doporučení 3: Plynárenský trh by měl být otevřen ze sta procent k 1. 1. 2002 na principu sjednaného TPA pro všechny subjekty (tj. pro Transgas i pro REGASy). Ke stejnému datu by měly padnout všechny regulace cen plynu i omezení vstupu do odvětví (tj. licence, autorizace a vymezená území) a stejně tak i jakákoliv omezení zahraničního obchodu se zemním plynem. Jedinými omezeními by měly být obecné stavební a ekologické předpisy.

ELEKTŘINA

V elektřině je situace jiná. Jak jsme již opět popsali výše, je plánované celkové otevření trhu s elektřinou od 1. 1. 2006 v postupných krocích. Na postupné kroky v oblasti elektroenergetiky by se daly vztáhnout všechny námitky, které byly již vyloženy výše pro oblast plynárenství. Nebudeme je opakovat, ale soustředíme se na jiný problém, který jsme záměrně u plynárenství vynechali, protože zvláště u elektřiny má svůj půvab.

V § 21 nalezneme, že od 1. 1. 2002 jsou oprávněnými zákazníky koneční zákazníci, jejichž *spotřeba elektřiny vztahovaná na jedno odběrné místo* včetně vlastní výroby pro vlastní potřebu překročila hodnotu 40 GWh v roce 2000 nebo v ročním období od 1. 7. 2000 do 30. 6. 2001. Důležité slovo, kterému se budeme nyní věnovat, je „spotřeba

elektrina vztažená na jedno odběrné místo“. Díky tomuto zdánlivě nevinnému ustanovení tak přijdou o možnost vyvázat se ze zajetí regulací zajímavé podniky.

Podle údajů ÚED mělo spotřebu elektřiny vyšší než 40 GWh v roce 2000 101 subjektů. Mezi nimi i České dráhy, Česká pošta, Dopravní podnik hl. m. Prahy, České radiokomunikace, Česká spořitelna, Komerční banka, Vězeňská služba, Český Telecom, některé vodárenské společnosti, těžařské společnosti atd. Tato skupina je zajímavá tím, že díky tomuto nevinnému ustanovení má smůlu – prostě si svého dodavatele elektřiny nevybere. Protože jejich agregovaná spotřeba sice překračuje stanovený limit, ale nikoliv na jednom odběrném místě! Pokud zredukujeme počet subjektů se spotřebou vyšší, než je 40 GWh, o tyto nešťastníky, pak nám zbude asi 60 oprávněných zákazníků. Ale pozor, mezi těmito oprávněnými jsou dvě velké skupiny, které toto právo také nijak nevytrhne – výrobci elektřiny a autogenerátoři. Největší výrobci elektřiny (ČEZ a spol.) jsou totiž i jejími velkými spotřebiteli, ale z pohledu elektroenergetického trhu jsou tyto společnosti mimo úvahy o otevírání trhů. Stejně tak autogenerátoři, tj. zpravidla velké podniky, které sice mají vysokou spotřebu elektřiny, ale mají také vysokou její výrobu ve vlastních zdrojích. Mezi takové společnosti patří např. Chemopetrol Litvínov, Synthesia, AssiDomän Sepap, Kaučuk, Nová huť, Vítkovice, Sokolovská uhelná a další. V mnoha případech firemní energetiky nejenže dokáží vyrobit takové množství elektřiny, že pokryjí spotřebu závodu, ale často ještě zbude. Čili možnost výběru dodavatele také nebude pro tyto společnosti příliš velkým přínosem, protože takové firmy měly volbu vždy – odebrat ze sítě nebo z vlastního zdroje. Pokud tedy odečteme energetické společnosti a autogenerátory, pak subjektů, kterých se bude týkat první krok liberalizace elektroenergetiky, mnoho nezbyvá. A někteří již dnes mají vlastní smlouvy o dodávkách, které jsou mimo rámec jakýchkoliv tarifů.

Když tedy shrneme jednou větou, co se stane po 1. 1. 2002, pak to spíše vypadá, že v současnosti je „příliš mnoho povyku pro nic“. Žádná zvláštní, extrémní nebo hluboká změna se nedá očekávat – ani v cenové hladině ani ve službách. A to ani po 1. 1. 2003, neboť se sice rozšíří výrazně oblast oprávněných zákazníků, ale opět toto rozšíření bude zúženo odvolávkou se na jedno odběrné místo.

Pokud tedy bude někdo argumentovat, že liberalizace elektroenergetického trhu nic podstatného nezmění, a jako důkaz bude uvádět situaci po 1. 1. 2002, pak sice bude mít pravdu v tom, že se nic moc nezměnilo, ale to je právě proto, že liberalizace neproběhne a fakticky je tak odložena až do 1. 1. 2005, kdy si budou moci vybrat svého dodavatele zákazníci s odběrem vyšším než 100 MWh ročně!

Zajímavá jsou zdůvodnění, proč je toto omezení na jedno odběrné místo důležité. Podle P. Brychty – předsedy ERÚ – je tomu tak proto, „aby se zabránilo neřízenému otevření trhu“¹⁴⁶. Kým neřízenému? V čí prospěch? Opět není žádný ekonomický, technický, morální ani logický důvod pro to, aby nedošlo k otevření trhu naráz, a pokud už musí být otevírán postupně, pak nechť se týká zákazníků podle kumulované spotřeby a nikoliv vztažené na jedno odběrné místo.

Mnohem zajímavější je však to, že tato uniklá šance nezajímá spotřebitele. Vždyť pro největší z nich by byl jen pět či deseti procentní slevy znamenaly úspory v řádu desítek či stovek milionů korun! Taková úspora je dokonalým „windfall present“ (neboli darem z nebes, pokud někdo preferuje češtinu), který pomůže podnikům snížit jejich náklady, aniž by se musely samy příliš snažit. Autor studie se osobně setkal s přístupem některých manažerů: „vždyť je to jen pár milionů“. Nad uvažováním některých finančních ředitelů a zaměstnanců zůstává skutečně rozum stát.

Stejně tak zůstává rozum stát i nad logikou některých úředníků MPO, kteří jednou rukou rozhazují miliardy na záchranu některých podniků, ale druhou rukou peníze z podniků berou ve formě vysokých nákladů, které musejí firmy platit za energie – zbytečně.

Doporučení vyplývající z těchto problémů je jednoduché a jednoznačné.

Doporučení 4: Otevřít trh s elektrickou energií od 1. 1. 2002 ze sta procent, zavést sjednaný TPA, zrušit regulace cen, licenční řízení, autorizace a jiné speciální regulace. Jako u doporučení pro plynárenství by bylo vhodné ponechat elektroenergetiku ve standardním režimu jako jiné hospodářské činnosti.

5.4. Kogenerační vyhláška

Nyní se dostáváme snad k nejpervnějšímu problému, který zmítá naší elektroenergetikou – kogenerační vyhlášce.

Nejprve něco ke genezi tohoto problému. V zákoně 222/1995 Sb. byla stanovena povinnost distributorů elektrické energie vykupovat elektřinu vyrobenou kogeneračním způsobem. Nic nebylo řečeno o její ceně a v podstatě to nikomu nevadilo. IPPs si s REASy domluvily svobodně kontrakty, dohodly se na podmínkách, ceně apod. Jak již bylo řečeno,

¹⁴⁶ Viz Euro 19/01, citace v článku B. Růžičkové: Váhaví střelci.

5. Hlavní spory a návrhy na jejich řešení

žádné přímé regulace ceny mezi IPPs a REASy neexistovaly a neexistují. Přesto vznikl velkoobchodní trh, na kterém ČEZ od roku 1996 ztrácel pozici. V zákoně 458/2000 Sb. (Velký energetický zákon) byla v § 32 tato povinnost zopakována s tím, že cena za elektřinu vyrobenou kogeneračním způsobem bude stanovena ve zvláštní vyhlášce.

Základem pro jakési ospravedlnění přednostního přístupu ke kogenerační výrobě je Mýtus 24 (viz kapitola 2). Skutečný důvod jejího prosazování je ale naprosto jiný – překvapivě jsou to peníze.

Co je ale perverzní na celé debatě, je ten fakt, že IPPs kogenerační vyhlášku se zaručenými cenami výkupu nechťejí per se. Jejich cílem je prosazení kogenerační vyhlášky jako nástroje, kterým se budou bránit proti tlaku ČEZ a. s., který si za svůj nástroj zvolil poplatky za systémové služby. Boj o poplatky za systémové služby IPPs prohrály na celé čáře a u většiny z nich se to projevilo snížením výkupních cen od REASů. Nyní ve druhé fázi boje se jedná o kogenerační vyhlášku – a zatím stále IPPs prohrávají vysoko na body. Kogenerační vyhláška není zatím vydána. Poslední zprávy z ERÚ tvrdí, že se tak stane v průběhu podzimu s platností od začátku příštího roku. Z pohledu IPPs se jedná o ztrátu jednoho roku.

Kogenerační vyhláška je, stejně tak jako její vzor KWK, nesystémová a pouze zvyšuje ceny elektřiny. Nicméně zde je fér zdůraznit ještě jednou, že IPPs ji tak chápou také! Je pouze nástrojem konkurenčního boje z arzenálu, který využívá stejně tak dobře ČEZ a který je v něm zatím mnohem úspěšnější – tj. v konkurenčním boji skrze regulace.

Jako důkaz toho, že se skutečně jedná o boj proti ČEZ, poslouží zajímavá historika. Jak už bylo řečeno, je velkým problémem určit, co vlastně kogenerací je a co již ne, tedy co je monovýrobou s odběrem tepla. Stejně tak je sporné, zda zahrnout do výpočetních základů celé elektrárny/teplárny, či se soustředit na jednotlivé bloky. Po předložení jednoho návrhu došlo k tomu, že díky definici kogenerace ve vyhlášce vypadlo z kogenerační výroby ECKG, tj. jeden z IPPs. Po malé změně v definici se sice ECKG do kogenerace vešlo, ale spolu s ním i některé elektrárny s odběrem tepla ČEZ, což je samozřejmě pro IPPs nepřijatelné, protože kogenerační vyhláška má tvořit právě nástroj v boji proti ČEZ. A tak bychom mohli pokračovat.

Kogenerační vyhláška nakonec asi vydána bude, ale naše doporučení je následující.

Doporučení 5: Je nutné v souvislosti s novým obchodním systémem a tvorbou operátora trhu předdefinovat systémové služby a platby za ně ve smyslu návrhu z oddílu 5.2. (tj. zajištění stability soustavy do jedné hodiny). Tyto platby uvalit na každý spotřebitelský subjekt přifázaný k elektrizační soustavě (ve velikosti zhruba 40 Kč/MWh). Spolu s úplným otevřením trhu není sebemenší důvod nejenom držet zákonnou povinnost výkupu elektřiny z kogenerační výroby (dnes § 32), ale ani vydávat kogenerační vyhlášku.

5.5. Mezinárodní obchod s elektřinou

Dalším poměrně kuriózním problémem je otázka mezinárodního obchodu s elektřinou. Tato otázka se na první pohled týká především ČEZ, neboť jeho podíl na vývozech elektřiny činí téměř 100 %. Podíl na dovozech je mnohem menší – asi 30 % všech dovozů. Na následující tabulce je zobrazen vývoj českého zahraničního obchodu s elektřinou v posledních letech.

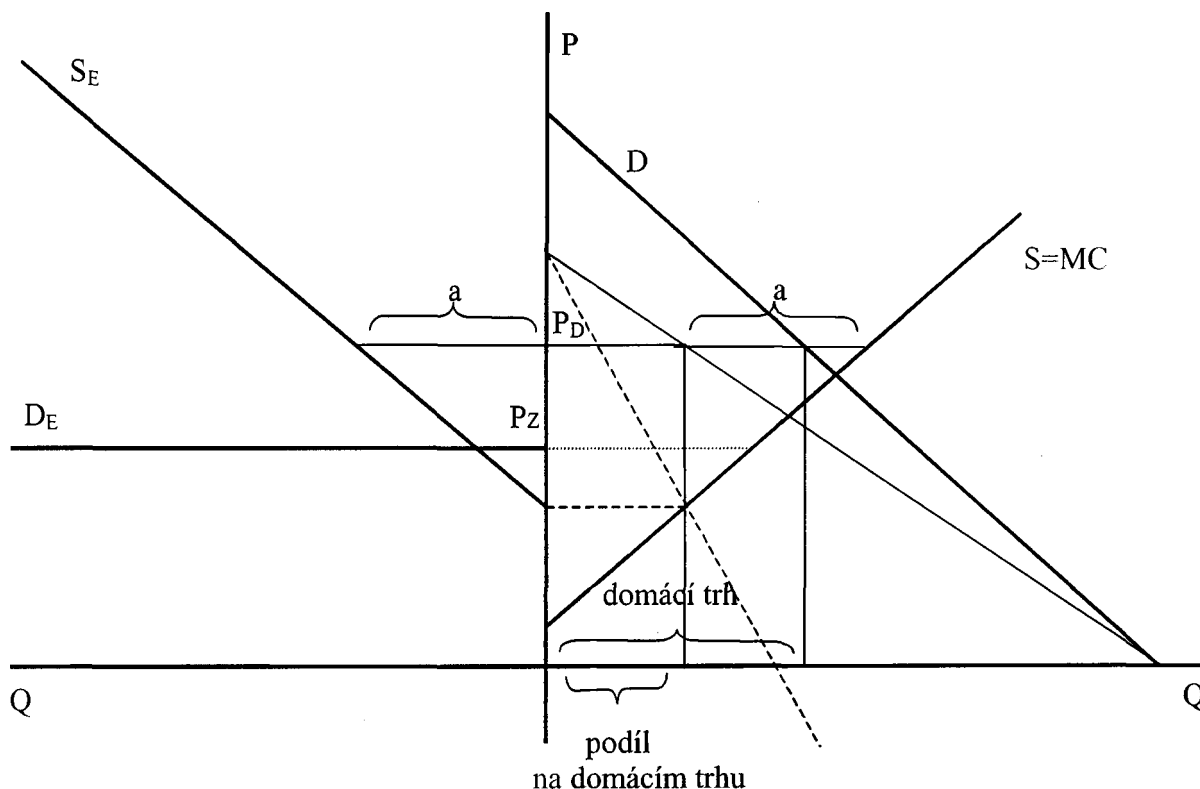
Tabulka 9 Česká republika – export a import elektřiny (GWh)

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Import	903	1593	2539	3090	2565	2069	2431	přibližně 2477
Export	3007	2038	2121	3093	3753	4530	5707	12429
Čistý Export	2104	445	- 418	3	1188	2461	3276	9952
Tranzit	5096	3396	2421	3238	2995	2604	1968	přibližně 2000

Od roku 1998 se začal export elektřiny ČEZ závratně zvyšovat. Pro představu export v roce 2000 znamená zhruba roční produkci jaderné elektrárny Dukovany (to není jakákoliv kritika nebo komentář, pouze srovnání velikosti). Vzestup exportu souvisí s tím, jak začal klesat podíl ČEZ na domácím trhu (neboli v účetním ptydepe na krytí domácí poptávky). ČEZ prostě začal elektřinu, kterou neudal na domácím trhu, vyvázet. Což také umožnilo, aby objem jeho výroby zůstal v podstatě zachován – viz tabulka 8. To je naprosto správná a racionální strategie. Pokud jde o často kritizované ceny elektřiny, kterých ČEZ dosahuje v zahraničí (za rok 2000 to bylo v průměru 637 Kč/MWh a za leden 2001 už pouze 579 Kč/MWh), pak ani ty nejsou nic špatného. U každého ekonomického

subjektu platí, že je efektivní vyrábět tak dlouho, dokud je dosahovaná cena vyšší než průměrné variabilní náklady, neboli dokud dosahovaná cena kryje alespoň část fixních nákladů. Neboť fixní náklady by firma musela krýt stejně, tak jako tak. Optimalizační strategii zahraniční firmy za předpokladu odděleného domácího a zahraničního trhu je možné zobrazit na obrázku 36.

Obrázek 39 Optimalizace dominantní firmy na dvou trzích – domácím a zahraničním

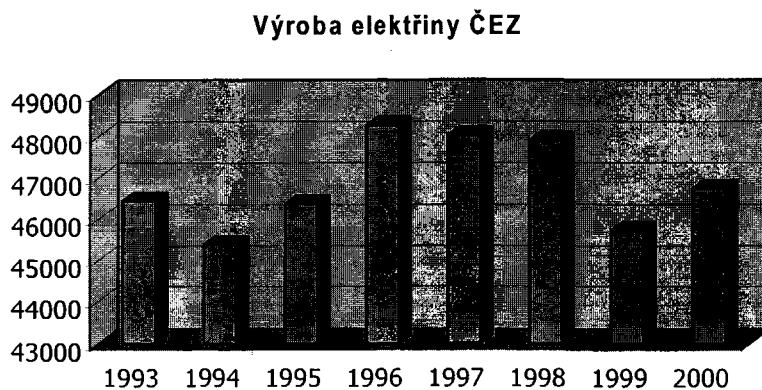


S_E – exportní nabídka, D_E – poptávka po exportu, P_D – cena na domácím trhu, P_Z – cena na zahraničním trhu, MC – mezní náklady dominantní firmy, S – nabídka dominantní firmy, D – celková poptávka na domácím trhu.

Z obrázku je patrné, že dominantní firmě se vyplatí vyvážet i za ceny výrazně pod úrovní domácích cen, protože jakýkoliv přínos nad variabilní náklady marginálních zdrojů převyšujících krytí domácí poptávky je čistým přínosem pro firmu. Jaká exportní cena je skutečně minimálně možná, aby byl export stále ještě výhodný, ví pouze a jenom ČEZ.

Pravá část obrázku zobrazuje rovnováhu dominantní firmy na domácím trhu, jak ji známe z kapitoly 4 levá část obrázku představuje zahraniční trh.

Obrázek 40 Výroba elektřiny v ČEZ a. s.



5. Hlavní spory a návrhy na jejich řešení

Co je skutečným problémem, je přenosová kapacita elektrických vedení vedoucích do zahraničí. V následující tabulce jsou zanesena všechna propojení do zahraničí, která může ČEZ využít. Vidíme, že většina vedení je propojena na Slovensko a do Polska, což má své historické důvody. Ale většina exportu ČEZ (asi 92 %) míří do SRN. A ČEZ při množství exportované elektřiny dnes v podstatě narazil na hranice přenosových kapacit. A nebo ne?

Tabulka 10 Propojení české elektrizační soustavy do zahraničí

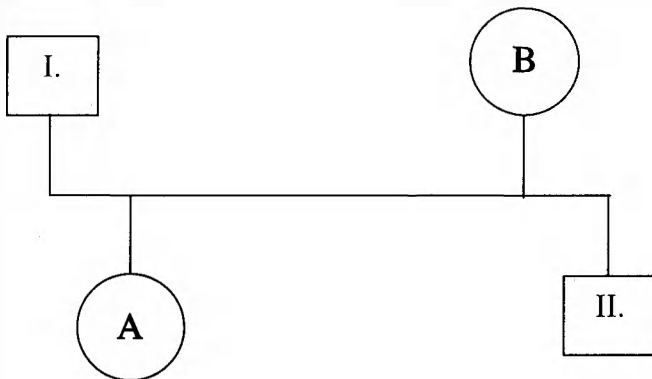
	Typ vedení	Napěťová úroveň
Rohrsdorf (SRN)	dvojitě	400kV
Etzenricht (SRN)	dvojitě	400kV
Durnrohr (Rakousko)	dvojitě	400kV
Bisamberg (Rakousko)	dvojitě (používaná pouze jedna linie)	220kV
Stupava (Slovensko)	jednoduché	400kV
Križovany (Slovensko)	jednoduché	400kV
Senica (Slovensko)	jednoduché	220kV
P. Bystrica (Slovensko)	jednoduché	220kV
Varín (Slovensko)	jednoduché	400kV
Bujakov-Kopanina (Polsko)	dvojitě	220kV
Wielopole (Polsko)	dvojitě	400kV

Zdánlivě jednoduchý problém přenosových kapacit je mnohem záladnější a sofistikovanější, než se na první pohled může zdát. Na tomto místě je zapotřebí se zastavit a vysvětlit problematiku obchodu s elektřinou poněkud zevrubněji.

První a klíčovou poznámkou je, že fyzické toky elektřiny nerespektují hranice států ani obchodní vztahy a kontrakty. Prostě elektřina si teče sítí podle fyzikálních, a nikoliv jiných zákonů. Přesněji řečeno, vždy si vybírá cestu nejmenšího odporu. V ten daný okamžik bez ohledu na to, kdo s kým podepsal jakýkoliv kontrakt.

Tento princip je jednoduché ukázat na primitivním příkladě. Podívejme se na obrázek 37. Vidíme na něm jednoduchou elektrizační soustavu se dvěma výrobci (I.,II.) a dvěma zákazníky (A,B).

Obrázek 41 Jednoduchá elektrizační soustava



Předpokládáme, že výrobce I. podepíše smlouvu se zákazníkem B a výrobce II. se zákazníkem A. Ačkoliv finanční a smluvní vztahy budou odpovídat podepsaným smlouvám, pak fyzické toky budou naprosto odlišné – elektřina z I. bude zásobovat zákazníka A a elektřina z II. bude zásobovat zákazníka B. Přes toto specifikum elektřiny to neznamená, že by byl obchod nemožný, jenom se musí akceptovat některá specifika, která z fyzických toků elektřiny vyplývají.

Proč se o tom zmiňujeme právě v souvislosti s mezinárodním obchodem? Pokud bude totiž ČEZ vyvážet extrémně více elektřiny než ostatní subjekty dovážet, pak se díky omezenému propojení dostaneme relativně brzo k situaci, kdy kapacita propojovacích bodů bude vyčerpána. Koncem roku 2000 jsme nebyli od této situace až tak daleko. Jednosměrný vývoz elektřiny ČEZ byl v podstatě 15% pod hranicí svých technických možností daných kapacitou propojení do SRN.

Leč uvažujme hypotetickou situaci. ČEZ vyváží do SRN elektřinu, jak jsme již uvedli výše, za zhruba 560 Kč/MWh. A jedná se o výhodný obchod. Nicméně české subjekty (třeba REASy) mohou dovážet elektřinu ze SRN, což se také děje, byť v daleko omezenější míře, řekněme za 828 Kč/MWh, což byla průměrná dovozní cena v lednu 2001. Proč by to nemohly udělat (odhlédneme nyní od administrativních problémů)? Průměrná cena 828 Kč je nižší než průměrná cena daná cenovým rozhodnutím a je srovnatelná s cenami od IPPs. Proč platit za drahou elektřinu od ČEZ, když je k dispozici levnější elektřina z dovozu? Bude zde platit omezení přenosových kapacit? Velmi omezeně!!

Dosaďme si nyní do našeho obrázku konkrétní jména. B je zahraniční zákazník ČEZ. A je REAS. I. je ČEZ a II. zahraniční producent. ČEZ dodává svým zákazníkům v zahraničí, REAS odebírá od svých dodavatelů v zahraničí. Elektrony však budou mířit od ČEZ k REASům – nikoliv skrze úzké místo na hranicích. Oba dva obchody budou zaevidovány jako vývoz a dovoz, fyzicky hranice ani nepřekročí a všichni budou spokojeni. ČEZ bude mít odbyt, REAS levnější elektřinu, to samé platí pro zahraniční subjekty. Samozřejmě není situace tak jednoduchá, záleží na průběhu zatížení atd. Nicméně, na volném trhu je silná tendence vyrovnávat arbitrážními obchody ceny na různých trzích a jak je vidět, na elektroenergetickém trhu to lze provádět ještě mnohem jednodušeji než na mnohých jiných trzích. Tomuto procesu se říká zákon jediné ceny. Díky obchodu pak jakoby vzroste přenosová kapacita propojovacích bodů – samozřejmě, že ne fyzikálně, ale účetně. Účetně tak obchod s elektřinou může překročit svá fyzická omezení. Specifika elektřiny jsou pak opět velkou příležitostí pro trh a nikoliv překážkou pro jeho existenci.

Samozřejmě, že při takové situaci je možné, aby české subjekty byly ještě spokojenější – ČEZ by se mohl s REASem domluvit přímo – a je zde prostor pro vyjednávání. REAS platí za dovoz 828Kč/MWh, ČEZ získává 560 Kč/MWh. Mnohem lepším obchodem pro oba subjekty bude dohodnout se na prostřední ceně – třeba na 700 Kč/MWh. A oba na tom budou lépe, ČEZ by získal více než za vývoz, REAS by platil méně než za dovoz.

Celé toto mentální cvičení nebylo tak úplně samoučelné. Mělo tři hlavní cíle:

1. Ukázat, že zákon jediné ceny platí i na elektroenergetickém trhu i v případě, že existují omezené přenosové kapacity, ba dokonce ještě mnohem lépe než na většině ostatních trhů.
2. Zbytečnost cenové regulace v případě volného mezinárodního obchodu s elektřinou, neboť ČEZ nemůže svým chováním na volném trhu určit cenu, stejně jako to nemohou učinit IPPs. V případě volného mezinárodního obchodu se mění celé tržní uspořádání elektroenergetického trhu v České republice – končí struktura oligopolu s tržním lemem a situace začíná připomínat téměř model dokonalé konkurence. V takovém případě není žádná regulace cen potřeba a není odůvodnitelná ani z pozic velmi rigorózní neoklasické ekonomie.
3. Nebezpečí omezení mezinárodního obchodu s elektrickou energií. Omezení obchodu s elektrickou energií nás vrátí do stavu oligopolu s dominantní firmou a tržním lemem, kde sice také není opodstatněná regulace cen, ale ceny jsou přece jenom o něco vyšší, což je zbytečné, když existuje lepší alternativa. Nebezpečí omezení mezinárodního obchodu lze hledat na dvou místech. Za prvé je to udělování licencí na obchod s elektřinou. Pokud bude příliš omezující, pak to zmenší počet obchodníků a tím i subjektů, které mohou provádět arbitáže a tím vyrovnávat ceny. Druhý případ je však mnohem nebezpečnější, podle § 44 Velkého energetického zákona má MPO právo omezit dovoz elektřiny do ČR z mnoha důvodů. Za prvé je to reciproční doložka, která říká, že dovoz je možné omezit, pokud zahraniční trh není otevřen alespoň ve stejné míře jako náš. V současnosti to není tak omezující, protože spíše my jsme pozadu za svými sousedy. Za druhé se jedná o ekologickou doložku, tj. arbitrážně stanovený požadavek, aby byla dovážená elektřina vyráběna alespoň tak „ekologicky“ jako u nás. S ohledem na to, co víme o obchodu s elektřinou, pak by nás velmi zajímalo, jak bude kdokoliv určovat, že dovážená elektřina je skutečně „neekologická“ a hlavně, že skutečně protekla propojovacími body. Svoji komičností toto ustanovení trochu připomíná „protijaderný filtr“ prodáváný v Rakousku na obranu proti elektřině vyráběné v jaderných elektrárnách. Tragické na tom je, že tato „neekologičnost“ bude posuzována úředníky na MPO. Ale ze všeho nejhorší je ustanovení, že MPO může do 1. 1. 2005 zastavit dovoz elektřiny „v případě ohrožení celistvosti elektrizační soustavy, její bezpečnosti nebo ohrožení provozu“. Ačkoliv to zní rozumně, pak de facto to znamená kdykoliv, když se MPO zachce. Kdyby to bylo technicky nutné, pak proč by se zákaz omezoval na dobu do 1. 1. 2005. Spíše se jedná o další způsob, jak preventivně omezit dovozy. Zvýšené riziko zastavení dovozů totiž zvyšuje jejich implicitní cenu. Že by další dárek ČEZ?

Doporučení 6: Zrušme jakákoliv omezení pro obchod s elektřinou, tj. především licenční řízení a s ním spojené požadavky, stejně tak odejmeme MPO a ERÚ všechny pravomoci nad obchodem s elektřinou a nad mezinárodním obchodem s elektřinou obzvlášť. A ještě jednou opakujeme: zrušme cenové regulace.

5. Hlavní spory a návrhy na jejich řešení

Zde jako malý dodatek jenom stručně popíšeme, jak vypadají úzká místa vyplývající z jednostranného provozu v evropské elektrizační soustavě.

Jednotlivé národní elektrizační soustavy byly dlouhou dobu budovány na principu centralizovaného monopolu stejně jako česká elektrizační soustava. A proto i po propojení jednotlivých soustav v rámci UCTE vznikla některá úzká místa, která dnes mohou za určitých okolností (viz výše – tj. především v případě jednosměrného provozu) působit jako úzká místa na volném trhu, který postupně vzniká.

Zajímavé je, že nejvíce úzkých míst a propojovacích problémů se soustředí okolo Francie. Především se jedná o propojení mezi Anglií a Francií pouze jedním podmořským kabelem s omezenou kapacitou. Podobně je izolován Pyrenejský poloostrov. Dalšími úzkými místy jsou hranice Francie s Itálií, Švýcarskem a oblast Beneluxu. Čili Francie má dostatečné propojení pouze s Německem. Posledním místem v Evropě, které tvoří úzké hrdlo, je spojení mezi Skandinávií a zbytkem Evropy.

Hlavním úkolem pro subjekty na rozvíjejícím se trhu je posílit přenosové kapacity tam, kde ani arbitrážní obchody nevedou k uvolnění problematických propojovacích míst. Tragédií je, že Evropská komise si vzala za cíl předložit svůj vlastní Evropský propojovací plán, což není nic jiného než oborové-centrální plánování, pouze s liberální rétorikou. Proč vlastně majitelé sítí nebo nové subjekty nová vedení nestaví? Vždyť už od počátku otevírání trhu s elektrickou energií v Anglii a Walesu bylo známo, že propojení do Francie je úzkým hrdlem.

Problém je v tom, že postavit novou přenosovou kapacitu je obtížné především z administrativního hlediska. Obdoby autorizace a licenčních řízení a trvající pojmání přenosu a distribuce elektřiny (nebo plynu) jako přirozených monopolů neustále znemožňují, zpomalují a znepříjemňují stavbu nových vedení. Navíc je tu jeden další háček. V případě vysoké profitability by totiž tato administrativní omezení (pokud nejsou absolutně prohibitivní jako např. vymezené území nebo výlučná licence) sice zpomalila, ale neznemožnila stavbu paralelních sítí. Jenomže Evropská komise má velmi svérázný přístup ke kapacitě vytvořené stavbou nových vedení. v normálním podnikání platí – postavím si třeba činžovní dům a mohu si s ním následně dělat, co chci – nikoliv tak v případě elektrického vedení. Představme si firmu, která si postaví novou přenosovou kapacitu za své peníze a chce ji využívat pro svoji elektřinu. Má v podstatě smůlu – není možné si zablokovat kapacitu na vedení, které si daný subjekt vybuďoval za vlastní peníze a není v režimu přímých vedení. Analogie s činžovním domem zmíněná výše by byla asi v tom, že vámi postavený hotel byste nemohli využívat sami a museli byste většinu své kapacity poskytnout jiným provozovatelům hotelových služeb. Postavili byste si nový hotel? Spíše ne. Proto se také nestaví nová vedení.

A opět můžeme posloužit příkladem od pana Jonese, který „vysvětlil“, že není možné, aby v případě úzkých míst poplatky za využívání přenosových kapacit, které jsou vysoké – díky jejich vzácnosti (ať už jsou určeny jakýmkoliv způsobem – třeba aukcí), zůstaly jako zisky firem provozujících přenosová zařízení. Protože se jedná o monopolní zisky a protože tyto vysoké příjmy by mohly demotivovat posilování kapacit. V tomto svém tvrzení udělal několik fatálních ekonomických omylů. Za prvé, vysoké příjmy v úzkých místech budou naopak motivovat posilování kapacit za předpokladu, že bude moci vstoupit do odvětví konkurence relativně jednoduše a hlavně, pokud si s přenosovou kapacitou bude moci dělat, co chce (když už posílení sítě bylo provedeno za její vlastní peníze). Za druhé, ani v případě, že monopolizace vstupu do odvětví bude zachována, nemusí být současná struktura nutně optimální z pohledu monopolisty a ten může mít zájem posílit vedení – vše bude záležet pouze na jeho nákladových křivkách a na poptávce po přenosové kapacitě. Důležitou podmínkou fungování je ale opět požadavek, aby si subjekt, který posílí vedení, mohl s vytvořenou kapacitou dělat, co chce. Evropská komise se svými regulacemi, kterými již zásobuje všechny v odvětví, a i těmi, které chystá, snaží řešit situaci, která byla jinými regulacemi vyvolána. Jak typické a příznačné – jedna regulace nefunguje, tak úřad zavede jinou, která má situaci zlepšit.

A tím se dostáváme zpět k problému diskutovanému již na úplném začátku studie. Je TPA požehnáním, nebo fatálním omylem? Naše stanovisko by se dalo shrnout do následujících několika vět. TPA je jen jiný druh regulace, který je ale přece jenom méně špatný než předchozí stav, a proto je dobré jej dnes podporovat. Znamená totiž krok vpřed, který může položit základ nového uspořádání. Stejně tak je v souvislosti s politickou situací jakýkoliv návrh, který v sobě neobsahuje TPA, politicky neprůchodný. Proto je dobré v této záležitosti udělat kompromis a alespoň na určitou dobu TPA, pro jeho politickou průchodnost a rychlost otevření konkurenci alespoň části trhu, podporovat. Nicméně TPA by mělo být omezeno na současná aktiva (tj. na „stará“). Nově vybudované sítě a posílení stávajících kapacit by již neměly pod uspořádání TPA spadat. Stejně tak by měla být platnost TPA uspořádání omezena v čase dostatečně dlouhým na to, aby se všichni účastníci trhu dokázali přizpůsobit, a dostatečně krátkým na to, aby se jednalo o pobídku k přizpůsobení se. Optimální se jeví období 10 až 15 let. Z hlediska konkrétního uspořádání v rámci TPA podporujeme mechanismus sjednaného přístupu k sítím, protože nejvíce připomíná liberální trh a je mnohem více založen na vzájemném jednání a komunikaci jednotlivých subjektů v síti než na činnosti regulátora.

Doporučení 7: Zavedme tzv. sunset clause v oblasti TPA, kdy bude předem jasné, jak dlouho bude uspořádání TPA v naší soustavě trvat. Období 10 až 15 let je dostatečné na přípravu, popř. výstavbu paralelních sítí, stejně tak je dostatečně dlouhé na to, aby současné investice nebyly ohroženy. Stejně tak zavedme dvojkolejný režim pro nová a stará aktiva. Pro stará aktiva zavedme sjednaný TPA (negTPA), v případě nových aktiv nevyžadujeme žádné povinnosti ve smyslu TPA. Zrušme vymezená území pro distribuční společnosti a výlučné vymezené území pro přenos elektřiny a tranzit plynu. Zrušme také autorizační řízení na stavbu nových sítí a paralelních vedení, stejně jako zrušme ustanovení o povinném předkládání rozvojového plánu u jednotlivých distribučních společností – nechme to na nich.

5.6. Stranded costs

O problematice stranded costs jsme se zmínili již několikrát. Již jsme popsali situaci v Evropě¹⁴⁷, USA¹⁴⁸ i stručně u nás¹⁴⁹. Jelikož se především jedná o politický problém, pak se podívejme na to, jak se naši vysocí úředníci staví k této problematice. Obecně se dá říci, že nijak, resp. zatím se mnohokrát nevyjádřili. Nicméně existuje stanovisko, které bylo již oficiálně předneseno¹⁵⁰.

Při popisu nástinu přístupu MPO ke stranded costs je vhodné brát v potaz výše popsany přístup již tak bigotně socialistické Evropské komise.

MPO uvažuje za možné zdroje stranded costs následující:

- Dlouhodobé kontrakty na nákup elektřiny (PPA) mezi ČEZ a IPPs podepsané po roce 1990;
- Environmentální investice vyvolané Zákonem o ochraně ovzduší, tj. odsiřování a kogenerace;
- Dlouhodobé kontrakty na nákup severočeského uhlí podepsané na nátlak vlády;
- Povinnost výkupu elektrické energie z kogenerační výroby;
- Povinnost výkupu elektrické energie z obnovitelných zdrojů energie za vyšší než tržní ceny a
- Nové investice do zdrojů požadované vládou na krytí růstu domácí poptávky.

K těmto zdrojům stranded costs je nutné připojit několik komentářů. Dlouhodobé kontrakty mezi IPPs a ČEZ jsou rušeny (např. smlouva na nákup elektřiny z Elektrárny Opatovice), takže zde není možné nalézt žádné stranded costs.

Environmentální požadavky platí pro každého, tak proč je definovat jako stranded costs. Environmentální požadavky mohou zvýšit cenu elektřiny, ale pokud platí pro všechny, pak se nic neděje, pouze elektřina je dražší.

Dlouhodobé kontrakty na nákup severočeského uhlí s garantovanou cenou ve formě take-or-pay neexistují. Vládní donucení uzavřít takové kontrakty způsobí jediné – pokles ceny ČEZ pro strategického investora. Pokud vláda slíbí náklady kontraktů uhradit, pak sice současnou hodnotu těchto závazků získá v prodejní ceně, ale na úkor zákazníků – čili bude tak bez svolení parlamentu zdaňovat všechny, kdo spotřebovávají elektřinu (viz dále: navržené způsoby hrazení stranded costs).

Povinnost výkupu elektřiny z kogeneračních a zelených zdrojů sice existuje, jenomže tato elektřina se až do současnosti vykupuje za tržní cenu. Takže jaké stranded costs. Pokud bude schválena kogenerační vyhláška, pak se situace změní. Ale podívejme se na logiku takové změny. Nejprve ERÚ schválí vysoké poplatky za systémové služby, na základě toho si IPPs začnou požadovat vyšší výkupní ceny elektřiny ve formě kogenerační vyhlášky (což nikdy předtím nepožadovali) a na základě kogenerační vyhlášky vzniknou potenciálně stranded costs, které bude chtít někdo uhradit. Jediný důsledkem budou vyšší ceny elektřiny pro spotřebitele (za prvé díky kogenerační vyhlášce a za druhé díky hrazení stranded costs). Nebylo by lepší neregulovat?

Skutečnou kuriozitou je poslední bod. Na MPO asi nezapomněli, co je to tzv. národohospodářská rezerva. V dobách centrálního plánování to byla rezerva pro pokrytí očekávané poptávky v budoucnu. Naši úředníci prostě pořád plánují. Proto zřejmě ve Velkém energetickém zákoně zůstaly autorizace v pravomoci MPO. Ale trh je naprosto o něčem jiném. Investice do zdrojů provádí soukromé subjekty a ty nesou veškerou zodpovědnost za efektivitu a návratnost investic. Pokud se spletou – pouze oni a nikdo jiný nesmí nést náklady jejich omylu. To je základ

¹⁴⁷ Kapitola 4 této studie.

¹⁴⁸ Kapitola 2 minulé studie.

¹⁴⁹ Kapitola 4 této studie.

¹⁵⁰ Viz J. Pouček – vystoupení na semináři Evropské komise o stranded costs, Praha, 26. – 27. 4. 2001.

5. Hlavní spory a návrhy na jejich řešení

konkurence a volného trhu – bez tohoto volného výstupu z odvětví a trestu za neefektivitu se jedná o tržní parodii. Navíc se tento poslední bod zcela evidentně dotýká „národohospodářské rezervy“, kterou měl být Temelín. Ale po celá 90. léta nás všichni z ČEZ a MPO ujišťovali, že JETE je ziskovou investicí – tak jaképak stranded costs? Pokud JETE zisková nebude, pak je to problém ČEZ. Stejně ji v cenách elektřiny dostal částečně zaplacenou v minulosti.

Dalším zajímavým bodem, jsou navržené metody pro snížení stranded costs. Jedná se o:

- Vertikální integraci energetických firem;
- Autorizace výstavby nových zdrojů;
- Stanovení „správných“ cen za přenos a distribuci;
- Monitorování a vyhodnocování evropských zkušeností.

U těchto „metod“ se již jedná o naprostý výsměch. Předně není sebemenší důvod se domnívat, že k uhrazení stranded costs přispěje vertikální integrace, což v našich poměrech neznamená nic jiného než „podpora“ plánu MPO na privatizaci ČEZ a REASů společně. ČEZ a REASy nejsou technologicky provázány – mezi nimi stojí ČEPS. Není tedy jasné, jaké synergické úspory chce MPO tímto sloučením podporovat.

Jak již bylo zmíněno, MPO si zachovalo právo autorizace nových zdrojů a chce být „přísnější“ v jejich povolování, aby se již neopakovalo, že vedle „národohospodářské rezervy“ JETE vyrostlo rychleji a levněji mnoho jiných zdrojů. Co jiného je tato politika než centrální plánování, které nás už jednou přivedlo ke krachu?

ERÚ a jakýkoliv jiný regulátor se může stavět na hlavu, počítat co chce, ale ceny nespočítá. Ceny nejsou objektivní vlastností, ale charakteristikou závislou na místě a času. Ceny se nedají spočítat, jsou pouze vytvářeny trhem – tj. jednáním mezi jednotlivými subjekty a jejich oceňováním momentálních subjektivních preferencí a nákladů. Nalezení objektivních cen je pouze pokračování středověkých scholastiků, kteří se snažili nalézt férovou cenu.

Poslední bod je pouze devótním skloněním se před vyššími úředníky, kteří sice lépe mluví, jsou lépe oblékáni, lépe vypadají, jsou sebevědomější a jsou lépe placeni než naši úředníci, ale jinak jsou naprosto stejní – ale nebezpečnější. Jedná se pouze o strach z vlastního rozhodnutí, tak ať raději rozhodnou v Bruselu, my bychom s tím měli tady problémy a pokud je něco v EU, tak to lépe prosadíme. EU a slogan „přibližujeme se k EU“ mají dnes naprosto stejnou úlohu, jako měly SSSR a slogan „se Sovětským svazem na věčné časy“ před několika lety. A to není dobře.

Posledním bodem, o kterém se zmíníme, jsou navržené možnosti hrazení, které uvažuje MPO:

- Uhrazení z veřejných fondů;
- Uhrazení z prodeje aktiv;
- Uhrazení z pronájmu aktiv;
- Zavedení poplatku na výstup tzv. exit charges;
- Zavedení poplatku k přenosu nebo distribuci.

A opět několik komentářů k jednotlivým bodům. Není nám jasné, co by se mělo ještě z veřejných fondů hradit, když právě nápady MPO jsou tak nákladné (Velký třesk apod.) a veřejné finance v tak strašném stavu.

Další body jsou velmi zajímavé – pokud je někdo ochoten aktiva energetických firem koupit a nebo pronajmout, pak proč je zahrnovat do stranded costs. Možná za ně není ochoten zaplatit účetní cenu, ale to jej nemusí zajímat. A v případě privatizace (jak je tomu u ČEZ a spol., resp. Transgasu a spol.) to nemusí pálit ani stát. Cílem privatizace by nemělo být získání peněz, ale naopak zbavení se aktiv. Právě snaha získat co nejvíce peněz na počátku vedla k problému v Maďarsku, kdy zaručené kontrakty a zaručená výnosnost vloženého kapitálu vyústily ve vysoké ceny za elektřinu a plyn a ještě k požadavkům na uhrazení stranded costs (viz výše). Lidé a daňoví poplatníci tak budou platit dvakrát – a ještě jednou zopakujeme, jedná se o protizákonné zdanění¹⁵¹.

Zavedení exit charges je nesmyslným popřením konkurence. Exit charge znamená, že subjekt, který bude chtít na liberalizovaném trhu změnit dodavatele, bude muset za toto právo zaplatit poplatek (exit charge). To neznamená nic jiného než omezení konkurence, vyšší ceny pro současné dodavatele i zákazníky a ještě hrazení stranded costs. Je to vlastně trest za to, že někdo chce odebrat elektřinu levněji – opět to naprosto odporuje logice konkurence.

Nicméně ani poslední návrh není příliš kvalitní. Poplatky k přenosu a distribuci změni relativní ceny a tím vychýlí ekonomiku a hlavně prováděné investice. Nicméně tyto úvahy opět vedené na bázi informační hodnoty a kvality

¹⁵¹ Zde budeme na chvíli ignorovat naše přesvědčení, že daně jakkoliv schválené jsou a vždy budou krádeží soukromého majetku.

cen, které pro to, aby skutečně fungovaly jako přesný informační kanál, nesmí být rušeny administrativními rozhodnutími, jsou pro MPO příliš sofistikované.

K těmto názorům MPO lze připojit jedině: kdyby se nejednalo o stanovisko úřadu, který rozhoduje o podobě naší elektroenergetiky, pak by byly komické. Ani začínající student ekonomie na bakalářském stupni by při jejich prezentaci ve formě seminární práce zápočet nedostal. Bohužel v tomto se nejedná o seminární práci na VŠE.

Navíc jsme se již zmínili, že skrze poplatky za systémové služby jsou stranded costs již jednou částečně hrazeny. Privatizací ČEZ budou uhrazeny v každém případě – cena, kterou zaplatí strategický investor, bude očištěna od stranded costs. Jakýkoliv slib jejich hrazení by sice znamenal vyšší cenu dosaženou při prodeji ČEZ, ale pouze na úkor buď spotřebitelů nebo jiných tržních subjektů. Hrazení stranded costs by tak bylo fakticky, a ještě jednou to zdůrazníme, dodatečným zdaněním. Jednalo by se o krádež soukromých peněz. A to jenom proto, aby se mohly hradit další nesmyslné projekty MPO, popř. zacelovat díry ve státním rozpočtu. Doporučení je více než jednoznačné.

Doporučení 8: V žádném případě nehradíme stranded costs a neslibujeme jejich uhrazení v jakékoliv formě. Jediným důsledkem budou vyšší ceny elektřiny, plynu a tepla.

5.7. Platba za zemní plyn v kWh

Od 1. dubna 2001 platí nový způsob účtování zemního plynu. Místo v metrech krychlových dostávají zákazníci faktury (pro plynárenské firmy často stále odběratelé) za spotřebované kilowatthodiny.

MPO a plynárenské společnosti nás ujišťují, že se jedná pouze o technickou změnu a vlastně o krok vpřed, protože nyní si budou moci spotřebitelé zemního plynu sami porovnat, jak na tom zemní plyn ve skutečnosti je ve srovnání s jinými palivami – např. s elektřinou (ta je udávána právě v kWh) nebo teplem (převod GJ na kWh je jednoduchý – podělíme počet GJ číslem 3,6 a vynásobíme výsledek tisícem¹⁵²). Navíc účtování v kWh je „trendem v EU“ (tímto kouzelným souslovím prosadíte dnes vše), protože je již zavedeno v SRN, UK nebo ve Francii a v ostatních zemích se připravuje. Kromě toho se prý v rámci účtování v kWh zohlední fyzikální parametry i kvalita zemního plynu a zákazník to nebude stát naprosto nic navíc. Takže všichni by měli být šťastní a spokojení.

Zatím to však vypadá trochu jinak a v tomto „technologickém ráji á la MPO a plynárenské firmy“ je ukryt ne jeden had s pěkně jedovatými zuby. Prvním problémem je to, že měřící zařízení všech zákazníků měří a budou měřit i nadále v metrech kubických. Ceny jsou stanoveny v kWh, což znamená, že zákazník nebude mít možnost přímé kontroly, zda je vyúčtování provedeno správně, nebo nikoliv. K tomu, abychom se dostali z jedné jednotky na druhou, je zapotřebí použít dvou koeficientů, z nichž oba jsou pod naprostou kontrolou plynárenských společností. Prvním přepočtem je přepočet množství odebraného zemního plynu na standardní podmínky, které jsou stanoveny na 15 stupňů Celsia, tlak 101,325 kPa a relativní vlhkost $\phi = 0$. Výsledkem je pak množství plynu, které by odběratel odebral, pokud by plyn odebíral za stanovených „normálových“ podmínek. Problémem je, že plynárenské společnosti provádějí měření fyzikálních parametrů jinde než na odběrných místech zákazníků čili naměřené parametry nemají mnoho co dělat s parametry plynu, který zákazníkům skutečně proteče plynoměrem.

Druhým přepočtem je pak vynásobení množství plynu koeficientem, který ukáže množství spalného tepla v „normovaném“ objemu plynu v kWh, a právě tato cena je dnes regulována v cenovém rozhodnutí ERÚ. Spalné teplo je kriticky závislé na chemickém složení plynu (tj. především na obsahu uhlovodíků C1 – C5). To je také jedním ze zdůvodnění, proč ke změně v účtování dochází. Do roku 1997 proudil do naší republiky zemní plyn pouze z Ruska (když odmyslíme marginální těžbu ZP na jižní Moravě Moravskými naftovými doly a využívání degazačního plynu ze severomoravských dolů). Od roku 1997 je část našich dovozů uspokojována i norskými dodavateli a složení plynu tak není vždy nutně stejné. A využití veličiny spalného tepla má podle autorů změny zohlednit tuto změnu. Složení ZP se sleduje již od začátku jeho dodávek v roce 1973 a přepočet se provede podle platných norem. Až potud zdánlivě vše v pořádku. Ale problém je v tom, že veškeré měření a výpočty jsou v rukou monopolních dodavatelů a z logiky věci se dělají ex post. Čili spotřebitel se teprve ex post dozví, kolik a za co bude vlastně platit.

Ryze teoreticky lze odebrat vzorek ZP a nechat si provést analýzu, či mít vlastní přístroj na provedení analýzy (chromatograf). Jenomže pořízení takového přístroje přijde na stovky tisíc a jeho provoz také není zrovna levný. A i tato možnost je problematizována tím, že měřením vlastním přístrojem může spotřebitel získat jiné údaje, než jsou dosaženy v plynárenských společnostech, a ty budou mít vždy poslední slovo, neboť jejich přístroje jsou „optimalizovány“ pro analýzu ZP. Jediným zdrojem informací tak jsou právě současní monopolisté.

¹⁵² Tento výpočet si ještě velmi osvěžíme v Dodatku B této studie.

V prvním cenovém rozhodnutí ERÚ byly ceny platné od 1. 1. 2001 přepočítány ex ante (!) podle dlouhodobého průměru obsahu spalného tepla v ZP z metrů kubických na kWh. Přepočítávací koeficient byl stanoven na 10,501 kWh/m³. Nicméně faktury, které začaly docházet v dubnu a květnu 2001, obsahovaly již naměřené koeficienty zohledňující „skutečné“ množství spalného tepla v daném období. A koeficient se pohyboval okolo hodnot 10,516 kWh/m³. Zdánlivě se nejedná o nijak velký rozdíl. Ale pozor, i malé změny ve velkých číslech energetického hospodářství znamenají velké peníze. Každý vzrůst v řádu jedné tisíce v přepočítávacím koeficientu znamená v celorepublikovém měřítku asi 7,5 mil. Kč za rok navíc plynárenským společnostem (při roční spotřebě ZP 10 mld. m³ a průměrné ceně 0,75 Kč/kWh). Při změně o 15 tisícín to znamená 112,5 mil. Kč pro plynaře navíc. A to bez jakékoliv oficiální úpravy cen a bez možnosti efektivní kontroly!

Stejně tak není naprosto jasné, proč byla zvolena veličina „spalné teplo“ místo výhřevnosti. Pokud bylo cílem zjednodušit porovnání jednotlivých konkurenčních paliv, pak použitím spalného tepla se dosáhlo pravého opaku. Srovnatelnou položkou je právě výhřevnost, a nikoliv spalné teplo. To je totiž oproti výhřevnosti vyšší asi o 11 procent, protože bere v úvahu i teplo uvolněné kondenzací vodní páry. Čili laicky řečeno to znamená, pokud spotřebujete 10 kWh elektrického výkonu, pak k tomu, abyste získali stejnou energii z plynu, musíte jej spálit takové množství, které obsahuje 11,1 kWh spalného tepla (pokud pro jednoduchost uvažujeme shodné účinnosti přeměny energie ve zdrojích tepla).

A nejlepší nakonec – veškeré změny by nemusely vadit, pokud by existovala konkurence mezi jednotlivými dodavateli zemního plynu – vlastní konkurenční boj by účelové zkreslování údajů nejlépe omezil. Právě protože neexistuje konkurence, je uvedené „technické“ opatření tak „jedovaté“.

Je ovšem otázkou, zda-li je vůbec potřebné, zda-li to není jenom další z nesmyslů, které jsou konány s odvoláním se na EU. Dovedeno do krajnosti by pak i např. benzín mohl být přepočítáván a udáván v kWh, aby se „umožnilo“ spotřebitelům porovnávat jeho energetickou hodnotu. Naštěstí lidé nejsou tak hloupí a žádné berličky pro benzín nepotřebují – v pohodě účtují v litrech.

Doporučení 9: A priori není zavedení účtování v kWh špatným krokem, nicméně jsou v něm skryta rizika. Ta však vyplývají z monopolního uspořádání plynárenství v ČR. Volba jednotky účtování je spíše projevem marketingu než čímkoliv jiným. Zdůvodňovat ji proto technickou nutností není korektní ani nutné.

Závěrečné doporučení 9: Po tomto rozboru problémů a návrhů na jejich řešení je nutné se zamyslet nad tím, které pravomoci by měly na ERÚ a MPO zůstat. Pokud to shrneme, tak vlastně žádné. Čili závěrečným doporučením je: zrušme ERÚ a nechme trhy fungovat bez státních zásahů. Lidé nás překvapí svojí duchaplností, jak řešit problémy, a schopností přizpůsobit se novým podmínkám.

Dodatek A

MIKROGENERACE – NÁVRAT KE KOŘENŮM?

Minulá studie „Konkurence v českém teplárenství“ byla uvedena tímto citátem: „Nikdy se nevzdám přesvědčení, že pro konzumenty i stát by bylo výhodnější založit soustavou elektrizaci na soukromém podnikání bez jakýchkoliv privilegií a úlev“. Nejedná se o citát žádného liberálního ekonomy, ale o výrok guru českých energetiků Františka Křížka (1847 – 1941). Nicméně F. Křížek by se asi velmi divil, kde se současná elektroenergetika nachází. Stejně jako jeho slavnější americký protějšek T. A. Edison byl velmi energickým zastáncem decentralizované energetiky a stejnosměrného proudu.

Pro techniky je tato část energetické historie velmi známá – spor mezi stejnosměrným a střídavým proudem – stejně jako je mezi ekonomy známý spor o socialismus mezi Hayekem a Misesem na jedné straně a Langem a Lernerem na straně druhé. Tyto dva spory jsou zajímavou paralelou mezi techniky a ekonomy.

Spor o socialismus probíhal na stránkách ekonomických žurnálů ve 20. a 30. letech. Z textů, které byly v jeho průběhu vydány, nezbylo mnoho. V podstatě všechny články zastánců socialismu odvál čas a zničila praxe. Naopak články Hayeka a Misesa byly objeveny moderní ekonomickou vědou relativně nedávno a dodnes některé z nich působí na špičkových neoklasických ekonomických univerzitách jako zjevení¹⁵³, jako by zázrakem přežily svoji smrt.

Stejně tak se jeví příběh sporů o střídavý a stejnosměrný proud – ale poněkud v jiné rovině a trochu dříve. Spor o to, jaká technologie převládne, byl jen jakýmsi technickým symptomem mnohem důležitějšího sporu – zda-li se energetika bude vyvíjet tržně, nebo pod kuratelou státních zásahů. V Dodatku A minulé studie jsme podali výklad toho, jak došlo k zavedení regulací v oblasti energetických síťových odvětví. A právě díky těmto regulacím se postupně prosadila technologie střídavého proudu, protože se mimořádně dobře hodila pro účely regulovaných centralizovaných společností. Střídavý proud měl výhodu v podobě jednodušších změn napěťových hladin, a proto byl mnohem vhodnější pro zásobování velkých oblastí z velkých centrálních zdrojů, kdy je potřebné často měnit napěťové hladiny. Navíc byly tyto centrální zdroje regulacemi zvýhodňovány oproti lokálním zdrojům a decentralizované energetice.

Oproti tomuto regulačnímu centralismu stála představa Edisona a u nás Křížka, že mnohem výhodnějším řešením jsou decentralizované zdroje a volná konkurence. Psychologickým bodem zlomu, který „ukázal vítězství střídavého proudu nad stejnosměrným“, byl souboj o stavbu elektrárny u niagarských vodopádů, kde soupeřily dva návrhy – Edisonův (s podporou lorda Kelvina) a Teslův (podporovaný firmou Westinghouse). Využití nápadů N. Tesly přineslo Westinghousu velké vítězství a zasadilo těžkou ránu stejnosměrnému proudu.

Je velkou otázkou, jaká technologie by bývala zvítězila, kdyby energetické trhy nebyly regulovány. V každém případě by decentralizovaná energetika hrála mnohem větší roli.

Co nám tedy zbylo po tomto souboji technologií? Především centralizované energetické sítě, které byly zpravidla budovány na principu národních států s představou elektroenergetické soběstačnosti. Díky propojování těchto národních sítí začaly vznikat problémy s pobočnými proudy, s propustností propojovacích bodů atd. A to především proto, že tato mezinárodní propojení nebyla myšlena jako „dálnice“ pro obchod s elektřinou, ale jako propojovací body pro vzájemnou výpomoc mezi centralizovanými soustavami. Důsledkem toho je, že dnes jsou naše zkušenosti s oceňováním tranzitů, úzkých míst a pobočných proudů apod. relativně malé.

Dalším důsledkem je orientace na technologie pro centralizovanou výrobu elektřiny a mohutné zdroje. Technologie pro malou výrobu byly v podstatě téměř opuštěny. Dodnes se mnozí energetici představám o decentralizaci smějí. Smějí se však asi takovým právem, jakým se smějí v 80. letech telekomunikační společnosti provozující pevné linky mobilním telefonům. Telekomunikačním společnostem již humor přešel. Energetické monopoly to ještě čeká, protože by byl technologický rozvoj decentralizovaných zdrojů přerván, pak stejně jako Hayekovy články, přežily svoji smrt. Lépe řečeno – byly znovuzrozeny.

A tak se v 90. letech objevil nový fenomén – mikroenergetika, což se na první pohled jeví jako jakýsi návrat ke křížkovsko-edisonovským kořenům. Má sice poněkud odlišné vlastnosti, než měla energetika raných dob, což je dáno uběhnutou dobou a usazením technologických standardů, tzn. především se jedná o zdroje na střídavý proud a zpravidla běží paralelně s dodávkami ze sítě. Ale jinak se jedná o technologický zlom podobný tomu, ke kterému došlo, jak již bylo zmíněno, v telekomunikacích díky mobilní telefonii.

¹⁵³ Nejznámějším ekonomickým článkem z této kategorie je v této a minulé studii několikrát citovaný „The Use of Knowledge in Society“ od F. A. von Hayeka, který je dnes považován za nejlepší článek v oblasti společenských věd napsaný ve 20. století.

V současnosti se jedná především o dvě technologie, které je nutné brát v úvahu – o palivové články a mikroturbíny¹⁵⁴. Tyto malé zdroje mohou naprosto změnit chápání energetiky jako síťového monopolu, které dodnes neoprávněně (jak jsme ukázali v této, tak v minulé studii) přežívá. Jak vyplývá z reregulačního mainstreamu, sítě jsou pořád považovány za monopol, který musí být regulován. Z tohoto pojetí pak vychází opora pro TPA, „nezávislého“ regulátora¹⁵⁵, vymezených území apod. Prostě celá reregulace je postavena na mýtu přirozeného monopolu v přepravě a distribuci elektřiny. Mikroenergetika, tak jak se vyvíjí dnes, však může tento mýtus poslat definitivně do starého železa. A přitom není nutné, aby decentralizované zdroje plně nahradily současnou centralizovanou energetiku – naprosto stačí, aby byly hrozbou neboli potenciální konkurencí pro existující síťové firmy nebo aby nahradily jen část existující poptávky. Odpojování byl jen malá částí zákazníků nebo pouhé snížení odběrů postihne síťové elektroenergetické firmy velmi tvrdě. O tom by si měli manažeři elektroenergetických firem promluvit s plynárníky, kteří již v takové situaci jsou. Síťová firma bude stát proti těmto malým zdrojům zase v pozici oligopolu s tržním lemem, tj. v modelu, který již velmi dobře známe ze samotné studie. Budou na tom stejně, jako jsou na tom teplárny již dnes. Pak se bude samozřejmě nutně ptát, zda-li oddělení distribuce od výroby, které je nutnou součástí TPA, je dobrou politikou. A opět jsme tam, kde jsme začali – je TPA opravdu dobrou politikou minimálně v dlouhém období? S rozvojem mikroenergetiky ztratí již regulace jakékoliv oprávnění, pokud ještě vůbec nějaké má nebo kdy měla.

Ale vraťme se k mikrozdrojům. V tomto dodatku se nejprve budeme krátce věnovat mikroturbínám. O palivových článcích se zmíníme následně.

A.1. Mikroturbíny

V případě mikroturbín se jedná o zdroje na plyn, i když se nutně nemusí jednat o zemní plyn, jak ještě předvedeme na příkladu později. Proto začneme trochu zešíroka.

Obecně se dají plynové turbíny rozdělit na dvě velké skupiny – průmyslové plynové turbíny a plynové turbíny, jejichž konstrukce byla odvozena od leteckých proudových motorů. Zpočátku se tyto dva rozdílné přístupy projevovaly v rozdílech konstrukce a některých vlastností, ale neustále postupující rozvoj technologií tyto původní rozdíly stírá.

Průmyslové plynové turbíny jsou vyráběny pro stabilní aplikace, tj. pro pohon kompresorů a výrobu elektrické energie. Nikdy v minulosti se u nich neuvažovalo o využití pro pohon letadel a tak nebyly požadavky na jejich velikost rozhodujícím kritériem. Běžně jsou vyráběny ve výkonovém rozsahu od 1 MW do více než 250 MW. Dnes se s postupujícím technologickým rozvojem objevují již sériově vyráběné aplikace menší. Nicméně to je doména především druhé skupiny plynových turbín.

Plynové turbíny odvozené od leteckých motorů byly konstruovány původně jako letecké pohonné jednotky a teprve později se objevují ve stabilních aplikacích. Jejich výkonový rozsah variuje od 28 kW do 51 MW. A právě oblast pod 1 MW instalovaného výkonu nás velmi zajímá. Existuje již několik výrobců, kteří produkují plynové turbíny v oblasti mikrogenerace či mikrokogenerace sériově. Nejznámější turbínkou tohoto typu je Parallon 75 od firmy Honeywell¹⁵⁶, k jejíž jedné zajímavé aplikaci se ještě vrátíme.

Dalším směrem, jak mohou vzniknout mikroturbíny, je vlastní výzkum a vývoj bez návaznosti na minulost v leteckém průmyslu. Příkladem může být firma Capstone, která vyvinula mikroturbínu, jejíž první instalace v ČR byla provedena v únoru letošního roku v Českém Brodě. Jedná se o kogenerační zdroj o velikosti 28 kW_{inst.} v elektřině a 56 kW_{inst.} v teple. Firma Capstone tyto turbíny využívá i pro pohon nákladních automobilů.

Obě zmíněné turbíny jsou již sériově vyráběny, a jelikož sídlí obě firmy v Kalifornii, pak poptávka po jejich produktech výrazně vzrostla díky kalifornské energetické krizi (viz dodatek B), kdy ceny elektřiny pro distributory závratně vzrostly a stejně tak vzrostla i nespolehlivost dodávek. Mimochodem tento výsledek je přesně predikován modelem oligopolu s tržním lemem – s růstem ceny se podíl tržního lemu zvyšuje.

K tomu, abychom si uvědomili, v jakých se pohybujeme relacích a že v tomto krátkém dodatku nestavíme vzdušné zámky nebo nevyprávíme pohádky, předvedeme si malou případovou studii o mikroturbíně a jejím možném využití (jako příklad použijeme turbínu Capstone) a poté popíšeme zajímavé využití turbíny Parallon 75, kde budeme demonstrovat i to, že ekonomické zájmy jsou do značné míry v souladu s ekologickými zájmy, protože

¹⁵⁴ Mezi další technologie v této oblasti patří např. Stirlingův motor.

¹⁵⁵ Ten si v ČR nechává svá rozhodnutí posvětit vládou! Tak jak je nezávislý?

¹⁵⁶ V rámci úplné přesnosti je třeba vysvětlit, že tato turbína byla vyvinuta na bázi leteckých motorů výrobcem komponentů mimo jiné pro stíhací letadla F-16 firmou AlliedSignal, která se poté spojila se společností Honeywell (v roce 1999). Dnes se jedná dokonce o fúzi mezi společnostmi Honeywell a GE, což je pro změnu společnost kdysi založená T. A. Edisonem (tím by se kruh definitivně uzavřel).

znečišťování životního prostředí znamená především ztrátu vzácných zdrojů pro znečišťovatele. Budeme tedy demonstrovat mechanismus popsáný v kapitole 2, že tržní systém má v sobě do značné míry zabudován vnitřní mechanismus na ochranu životního prostředí díky tomu, že využívá vlastního zájmu podnikatelů o maximalizaci zisku (viz mýtus 27).

A.1.1. Případová studie – turbínka Capstone

V první případové studii se podíváme na schématický palcový výpočet, který nám udá řádový rámeček pro cenu mikroturbíny Capstone, při které začne být tato turbínka ekonomicky výhodná.

Nejdříve se podíváme na její základní technologické specifikace. Instalovaný výkon v elektřině je 28 kW, v teple 56 kW. Jedná se o bezobslužné zařízení, které vyžaduje pouze jednou za rok kontrolu. Čili pro základní zatížení můžeme počítat využití 8500 hodin ročně bez jakýchkoliv problémů jak pro elektřinu, tak pro teplo (na přípravu TUV). Životnost turbíny se udává 40000 až 50000 hod. do generálky. Nicméně generálka je u těchto zařízení zpravidla pouze kontrolou, že vše je v pořádku, a nejméně desetiletá životnost by neměla být problémem. Palivem je zemní plyn a při plném výkonu je jeho spotřeba 12,3 m³/hod. Spotřeba plynu za rok je tedy zhruba 105000 m³, neboli podle dnešního tarifního systému je to střední odběr.

Z těchto základních údajů budeme vycházet. Nyní musíme určit velikost parametrů. Cenu zemního plynu stanovíme na 7,15 Kč/m³, což zhruba odpovídá současné situaci na českém „trhu“ se zemním plynem. Pokud bychom tuto turbínku použili jako klasický teplárenský kogenerační zdroj a dodávali elektřinu do sítě za průměrnou cenu 90 haléřů za kWh a teplo do sekundární sítě za cenu 40 haléřů za kWh (což odpovídá zhruba 110 Kč/GJ), pak turbínka nevygeneruje ani tolik příjmů, aby uhradila své vlastní variabilní náklady. Čili na první pohled to nevypadá nadějně. Jenomže účel této turbíny je naprosto jiný – nemá nahradit klasický centrální teplárenský kogenerační zdroj. Právě naopak – má být jejich substitutem na místě konečné spotřeby. Pak ale ekonomika turbíny vypadá naprosto jinak. Pokud nahradíme vlastní spotřebu elektrické energie, pak můžeme v průměru ušetřit na každé kWh zhruba 2,5 Kč (v závislosti na konkrétním tarifu). Na teple můžeme ušetřit na většině území republiky minimálně 70 haléřů za kWh (což odpovídá zhruba 200 Kč/GJ). Pokud dosadíme tyto hodnoty a podíváme se na diskontované generované cash flow (když diskontní míru uvažujeme 10 %), pak za deset let provozu nám tato turbínka vygeneruje v současné hodnotě zhruba 1,1 milionu Kč. Pokud bychom měli to šťestí (nebo nešťestí, to záleží na úhlu pohledu) a nahrazovali bychom drahé teplo z CZT za 1,25 Kč/kWh, což odpovídá zhruba 350 GJ, pak současná hodnota vygenerovaného příjmu za deset let provozu je zhruba 2,7 mil. Kč.

Neprozdíme žádné tajemství, když uvedeme, že cena této konkrétní turbíny se pohybuje kolem 2 mil. Kč. Velice jednoduše pak dostaneme cenu tepla, která je pro teplárny z tohoto pohledu nepřekročitelná – zhruba 280 Kč/GJ. Při jejím překročení se vyplatí instalovat turbínku.

Naprosto stejným, leč opačným postupem lze vypočítat průměrnou cenu elektřiny, která je z pohledu této turbíny nepřekročitelná. Dejme tomu, že nahrazujeme teplo z CZT o ceně 350 Kč/GJ (tj. 1,26 Kč za kWh). Pak průměrná nepřekročitelná cena elektřiny je zhruba 2 Kč/kWh.

Vidíme tedy, že turbínka Capstone nabízí značně zajímavé mezní hodnoty (byť se jedná o schématické výpočty), které už jsou pro naše teplárny i distribuční společnosti omezující a které budou muset brát velmi vážně. A to je teprve začátek těchto technologií. Kde je pak v takovém systému místo pro regulátora, není vůbec jasné.

A.1.2. Případová studie - Ekonomické = ekologické

V západní části Kanady je oblast, která se nazývá Western Canadian Sedimentary Basin a je největší kanadskou produkční oblastí ropy a zemního plynu s produkcemi 2,5 mil. barelů ropy denně a 353,8 mil. m³ zemního plynu denně. Většina těžebních aktivit je koncentrována do státu Alberta. V souvislosti s těžbou ropy vznikal problém, co s odpadním plynem (v angličtině „solution gas“), který nelze přímo zužitkovat, protože je velmi nízké kvality. V Albertě dosahují poměrně vysokých čísel při jeho zachycování a čištění, po kterém je distribuován spolu se samostatně těženým zemním plynem. Téměř 94 % tohoto plynu je zachyceno a zpracováno. Nicméně stále zbývá 6 % plynu, který je před vypouštěním do ovzduší spálen (takový plyn se v angličtině nazývá „flaring gas“ – od slova „flare“ neboli „konec trubky“). Kdyby byla takto nevyužitá energie převedena na elektrický výkon, pak by se jednalo o 200 MW dodatečného výkonu pro základní zatížení. A právě takto uvažovala firma Mercury Electric Corporation, která je nezávislým producentem elektřiny ve státě Alberta se zaměřením na decentralizovanou energetiku pro potřeby ropného průmyslu. Z pohledu některých ekologů či ekologických aktivistů je „flaring gas“ i ekologickým problémem, protože způsobuje znečištění atmosféry „skleníkovými plyny“¹⁵⁷, pokud by nebyl spálen. Ekologické cítění Mercury Electric Corporation bychom neměli přeceňovat (i když takové zdůvodnění

¹⁵⁷ Zde odkazujeme na naše námítky vůči „Mýtu skleníkového efektu“, tj. mýtu 27.

zcela jistě pro svoji marketingovou strategii použila). Pro ni „flaring gas“ je především obrovskou příležitostí – protože palivo je zdarma. Flaring gas bude unikat i nadále, ať bude smysluplně využít, či bez užitku spálen.

Ovšem tuto příležitost je možné využít pouze v případě, že máme k dispozici zdroj dostatečně malý, aby mu stačila decentralizovaná produkce flaring gas, a dále musí být schopen tento nekvalitní plyn (který obsahuje jak vodní páru, tak příměsi sirovodíku, oxidu uhličitýho, dusíku, etanu, propanu, butanu, popř. těžších uhličitánů) spálit. Jako ideální se k tomuto účelu hodila právě turbínka Parallon 75. Od října 2000 tak bylo instalováno více než 50 těchto turbinek v severní Albertě a další instalace se připravují (v průběhu následujících pěti let se jich očekává několik set!). Výkon dodávaný těmito turbínkami je bidován na elektrické burze v Albertě (Power Pool), kde je za tržní cenu platnou pro danou hodinu prodáván. Aby bylo zajištěno, že elektřina bude prodána, pak nabídková cena na Power Poolu je nula, což má i ekonomickou logiku – mezní náklady na produkci dodatečné jednotky elektrického výkonu jsou nula (jak už bylo řečeno, flaring gas bude existovat tak jako tak).

Ekologickou výhodou Parallonu 75 je oproti prostému spalování i vyšší míra spálení než při klasickém pálení těchto plynů bez užitku na konci komínů. Podle studií z nedávné doby (1996, Alberta Research Council) tento klasický volný způsob spálí něco mezi 64 – 82 % všech uhlovodíků. Oproti tomu turbínka by měla již ze své podstaty spálit mnohem větší podíl, protože hoření probíhá ve vnitřní spalovací komoře za vysokých teplot za přístupu vysokého množství kyslíku. Účinnost spalování u Parallonu 75 je skutečně vysoká – nad 99,5 % uhlovodíků z odpadního plynu.

Výsledkem je potvrzení naší teze, že ekonomický pohled je ze své vlastní podstaty i ekologickým pohledem, protože základní snahou každého podnikatele je maximalizovat zisk především maximálním využitím jemu dostupných zdrojů.

A.2. Palivové články

Palivové články mají s mikroturbínkami jedno společné – jedná se zpravidla o zdroje na zemní plyn, tím ale jakákoliv podobnost končí. Principiálně se jedná o naprosto jiný způsob získávání elektřiny, jehož technická podstata není jednoduchá a pro naše účely ani podstatná. Jenom se zmiňme o tom, že podle média obsaženého v palivovém článku je dělíme na články AFC (Alkaline Fuel Cell), PEMFC (Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell), PACF (Phosphoric Acid Fuel Cell), MCFC (Molten Carbonate Fuel Cell) a SOFC (Solid Oxide Fuel Cell).

Jejich vývoj je dlouhý, nákladný a v komerčním provozu se zatím objevily zdroje o něco málo větší než výše popsané turbíny. Na tomto místě rozebereme pravděpodobně největší v současnosti fungující instalaci palivových článků na světě, byť se jedná o pilotní projekt (ale na komerční bázi), který by na základě čistě účetních hledisek ještě asi neprošel. Nicméně ekonomická úvaha stojící za touto konkrétní instalací není tak úplně špatná.

A.2.1. Případová studie – palivové články na Aljašce

U.S. Postal Service ve městě Anchorage řešila problém spolehlivého zásobování svého hlavního Aljašského distribučního centra elektřinou, protože část jeho činnosti je plně automatizovaná a velmi citlivá na jakékoliv přerušení dodávek elektřiny či dokonce na kolísání napětí v síti. Přičemž výkon potřebný pro provoz poštovního distribučního centra má velmi nestálý charakter – průměrné zatížení variuje kolem 450 – 500 kW s dosahovanými maximy kolem 800 kW. Tamější distributor elektřiny Chugach Electric se rozhodl postavit zdroj energie přímo na místě poštovního distribučního centra a jako technologii použil pět propojených palivových článků s následujícími technickými parametry. Každý palivový článek má instalovaný výkon 200 kW, jako palivo je použit zemní plyn a při plném výkonu je jeho spotřeba 59,4 m³/hod. Trochu problémem je váha, která činí 771 kg. Dosahovaná účinnost je 87 % (37 % v elektřině, 50 % v teple). Ale největším problémem tohoto zařízení dodaného firmou International Fuel Cell je cena, která odpovídá asi 4500 USD na instalovanou kW. Tato částka v sobě zahrnuje i softwarové a technické řešení tří základních problémů: spojení všech palivových článků tak, aby fungovaly jako jeden zdroj, paralelní činnost tohoto zdroje se síťovým provozem a ostrovní provoz v případě výpadků elektřiny nebo kolísání napětí v síti.

Zdrojem prostředků pro instalaci tak drahého zařízení byla především sama U.S. Post Service, která zaplatila své účty na pět let dopředu, dále dvě výzkumné organizace, jejichž členem je distribuční společnost Chugach, Electric Power Research Institute a National Rural Electric Cooperative Association. Navíc část softwaru a technologie v ceně 1,2 mil. USD (tj. asi 25% rozpočtu) dodala US Army Corps of Engineers Construction Engineering Research Laboratory. Výměnou za příspěvky dostanou tyto výzkumné instituce data o provozu a výsledcích instalovaných palivových článků pro další výzkum.

Každý instalovaný palivový článek je v podstatě samostatným zdrojem elektřiny a tepla s vysokou spolehlivostí provozu (99,999%, neboli výpadek dodávky po dobu jedné minuty jednou za tři roky). Spojené palivové články

dodávají elektřinu primárně pro poštovní distribuční centrum a své přebytky dodávají do elektrické sítě a jsou ovládány dálkově z dispečinku. Celý systém, který z pohledu energetické distribuční společnosti pracuje jako zdroj pro základní zatížení, byl uváděn do provozu od dubna do června 2000. Od té doby pracuje k plné spokojenosti všech zainteresovaných stran.

Zatím je cena palivových článků vysoká, nicméně další vývoj ji nepochybně sníží na mnohem přijatelnější úroveň, stejně jako se již děje u mikroturbínek. Stejně tak se bude zmenšovat i velikost instalovaného výkonu.

Dodatek B

KRIZE V KALIFORNII

Ke krizi v Kalifornii jsme se již dostali v kapitole Mytologie 2, konkrétně v mýtech 32 a 33, V těch jsme zároveň vyjádřili několik tezí, které se v tomto dodatku pokusíme verifikovat.

Země, kde se zrodila moderní regulace energetických sítových odvětví¹⁵⁸, tak v jedné své části zažila a stále zažívá energetický kolaps, který by jen velmi těžko hledal obdobu ve světové energetické historii.

Nejprve musíme vysvětlit, jaká je struktura elektroenergetiky v Kalifornii. V USA díky historickému vývoji platí, že každý stát Unie má jinou strukturu elektroenergetického trhu. Regulace elektroenergetického sektoru jsou totiž převážně svěřeny do rukou regulátorů na úrovni jednotlivých států. Na úrovni federace existuje sice regulační orgán zvaný FERC¹⁵⁹, nicméně v jeho pravomoci je především obchod s elektřinou mezi státy a některé související činnosti¹⁶⁰. Stejně tak existují i další federální regulační orgány¹⁶¹, ale hlavní regulační pravomoci jsou svěřeny jednotlivým státním regulačním komisím, úřadům, energetickým ministerstvům a neexistuje jediný obecný model. Stejně tak deregulace probíhá především na úrovni států a nikoliv federace, byť ani role FERC a federálních zákonů¹⁶² není zanedbatelná.

Stejně tak jako každý stát zvolil svoji svébytnou metodu regulace, pak také každý z nich zvolil svébytnou metodu deregulace či spíše reregulace. A Kalifornie byla prvním státem, který veřejně vyhlásil „konec monopolu a otevření elektroenergetického trhu“. Ale jako obvykle se politická prohlášení velmi málo podobala realitě, která nastala v roce 1998, kdy k proklamované liberalizaci došlo. Nicméně ke schválení reregulačních zákonů vedla dlouhá cesta, která začala v únoru 1993 prvními studiemi na téma deregulace, pokračovala memorandy o porozumění mezi zainteresovanými stranami ze srpna 1995 a vyvrcholila schválením Assembly Bill 1890 v září 1996, který stanovil přípravné období na leden 1997 až březen 1998 s tím, že začátek liberalizace bude 31. 3. 1998.

Hlavním motivem proklamované deregulace v Kalifornii byly relativně vysoké ceny elektřiny, kterými trpěli všichni kalifornští spotřebitelé. Jak jsme již ukázali v kapitole 4.3.3.3., ceny pro zákazníky na západě USA variovaly velmi výrazně a vždy byly v Kalifornii nejvyšší. Přitom zvláště na severní straně státu stačilo mnohdy doslova natáhnout pár kilometrů drátů a elektřina byla o polovinu levnější!

Na počátku 90. let neexistovalo příliš mnoho států na světě, které by de(re)regulovaly svoje elektroenergetické trhy – v podstatě se jednalo pouze o Norsko, Anglii a Wales a Chile. Nicméně důsledkem deregulace byl vždy pokles cen ve svém důsledku pro všechny skupiny odběratelů. Proto kalifornští zákonodárci rozhodli, že cestou ke snížení cen za elektřinu bude deregulace, která zaprvé zefektivní stranu výroby a za druhé odstraní monopolní zisky. Nižší náklady na energii podpoří ekonomický růst a odvrátí mnoho firem, které hrozily odchodem do jiných částí USA, od realizace takových záměrů. Musíme si uvědomit, že v první polovině 90. let prožívala Kalifornie poměrně velkou hospodářskou recesi.

Dobře zamýšleno, ovšem mnohem hůře uděláno. Kalifornský model deregulace zcela nepokrytě vycházel z britského vzoru¹⁶³, od kterého převzal mnohé jeho základní prvky a „modifikoval“ je do kalifornské reality. Tyto modifikace byly způsobeny především mocnými lobbyisty zastupujícími kde koho – od výrobců elektřiny, přes spotřebitele až po ekology všech odnoží.

¹⁵⁸ Viz M. Zajíček: Konkurence v českém plynárenství – Dodatek A, LI, 1999.

¹⁵⁹ FERC = Federal Energy Regulatory Commission

¹⁶⁰ V roce 1996 vydal FERC dvě významná nařízení 888 a 889, která jsou obdobou směrnice EU o tvorbě energetických trhů – nařizovaly energetickým firmám nebránit wheelingu, což je americký výraz pro TPA, v oblasti obchodu mezi státy Unie.

¹⁶¹ Na západě USA je to např. Western Area Power Administration, která se zabývá tzv. preferenční elektřinou, což je elektřina vyrobená v hydroelektrárnách vybudovaných federální vládou, nebo Rural Utility Service, což je pohrobek New Dealu (tehdy se ale jmenovala Rural Electrification Administration) a měla sloužit k elektrifikaci zemědělských oblastí atp.

¹⁶² Viz např. zákony známé jako PUHCA nebo PURPA. Starší z nich je PUHCA (je podrobně popsán i v Dodatku A minulé studie), který byl reakcí na „monopolizaci“ energetiky několika (třemi) společnostmi se státní kuratelou v zádech. Jinými slovy stát dokonale zmonopolizoval během prvních 30 let 20. století americkou energetiku a PUHCA z roku 1935 měla problémy z toho vyplývající řešit. Vytvořil registrované holdingové společnosti a omezil jejich možnost získat majetkové podíly v jiných energetických společnostech. Prakticky to znamenalo zákaz získávat podíly v geograficky vzdálených společnostech.

Mladší PURPA z roku 1978 byl přijat jako reakce na první ropnou krizi na počátku 70. let a jeho hlavním účelem bylo podpořit úspory energií a využití obnovitelných zdrojů. Utility měly nařizeno kupovat elektřinu od každého výrobce, který je jim schopen prodávat svoji elektřinu za cenu nepřekračující mezní náklady na její produkci jednotlivých utilit. V praxi to znamenalo obrovské problémy, protože mezní náklady nejsou ze své vlastní podstaty pozorovatelné, a proto byly stanovovány administrativně regulátory. Dalším, a to naprosto nechtěným důsledkem tohoto zákona byl rozvoj nezávislých výrobců a producentů elektřiny z alternativních zdrojů, jako byl v té době zemní plyn.

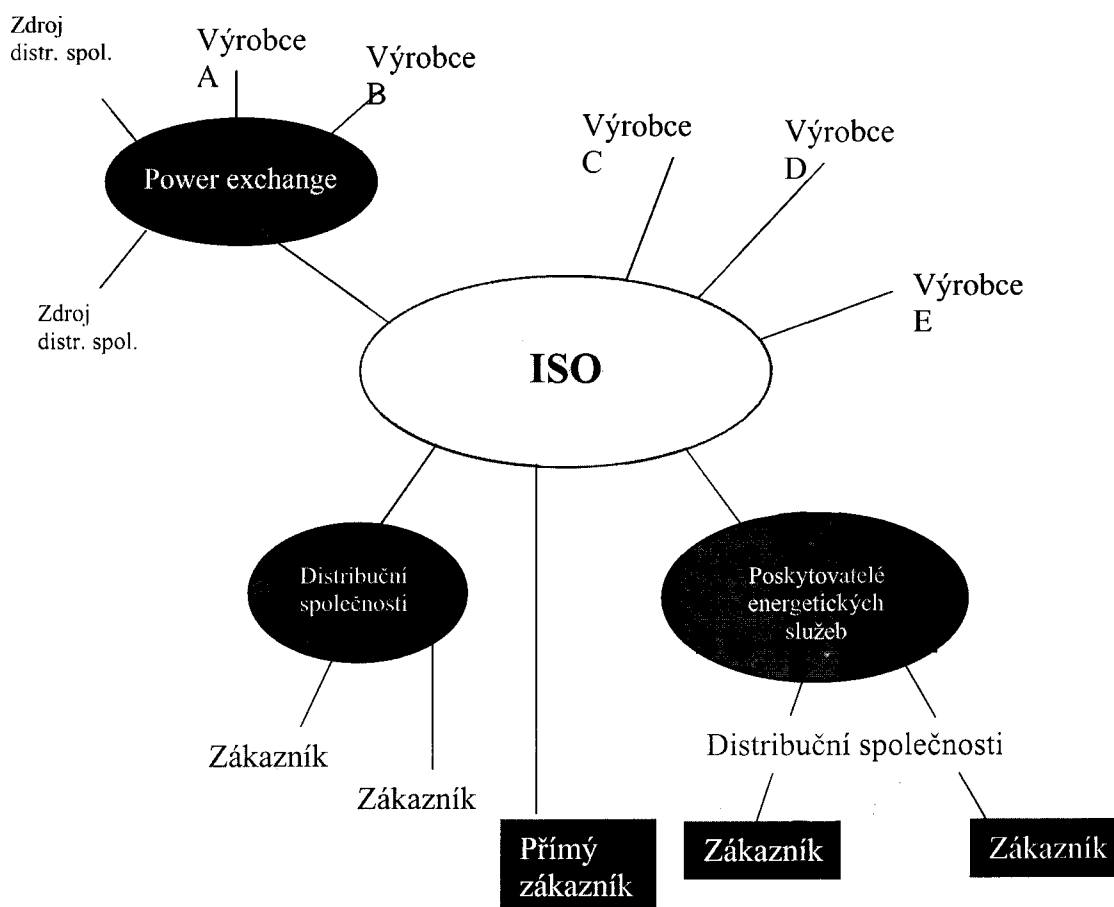
¹⁶³ Solidní popis starého britského modelu lze najít v L. Dušek: Konkurence – cesta k efektivnější výrobě a spotřebě elektrické energie, LI, 1998.

B.1. Kalifornský energetický systém

Základními znaky kalifornské de(re)regulace byly:

1. **Povinný Pool pro utility** – tj. zákaz bilaterálních kontraktů a k tomu ještě dlouhodobých smluv mezi utilitymi a jejich zákazníky (dlouhodobé smlouvy jim byly povoleny až na podzim 2000). Trochu to připomínalo Rusko první poloviny 90. let, kdy si také mnozí mysleli, že kapitalismus rovná se burza (na cokoliv). V Anglii se díky povinnému Poolu vyvinuly finanční mechanismy jako Contracts for Differences, které reagovaly na oficiální povinnost Poolu a vnášely tak do vztahů mezi jednotlivými subjekty prvky dlouhodobosti a stability cen. Sama o sobě však tato povinnost Poolu ani institucionální struktura elektroenergetického trhu, ačkoliv nebyla optimální, nemohla ke katastrofě vést v žádném případě! Pool vznikl jako zvláštní státní nezisková organizace = Poolco. Zákaz uzavírání dlouhodobých kontraktů pro utility neznamenal v žádném případě to, že by žádné dlouhodobé kontrakty v Kalifornii uzavřeny nebyly. Zákaz se netýkal výrobců, kteří mohli uzavírat kontrakty se svými zákazníky na jakékoliv bázi. I tak ale bylo v porovnání s jinými trhy uzavřeno mnohem méně dlouhodobých kontraktů (viz tabulka 11).

Obrázek 42 Institucionální struktura kalifornského elektroenergetického trhu



Tabulka 11 Dlouhodobé kontrakty na nákup elektřiny

Elektroenergetický trh	Podíl dlouhodobých kontraktů a vlastní výroby (autogenerace) v %	Podíl spotového trhu v %
Kalifornie	40-50	50-60
Pennsylvánie (PJM)	85-90	10-15
Nová Anglie	80	20
Austrálie	90	10
NordPool	80	20

2. **Zachování povinnosti zásobovat na vymezených územích** – i přes proklamovanou deregulaci byly síťovým společnostem ponechány územní monopoly se závazkem zásobovat všechny subjekty. Ovšem zákazníkům byl povolen výběr dodavatele! Dále bylo vyžadováno, aby společnosti, které ovládají energetické sítě (utility), odprodaly svoje výrobní kapacity, a došlo tak k úplnému majetkovému oddělení přenosu a distribuce od ostatních aktivit, jako je výroba a obchod. K provedení tohoto oddělení dostaly síťové společnosti několik let (viz výše) a skutečně do konce 90. let naprostou většinu výrobních kapacit vlastnil někdo jiný než energetické rozvodné společnosti (viz také následující tabulka). Z původních utilit tak vznikly téměř dokonalé DisCos (společnosti distribuující elektrickou energii) a z nových přichozích dokonalé GenCos (společnosti zabývající se pouze výrobou elektřiny)¹⁶⁴. Do konce roku 2000 bylo takto prodáno 20212 MW instalovaných kapacit. Pro rok 2001 byl plánován prodej dalších zhruba 6000 MW instalovaných kapacit. Jako důsledek bodu jedna nemohly rozvodné společnosti získat svoji elektřinu jinde než na Poolu, který byl pro ně povinný – nikoliv však pro výrobce. Díky taktéž povinným divesticím (tj. prodeji výrobních kapacit) byly DisCos zbaveny možnosti úniku, který by představovala možnost postavit si vlastní zdroj. Ale ani všechna tato omezení nemusela ještě znamenat katastrofu.

Tabulka 12 Prodej kapacit novým vlastníkům

Nový vlastník výrobních kapacit	Množství nakoupených zdrojů (MW)
AES	4076
Calpine	1224
Duke Energy	3751
Dynegy	3447
Port of San Diego	713
Reliant	3776
Southern	3065
Thermo Ecotek	280

Tabulka 13 Prodej instalovaných kapacit podle společností

Prodávající utilita	Prodaná instalovaná kapacita (MW)
PG&E	8040
SCE	10016
SDG&E	1996

3. K řízení kalifornské energetické soustavy byl zřízen tzv. ISO, neboli **Independent System Operator**, který podléhá regulaci ze strany FERC.
4. Regulační pravomoci byly svěřeny do rukou CPUC, neboli **Californian Public Utility Commission**, nikoliv však výlučně, protože např. k povolení stavby elektrárny bylo a stále je třeba postoupit snad desítky veřejných slyšení („public hearings“) a splnit neuvěřitelné množství možných i nemožných regulací, které de facto znamenají, že praktická možnost postavit elektrárnu je nulová¹⁶⁵. V této souvislosti lze zmínit kalifornské specifikum známé pod jménem „NIMNBY“, což je zkratka slovního spojení „Not in my neighbourhood“, neboli česky „ne za mémi humny“. NIMNBY vyjadřuje životní postoj zmlsaných a dá se říci až paranoidních obyvatel Kalifornie, kteří nechtějí ani slyšet o jakékoliv stavbě elektrárny, protože určité škodí životnímu prostředí, a oproti němuž je odpor Rakouska proti Temelínu selanka. Ze stejných důvodů jsou v Kalifornii zdaleka nejdrastičtější ekologické předpisy na světě¹⁶⁶. Ekologické předpisy se neustále

¹⁶⁴ Pro úplnost existuje v mainstreamovém reregulovaném „ideálním“ světě vedle GenCos, DisCos, PoolCos ještě samozřejmě TransCos, neboli společnosti zabývající se přenosem elektrické energie.

¹⁶⁵ Jak taková slyšení probíhají, je velmi dobře zobrazeno v knize A. Haileyho „Přetížení“.

¹⁶⁶ Hmatatelně se to projevuje např. v tom, že ceny benzínu jsou v Kalifornii bezkonkurenčně nejvyšší z celých USA (ačkoliv jsou pořád nižší než v Evropě) díky spotřebním daním, a nebo v tom, že při přejezdu mezi Kalifornií a zbytkem USA existují celní a bezpečnostní kontroly dovážených potravin. Dalším symptomem je to, že voliči v Kalifornii volí důsledné demokraty, a to velkou většinou (s jedinou výjimkou R. Reagana) – bez Kalifornie by demokraté byli menšinovou stranou – a nebo tím, že Ralph Nader, čili samozvaný „ochránce práv spotřebitelů“ a ekologický aktivista, má tradičně nejvyšší podporu právě v Kalifornii.

v průběhu 90. let zpříšňovaly a to vedlo k postupnému vyřazování některých uhelných elektráren nebo k omezení jejich produkce. Ale ani to není důvodem katastrofy – pouze to znamená, že do Kalifornie se bude elektřina dovážet a oproti jiným místům bude o náklady dovozu (v podstatě jednosměrného) dražší. V okolí Kalifornie je vhodných míst pro stavbu elektráren dost.

5. Kritickým úzkým hrdlem, které již katastrofu přineslo, bylo **zachování regulace cen konečným zákazníkům**, lépe řečeno stanovení cenových stropů na ceny za elektřinu pro konečné zákazníky. Bez ohledu na to, co se dělo na velkoobchodním trhu, tj. na Poolu, byly drženy ceny pro konečného zákazníka na stejné úrovni jako v roce 1997. Do doby, než velkoobchodní ceny překročily tuto hranici (což se stalo v roce 2000), se vlastně nic tak strašného nedělo, ale poté byly distribuční společnosti již v situaci, která připomínala nucenou charitativní činnost – nakupovaly za více, než směly prodat zákazníkům. Dříve nebo později musel finanční kolaps přijít. Ale velmi zajímavé zdůvodnění stálo za uvalením cenových čepiček. Tím byly stranded costs, o kterých jsme se již několikrát ve studii zmínili. V podstatě šlo o to, že v Kalifornii si utility vynutily jejich štědré uhrazení a peníze k tomu potřebné byly získávány velmi zajímavým způsobem. Za prvé nucenými divesticemi (viz výše), kdy některé výnosy z prodejů šly na vrub hrazení stranded costs. Druhým zdrojem byla právě cenová regulace, která umožňovala bývalým utilitám držet vysoké ceny konečným zákazníkům, které byly v době jejich zavedení výrazně nad cenami na Poolu. Na účtech zákazníků se pak tyto rozdíly objevily jako poplatky za přechod ke konkurenčnímu prostředí (Competition Transition Charges), jak se těmito úhradám stranded costs často říká. Základní myšlenka byla následující: cena pro konečného zákazníka byla zmrazena na úrovni roku 1997 a při předpokládaném poklesu cen (často nazývaném jako business-as-usual trajectory) na Poolu se měl zvětšovat prostor pro hrazení stranded costs. Tato regulace měla skončit rokem 2001 a od 1. 1. 2002 měly být ceny určovány výlučně trhem. Nebo dříve, v případě plného uhrazení stranded costs před tímto datem, což se také u SDGaE skutečně stalo.

Po této charakteristice kalifornské reregulace a institucionálního uspořádání je místo k tomu, abychom charakterizovali i energetickou strukturu kalifornského trhu. Jak jsme již zmínili, pak dodnes existují vymezená území (tj. územní monopoly), které byly vytvořeny historicky v průběhu posledních 70-80 let. V médiích často diskutované společnosti South California Edison (SCE) a Pacific Gas and Electricity (PG&E) nejsou jedinými společnostmi, které distribuují elektřinu na území Kalifornie. Jsou však největší a jich se také týká dnešní ekonomický kolaps. Třetí největší společností v Kalifornii je San Diego Gas and Electric (SDGaE). V některých městech existují další municipální distribuční společnosti sdružené v zájmové organizaci Californian Municipal Utilities Association (CUMA).

Tabulka 14 Největší utility v Kalifornii

Společnost	Počet zákazníků (mil.)	Maximální zatížení v roce 2000 (GW)	Vymezená oblast
Pacific Gas and Electricity	4,5	23,031	Střed a sever Kalifornie
South California Edison	4,3	19,935	Větší část jihu Kalifornie
San Diego Gas and Electricity	1,2	4,763	San Diego a jih Orange County

Co se týká zdrojů, pak v posledních deseti letech vinou „zeleného šílenství“ a NIMNBÝ nedošlo v podstatě k žádné skutečné investici do velkého zdroje. Což by na první pohled nemuselo vadit, pokud by se investovalo do malých decentralizovaných jednotek. Ale ani takové investice neprobíhaly, byť právě v Kalifornii mají sídlo obě společnosti, které jsme jmenovali v dodatku A jako sériové výrobce malých plynových turbín. Nebyly stavěny žádné atomové elektrárny, minimálně uhelných (a starší byly odstavovány z provozu kvůli neustále se zpříšňujícím ekologickým předpisům) a jedinými zdroji, které občas přibýly do elektrárenského parku, byly plynové elektrárny. Díky tomuto vývoji tak dnes plynové elektrárny tvoří velkou část energetických zdrojů v Kalifornii. Spolu s vodními elektrárnami tvoří kolem 54 % veškeré výroby.

Tabulka 15 Struktura výroby elektřiny v Kalifornii podle energetických zdrojů

Energetický zdroj	Podíl na výrobě elektřiny
Zemní plyn	31,0%
Uhlí	19,8%
Jádro	16,2%
Velké hydroelektrárny	20,1%
Jiné	0,6%
Obnovitelné zdroje (RES)	12,2%
z toho: biomasa/odpad	2,0%
geotermální	4,9%
malé hydroelektrárny (do 30 MW)	3,4%
solární	0,4%
větrná	1,5%
Celkem (100%)	260 TWh

Co se týká okolních oblastí, pak na sever od Kalifornie se nachází území BPA neboli Boneville Power Administration (což je Oregon, Washington a Idaho), která vlastní množství vodních elektráren, ale její jaderný program skončil totálním fiaskem (zaplacený z daní obyvatel zmíněných států, tzn. v cenách elektřiny se neprojevil). Na východ od Kalifornie v Arizoně je energetický systém tvořen kombinací tepelných, vodních (např. i slavná Hoover Dam) a jedné jaderné elektrárny v Palo Verde. Všechny tyto státy jsou propojeny v přenosové soustavě Western Grid (nebo také Western Interconnection – viz dále).

Stejně tak je Kalifornie samozřejmě součástí NERC, neboli North America Electricity Reliability Council¹⁶⁷. NERC je autoregulační seskupení stanovující standardy kvality pro severoamerický elektroenergetický trh s cílem zajistit vyšší spolehlivost soustavy a byl vytvořen v roce 1968 jako reakce na neslavný „New York blackout“ (nebo také „Northeastern blackout“) z roku 1965. Dělí se na devět regionů, z nichž jeden z nejvýznamnějších je právě Western Systems Coordinating Council (WSCC), který koordinuje činnost soustav ve čtrnácti státech USA, části Mexika a Kanady. WSCC je základem Western Interconnection.

Pro úplnost je třeba se zmínit o tom, že severní Amerika je v současnosti rozdělena na čtyři synchronně nepropojené oblasti – Western Interconnection (západ USA, Britská Kolumbie, Alberta a kus Mexika), Eastern Interconnection (Saskatchewan, Manitoba, Ontario, jih, středozápad a východ USA, Nové Skotsko a spol.), Quebec (takové frankofonní specifikum) a Texas (zase texaské specifikum).

B.2. Krize

Právě kombinace ne příliš povedené deregulace, resp. reregulace, politického oportunistu, neschopnosti a alibismu, nevhodného počasí a struktury energetických zdrojů způsobily kolaps, o kterém se bude diskutovat ještě hodně dlouho a o kterém je tento dodatek.

Již z pouhého popisu je jasné, že kalifornský energetický systém je klíčově závislý na několika základních zdrojích – zemním plynu a vodě, a to jak v Kalifornii, tak v okolních státech. A přitom je nutné zdůraznit, že fyzické propojení plynovodů do vnitřní Kalifornie je také úzkým místem systému, stejně jako propojení v rámci Western Gridu mezi USA a Kanadou. Zpočátku šlo vše relativně dobře (léta 1998 a 1999) – ceny ropy neustále klesaly, ceny plynu také a horka ani zimy nebyly tak nesnesitelné, stejně jako nepřišlo žádné výraznější sucho. Jenže od počátku roku 2000 se situace začala prudce měnit. Ceny ropy zamířily vzhůru a po nich i ceny zemního plynu, což se samozřejmě projevilo okamžitě v nákladech na výrobu elektřiny u velké části zdrojů. Spolu s tím se trochu více rozkolísalo počasí.

Spolu s tímto vývojem šel i růst spotřeby elektrické energie. V Kalifornii došlo v 2. polovině 90. let k růstu počtu obyvatelstva, ale i spotřeby elektrické energie na hlavu, a to především díky moderním technologiím, které jsou velmi energeticky náročné – např. růst počtu počítačů v domácnostech, rozmach internetu a serverových center, klimatizace. Vše dohromady vyvolalo růst spotřeby elektřiny až o 25 % v průběhu 90. let. Tento růst však nebyl doprovázen odpovídajícím růstem kapacit ani v Kalifornii ani v blízkém okolí.

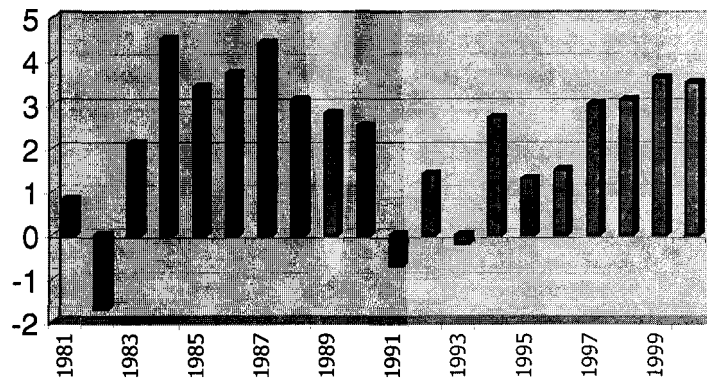
Tabulka 16 Srovnání růstu poptávky a instalovaných kapacit mezi 1993 a 1999

Oblast	Růst maximálního zatížení soustavy v %	Růst instalovaných kapacit v MW v %
Kalifornie	18	0,2
Ostatní státy západu USA	19	9,75

¹⁶⁷ www-stránka je www.nerc.org

Je ale nutné zdůraznit, že růst poptávky nebyl z historického hlediska pro samotnou Kalifornii zas až tak výjimečný. Stejně tak v ostatních státech amerického západu byl růst poptávky po elektřině obdobný. Tahounem spotřeby elektřiny je v USA stejně jako jinde na světě do velké míry hospodářský cyklus (viz následující obrázek). Hlavním problémem se stala skutečně regulace cen kombinovaná s nedostatkem kapacit, jak ještě ukážeme.

Obrázek 43 Růsty prodeje SCE (tj. oblast okolo Los Angeles a jih Kalifornie) od roku 1981 do roku 2000 (v %)



Nicméně události, které nastaly v Kalifornii v zimě 2000 – 2001, nepřišly z čistého nebe. Kalifornie a Western Grid obecně měly problémy s krytím poptávky vždy – určitou ukázkou těchto problémů byly i romány jako „Prométheus v plamenech“ nebo „Přetížení“¹⁶⁸, ve kterých šlo vždy o adresování stejného problému bytí v různých souvislostech. A v obou došlo k zásadnímu nepochopení toho, co je problémem. Ale polemika s krásnou literaturou není účelem tohoto dodatku. V Kalifornii docházelo k energetickým kvazi-krizím již v minulosti, a to vždy v souvislosti s pohybem cen ropy (mimořádně oba výše zmíněné romány byly napsány právě v době ropných krizí, kdy se energetické problémy vždy vyostřily – u „Prométhea“ se jednalo o první ropnou krizi v letech 1972 – 1973 a u „Přetížení“ se jednalo o druhou ropnou krizi v letech 1979 - 1980).

A pak přišlo jedno velké varování - v létě 2000 a v podobě „krize v San Diegu“. Při popisu struktury elektroenergetického trhu jsme se zmínili, že společnosti SCE a PG&E neovládají kalifornský trh stoprocentně. Největším malým dodavatelem je již zmíněná společnost „San Diego Gas and Electric“, která má jako vymezené území oblast San Diega a jižní část Orange County. SDG&E zdědila z minulosti nejméně stranded costs, a proto jejich uhrazení trvalo podstatně kratší dobu než u jiných utilit. Hrazení stranded costs pro SD&E tedy skončilo před limitem 1. 1. 2002, konkrétně již s koncem roku 1999. V následujícím letním období, která znamenají pro jižní Kalifornii špičku odběrů, se projevil naplno všechny faktory již několikrát zmíněné výše.

Horké léto 2000 a v té době ještě prudce rostoucí ekonomika tažená internetovou bublinou zvýšila spotřebu elektřiny natolik, že zdroje se dostaly na hranici svých možností. Spolu s touto vysokou poptávkou prudce vzrostly náklady na výrobu elektřiny ze zemního plynu a ropných derivátů. Kalifornii ještě nepostihly výpadky, a to z následujících důvodů: distribuční společnosti měly ještě finanční zdroje; nejdražší zdroje byly vrženy na obsluhu jediného trhu s volnými cenami v okolí San Diega (proto byl vzestup cen na tomto malém trhu tak razantní – tj. až na trojnásobek původních maloobchodních cen); do dodávek pro Kalifornii se zapojily i vodní elektrárny v okolí – tehdy ještě plné vody; elektrárny běžely na hranici svých technických maxim, ba je i překračovaly.

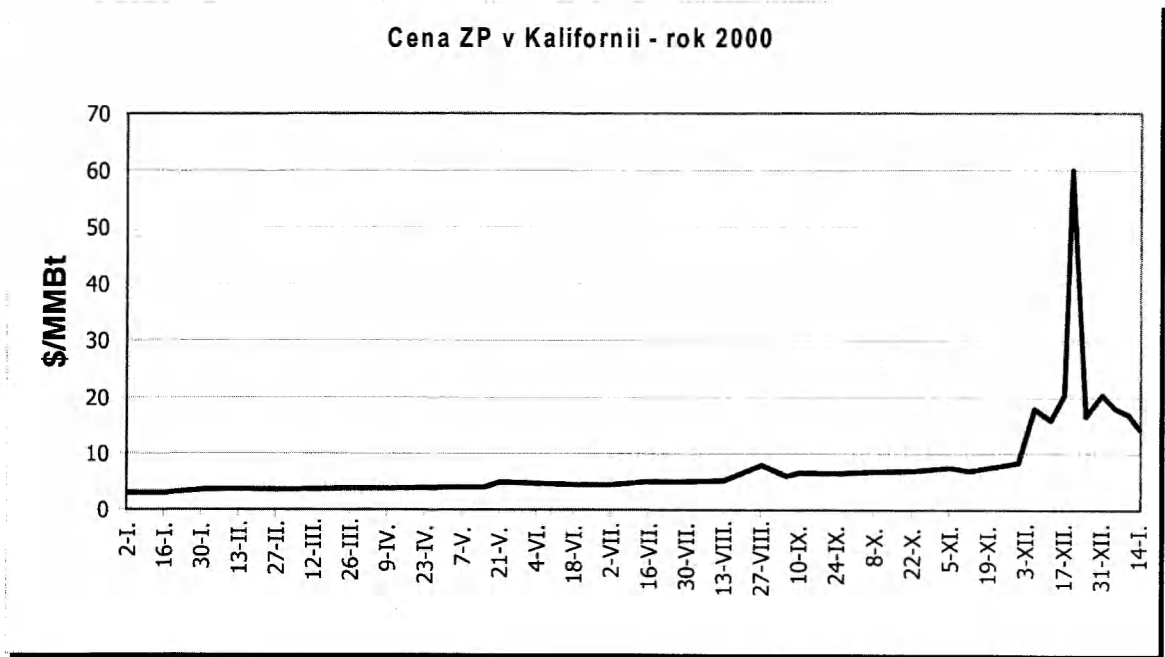
Tato dílčí letní krize ale naznačila, co se stane na podzim a v zimě – za prvé, reakce politiků na růst cen konečným zákazníkům byla velmi instinktivní - uvalení dočasných cenových čepiček pro konečné zákazníky v oblasti San Diega a snahy uvalit maximální ceny na spotovém trhu; za druhé – SCE a PG&E se začaly zadlužovat a vyčerpávat své zdroje (tj. začala výše zmíněná „charitativní“ činnost); za třetí, voda se v hydroelektrárnách postupně vyčerpávala a u klasických elektráren se odložily mnohé údržbářské práce, čímž se začaly množit neplánované výpadky; za čtvrté, spotřebitelé nijak nezareagovali na problémy s elektřinou, částečně proto, že na většině území byla cena regulovaná a tak reagovat nemohli, ale částečně i proto, že jejich hlavní snahou bylo prosadit politické řešení – tj. opětovou regulaci, v čemž byli mnohými politiky podporováni.

Krize zdánlivě odezněla koncem horkého léta, kdy se snížila vlivem chladnějšího počasí spotřeba elektřiny pro klimatizační zařízení. Leč pokles teploty byl vytrvalý a Kalifornané začali elektřinou i topit, jak to ostatně dělali

¹⁶⁸ Arthur Hailey: Přetížení, TalPress Praha, 1991; Thomas N. Scortia, Frank M. Robinson: Prométheus v plamenech. Nakladatelství Svoboda, Praha, 1979.

vždy předtím. A nastala zimní špička. Po žhavém létě nebyly rezervoáry ropných derivátů a zemního plynu dostatečně naplněny (podzim byl relativně krátký a plynovody jsou svojí kapacitou nedostatečné), suché počasí a předchozí nadměrná spotřeba způsobily pokles vod ve vodních nádržích a elektrárny byly vinou odložených údržbářských prací v relativně špatném stavu. Důležité je, že ačkoliv poptávka dočasně klesla, pak ceny na Poolu nijak závatně. Pro ilustraci těchto faktů lze uvést následující obrázky a tabulky.

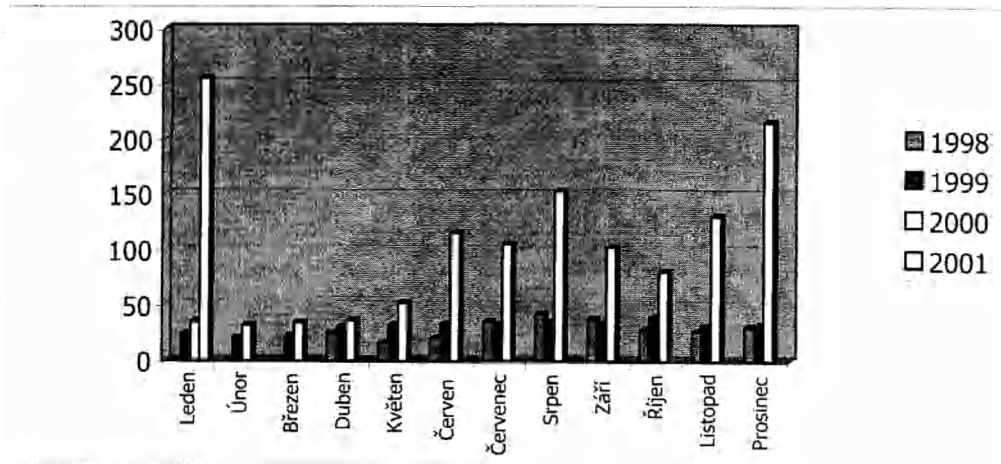
Obrázek 44 Cena zemního plynu v Kalifornii v roce 2000



Tabulka 17 Odstávky elektráren v Kalifornii

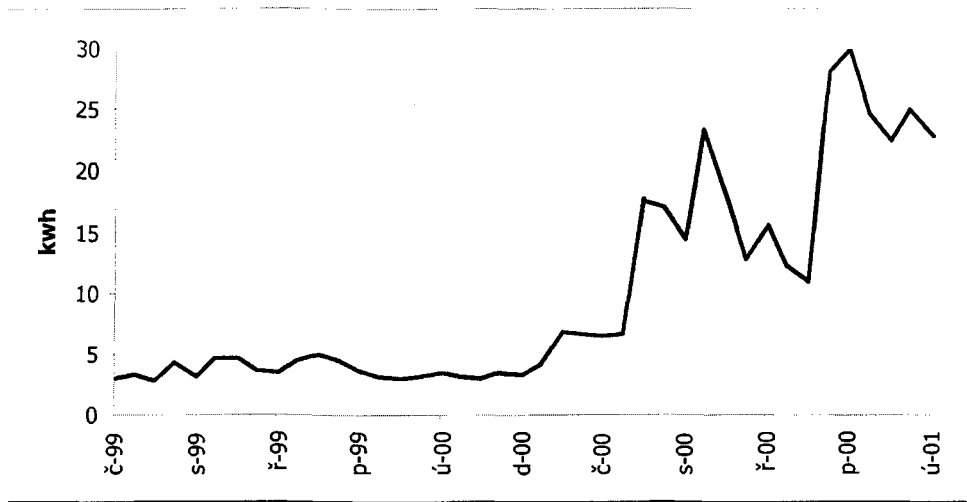
	říjen 1999	říjen 2000	listopad 1999	listopad 2000
Plánované odstávky (MW)	400	4340	930	5470
Vynucené odstávky (MW)	930	3350	940	5730

Obrázek 45 Ceny elektriny na Californian Power Exchange od dubna 1998 do ledna 2000 (měsíční ceny získané jako prostý průměr hodinových cen na Poolu během měsíce, v USD/MWh)

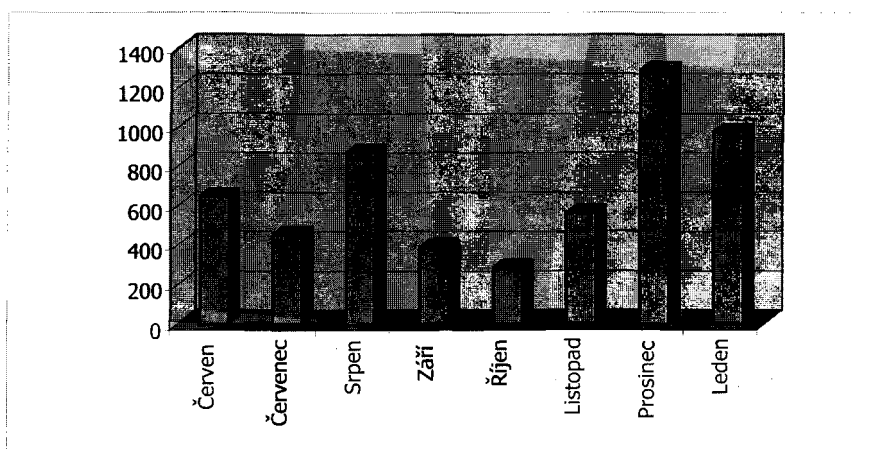


Podobný obrázek by nám poskytl přehled spotových cen na Poolu, pouze by byl poněkud roztěkanější.

Obrázek 46 Průměrné velkoobchodní ceny elektřiny pro SCE



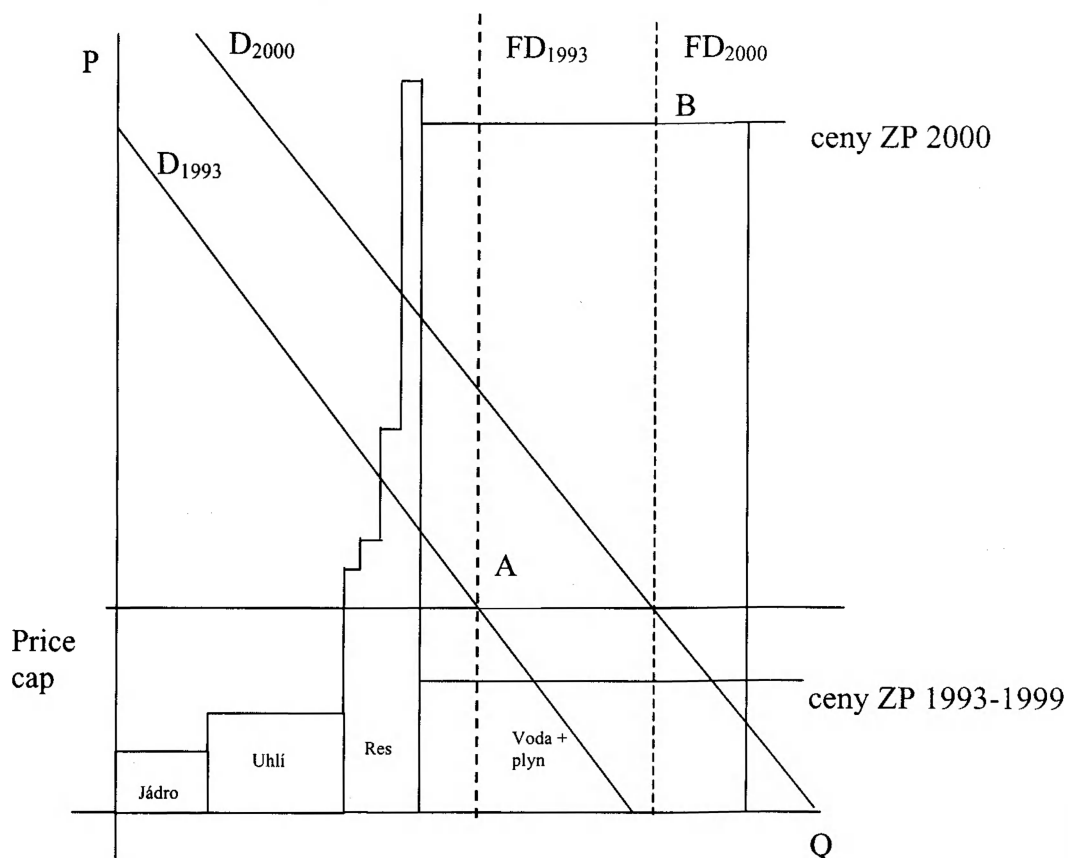
Obrázek 47 Ztráty SCE z prodeje elektřiny od června 2000 do ledna 2001 (v mil. USD)



Celkem dosáhly ztráty SCE od června do ledna 5465 mil. USD. Od těchto ztrát je však nutné odečíst příjmy z vlastní výroby elektřiny, kterou SCE prodávala na burzu, a ty činily zhruba 1700 mil. USD. Kumulovaná ztráta tak činila 3765 mil. USD. PG&E na tom byla podobně.

Zde jenom malé vysvětlení, proč došlo k tak razantnímu vzestupu cen, protože mnoha lidem je jasné, proč ceny elektřiny na Poolu vzrostly – důvody jsou vysvětleny výše a v příložených tabulkách. Ale stejně tak je pro mnoho lidí obtížně představitelné, proč proboha ceny vzrostly tak drasticky. K naprosto logickému vysvětlení není potřeba žádné magie, pouze jednoduchý graf nabídky a poptávky.

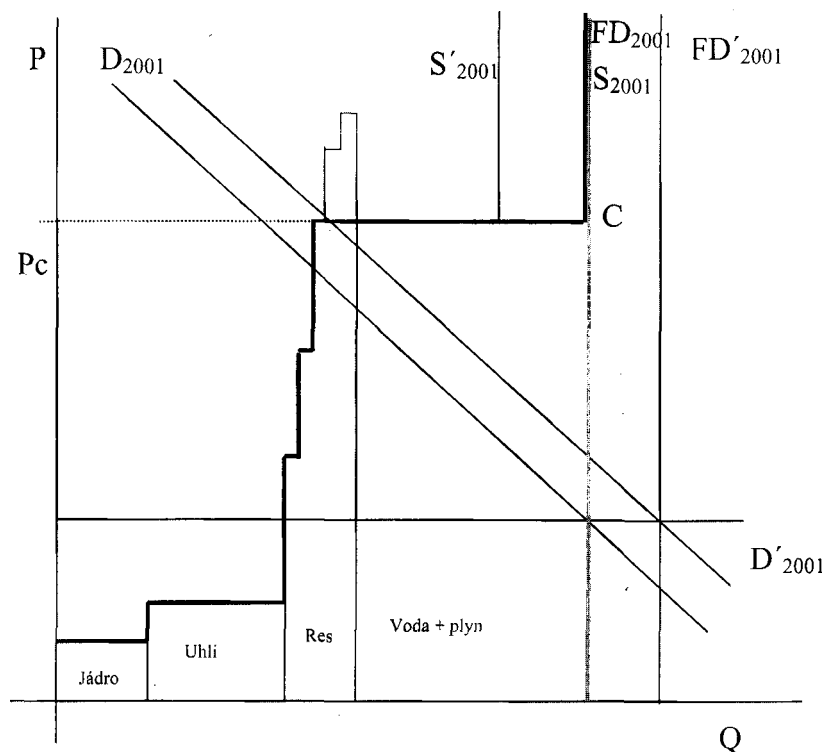
Obrázek 48 Situace na Kalifornském trhu s elektřinou



Kde D_{1993} je poptávka v roce 1993, D_{2000} je poptávka v roce 2000, FD_{1993} je fixní poptávka po elektřině v roce 1993 vyvolaná existencí cenové čepičky, FD_{2000} je fixní poptávka po elektřině v roce 2000 vyvolaná existencí cenové čepičky, bod A vyjadřuje tržní rovnováhu v roce 1993, bod B vyjadřuje tržní rovnováhu v létě 2000.

Zvýšení ceny plynu by tedy dokázalo vysvětlit asi čtyřnásobné zvýšení cen na Poolu. Ale jak je možné vysvětlit až desetinásobný růst tržních cen? Jak je vidět z grafu, tak bod B je již velmi blízko hranicím technických možností Kalifornské elektrizační soustavy (resp. Western Gridu). Již jsme se zmínili o špatném technickém stavu elektráren, o prudkém zvýšení jejich výpadků a nízkých hladinách vody v hydroelektrárnách. Tyto výpadky znamenají snížení nabídky disponibilních zdrojů a na našem grafu to znamená posun nabídkové křivky doleva – viz graf 46.

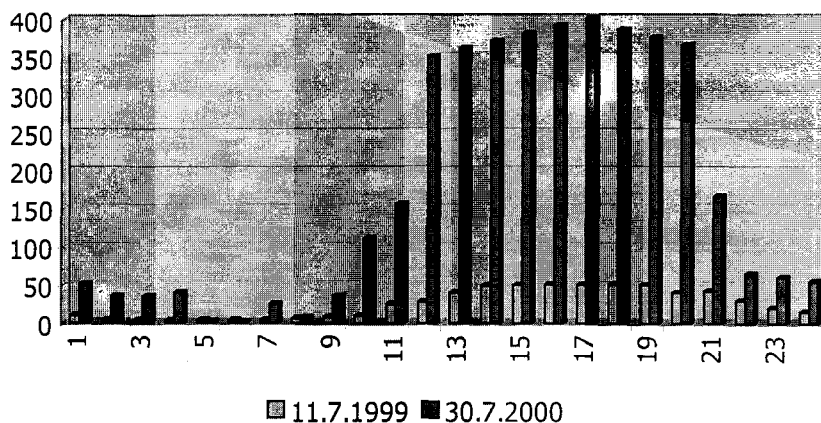
Obrázek 49 Kalifornský systém na hranici technických možností



Kde D_{2001} je poptávka v roce 2001, FD_{2001} je fixní poptávka po elektřině v roce 2001 vyvolaná existencí cenové čepičky, S_{2001} je nabídka na počátku roku 2001, bod C vyjadřuje tržní rovnováhu na počátku roku 2001.

Pokud se podíváme na graf pozorně, pak vidíme, že nabídková a poptávková křivka jsou za bodem C totožné, což má pouze jedinou ekonomickou interpretaci – rovnovážná cena na trhu může být jakkoliv vyšší než P_C . Samozřejmě se jedná o dynamický systém, tj. nabídka i poptávka se neustále pohybují. Jakékoliv zvýšení poptávky (tj. posun poptávky do pozice D_{2001} , resp. FD_{2001}), nebo snížení nabídky z důvodu výpadku zdroje (tj. posun nabídkové křivky do pozice S_{2001}) tak dostává energetický systém nad hranice jeho produkčních možností, což za prvé znamená extrémní skoky v ceně elektřiny směrem vzhůru s tím, že některé zdroje se přece jenom díky tak vysoké ceně ještě někde podaří najít, nebo výpadky elektřiny. V okamžiku, kdy je deficit nabídky před poptávkou relativně velký a není možné najít dodatečné zdroje za žádnou cenu, začínají delší výpadky, které, pokud by byly neřízené, mohou skončit rozpadem soustavy. Nebo mohou být řízené a skončit v tzv. „rolling blackout“. Neustálá dynamika systému také vysvětluje, proč ceny na Poolu tak výrazně fluktovaly. Kalifornský systém se octl na hranici technických možností a malé změny poptávky a nabídky tak mohly vyvolávat skokové změny cen.

Obrázek 50 Vývoj spotových cen na Poolu 30. 7. 2000 ve srovnání s 11. 7. 1999 (v USD/MWh)



Zajímavé na tomto grafu je to, že sledované dny měly v podstatě stejný průběh zatížení – přesto se ceny závratně lišily. Hlavním důvodem je pohyb na hranici možností, kde, jak jsme již vysvětlili, relativně malé výpadky zdrojů mohou způsobit velké posuny v cenách.

Situace se neustále zhoršovala a faktický vývoj v Kalifornii v průběhu zimy známe všichni velmi dobře – jako důsledek výše popsaných faktorů v prosinci 2000 se SCE a PG&E dostaly na pokraj totálního finančního kolapsu. Důležité je poznání, že ale v té době ještě elektřina v Kalifornii a jejím okolí byla! Obchodníci a výrobci (např. kanadská BC Hydro) ji jen nechtěli dodávat společně, které za ni nemohly zaplatit, nebo nemohli elektřinu dodávat díky malé přenosové kapacitě. Nepochota dodávat se dala „řešit“ příkazy k dodávkám. A to i z federální úrovně, když odcházející Clintonova administrativa se snažila zazpívat svoji labutí regulační píseň. Ale de facto se stále nekonala žádná energetická krize – pouze krize finanční a regulační.

V polovině zimy došlo k něčemu, co přijít muselo. Finanční problémy utilit, neschopnost a zbabělost regulátorů a politiků cokoliv smysluplného udělat, pomatené reakce spotřebitelů a především přírodní vlivy dokonaly dílo zkázy. Jak jsme se již zmínili, v létě 2000 bylo v Kalifornii velmi horké počasí. Takové počasí panovalo nejenom v Kalifornii, ale na celém území Western Gridu, což znamenalo, že velké vodní elektrárny byly přetíženy a neměly dostatek vody. Tyto kumulativní nedostatky se jako ona příslovečná kapka naplno projeví v lednu a únoru 2001, kdy udeřily tvrdé mrazy. Přetížené elektrárny začaly vypovídat službu a vodním elektrárnám došla voda – a v jeden okamžik energetický systém selhal. Operátorem trhu byl několikrát vyhlášen kritický stupeň 3, který umožnil tzv. „rolling blackout“, což není nic jiného, než postupné vypínání některých částí elektrické sítě. Tím se dá také řešit nedostatek kapacit – viz výše. „Rolling blackout“ byl vyhlášen dvakrát – 17. a 18. 1. 2001 (z modelového hlediska se nejedná o nic nepředvídatelného – viz výše).

Tabulka 18 Vyhlášené kritické stavy v Kalifornii

Kritický stupeň	Léto 1999	Léto 2000	Listopad/Prosinec 2000	Leden/Únor 2001
Stupeň 1	3	32	11	40
Stupeň 2	1	17	9	40
Stupeň 3	0	0	1	38
Rolling blackouts	0	0	0	2

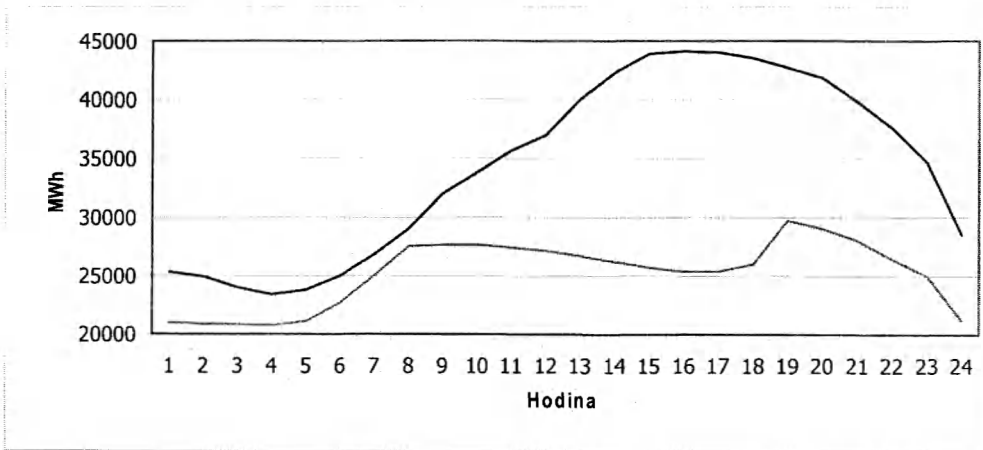
Stav 1 – disponibilní rezervy jsou pod 7 % očekávané poptávky

Stav 2 – disponibilní rezervy jsou pod 3 % očekávané poptávky

Stav 3 – disponibilní rezervy jsou pod 1,5 % očekávané poptávky; umožňuje „rolling blackouts“, neboli postupné vypínání elektřiny pro některé oblasti a spotřebitele

Jaký vliv měl „rolling blackout“ na snížení poptávky, dobře ukazuje následující graf. Nejedná se o nic jiného než o „uříznutí“ špiček poptávky, tj. o odfiltrování fluktuací poptávkové křivky směrem doprava (v grafu poptávky a nabídky).

Obrázek 51 Vliv „rolling blackout“ na poptávku po elektřině (tj. zatížení soustavy)



Horní křivka ukazuje poptávku po elektřině během letní špičky 16. 8. 2000. Dolní čára ukazuje vliv prvního rolling blackout na poptávku během 17. 1. 2001.

Na volném trhu je nedostatek kapacit řešen zvýšením ceny, protože tím odpadne část poptávky. Na trhu s regulovanými cenami je tento nedostatek nabídky řešen tím, že někdo není uspokojen, i když by finančně měl na to, aby si produkt koupil (ale ten není k dispozici). Vzpomeňme si na doby nedávno minulé – v komunistickém režimu se nedostatek zboží řešil tak, že lidé stáli fronty a na někoho se nedostalo. Občas se uplácelo (což není nic jiného než zvýšení ceny na principu diskriminačního monopolu). Na elektroenergetickém trhu se nestojí fronty, ale vypíná se proud – tak to řešil Ceausescu v Rumunsku, když elektrickou energií splácel zahraniční úvěry a na domácí obyvatelstvo se nedostalo.

Z celého rozboru vyplývá, že v Kalifornii trh neselhal, ale naopak – fungoval naprosto přesně a dokonale. Zkolabovala regulace, a to tak, že naoprosto.

Místo toho, aby CPUC hledala řešení v urychlené liberalizaci a skutečné deregulaci, pak politici a regulátoři hledali viníka nastalé situace okolo sebe, a to s podporou i některých populárních zpěváků ekonomické teorie, jakým je např. Paul Krugman, který ve svém článku v New York Times z 10. prosince 2000 s názvem „California Screaming“ napsal doslova toto: „Slepá víra Kalifornie v trh přivedla zemi do tak závažného nedostatku elektrické energie, že guvernér musel zhasnout národní vánoční stromek“. Můžete sami posoudit, zda tato věta je pravdivá.

Dalším obětí beránkem měli být výrobci, kteří ve své „sveřepé a bezohledné“ snaze maximalizovat zisk způsobili růst cen na spotovém trhu. Za prvé, výrobci vždy maximalizují zisk, stejně jako vydavatelé novin, kteří podobné názory tisknou. Na tom není nic nemorálního. Za druhé, i kdyby se někteří z nich dohodli a snažili se zvýšit cenu, pak incentiv k útěku z kartelu roste exponenciálně s rostoucí cenou – to je důvod, proč všechny kartely selhaly a selžou. Tak razantní vzestup cen není možné vysvětlit kartelem výrobců, kterých je mnohem více, než bylo třeba výrobců na anglickém trhu. Mimochodem výše jsme podali mnohem lepší vysvětlení důvodů růstu cen.

A „nejlepším“ obětí beránkem jsou liberální ekonomové, kteří nám „to“ neřekli. Ale řekli, pouze je jakýkoliv ekonom bezbranný proti lobbyistům a politikům.

Je důležité ještě jednou dodat, že zdravě fungující tržní mechanismus by si i s problémy výrazného nedostatku výrobních kapacit dokázal poradit. Jako příklady je možné uvést Norsko nebo Švédsko v období tuhých zim, kdy pohyb cen vyrovnal i značné úbytky vody ve vodních elektrárnách, např. zimě 2000 – 2001. Klíčem k řešení byly právě pohyblivé ceny a efektivní cenový systém. Ten ale, jak již bylo řečeno, v Kalifornii nefungoval, a proto nastoupilo více či méně řízené vypínání proudu neboli „rolling blackouts“.

Žádná z jednotlivých okolností, které nastaly, by energetiku Kalifornie neposlaly do kolen. Pouze jejich souběh a především obrovská „snaha“ regulátorů dovést zemi k energetickému kolapsu slavily dost pochybný úspěch. Po tomto výkladu musí být požadavky některých „odborníků“ na to, aby stát znovu znárodnil celý energetický systém, projevem buď naprosté ztráty rozumu nebo neskutečné drzosti.

Jaké je tedy řešení kalifornské krize?

Nejdříve krátce popíšeme, co řešením není. Přetrvávající regulace cen, příkazy k dodávkám a zachraňování zkolabovaných podniků jen řešení oddalují a zhoršují situaci – neřeší problém, pouze se dotýkají symptomů. Stejně tak neřeší problém vstup státu na elektroenergetický trh, jak se již stalo 17. 1. 2001, kdy guvernér Kalifornie Davis zmocnil CDWR (neboli California Department of Water Resources) nakupovat elektřinu pro krytí špiček na spotovém trhu a prodávat ji utilitám, kterým již nikdo jiný prodávat nechtěl.

1. 2. 2001 podepsal ten samý politik zákon, který zmocňoval CDWR nakupovat elektřinu pro utility jako celek, a to až do výše 10 miliard USD. Toto zmocnění platí na jeden rok, tj. do 1. 2. 2002.

Guvernér také ohlásil návrh svého dlouhodobého plánu, jak „vyřešit“ krizi. Jeho podstatou jsou následující body:

- Stát by měl koupit přenosové a distribuční sítě od předlužených utilit za „férovou“ cenu, tj. za cenu, která by uhradila jejich současné ztráty;
- Produkční kapacity, které jsou ještě v držení utilit, by měly po následujících deset let dodávat elektřinu za cenu odvozenou z „oprávněných“ nákladů;
- Velký program úspor energií, který by se týkal nejenom Kalifornie, ale celého Western Gridu;
- Podpora výstavby nových zdrojů;
- Zajištění úhrady minulých a budoucích ztrát utilit;
- „Rozumné“ zvýšení cen pro konečné zákazníky;
- Povolení „rozumných a spravedlivých“ dlouhodobých kontraktů.

Je skoro zbytečné hovořit o tom, že guvernér Davis a jeho poradci z Demokratické strany nikdy nepochopili, o co v energetické krizi jde. Stejně tak není nutné zdůrazňovat jejich velmi levicové zaměření a také není potřeba rozebírat jednotlivé nesmysly, které jsou v jejich plánu obsaženy. Tragédií je, že lidé, jako je guvernér Davis, rozhodují. Takový plán by si nedovolilo zveřejnit ani naše MPO – i když kdo ví.

Podíváme se na to, jaké je skutečné řešení problému. Ve svém principu je velice jednoduché. Politici ale mnohdy tyto jednoduché principy nechápou nebo se jimi nechťejí řídit. Především je třeba deregulovat ceny pro konečné spotřebitele. Jediným krokem v tomto směru bylo administrativní zvýšení cen (tedy nikoliv deregulace!), které CPUC odsouhlasilo v dubnu 2001. Sice tento krok částečně pomůže řešit nedostatky elektřiny, protože je to jakási nedokonalá aproximace 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 (na našich grafech již nebude platit za poptávku křivka FD, ale skutečná poptávka, tj. křivka D). 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 Kč nebo USD 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. Tržní snížení poptávaného množství je optimální cesta – nemůže být nic optimálnějšího ze samotné podstaty věci.

Stejně tak je vhodné nechat finančně vyčerpané utility zkrachovat. Je to nepříjemné, bolestivé, ale nejrychlejší a dokonce i nejjednodušší řešení. Monopolní společnosti, které tyly 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. Dlouhodobě je nutné uvolnit striktní ekologické předpisy a pravidla pro stavbu nových elektráren, nebo alespoň pro stavbu propojovacích vedení a tranzitních plynovodů vedoucích mimo Kalifornii. Částečně se tak již stalo, neboť CPUC povolila provoz některým elektrárnám, jejichž výkon byl v minulosti snížen kvůli ekologickým předpisům.

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. Jako příklad toho, jak rychlá může být reakce nabídky, můžeme podat stavbu elektrárny v Shelby County ve státě Illinois na středozápadě USA. Investorem elektrárny byla firma Reliant Energy, což je energetický gigant z Texasu (kolem 20 mld. USD ročního obratu). Jedná se o elektrárnu na zemní plyn pro krytí špičkové poptávky (kolem 2500 hodin ročně); dodavatelem technologie byla firma General Electric; instalovaný výkon činí 340 MW. V polovině roku 1999 proběhla jednání o koupi pozemku, která trvala jeden měsíc. V průběhu podzimu proběhla veřejná slyšení a povolovací řízení (včetně požadavků ekologů na ochranu tamějšího jezera Lake Mattoon, odkud bude elektrárna odebírat vodu, tzn. kupovat vodu). Jednání byla úspěšně zakončena v lednu 2000 a 23. února 2000 začala stavba samotné elektrárny. Během 129 dnů byla elektrárna dokončena tak, aby mohla dodávat výkon 200 MW pro krytí letní špičky v Illinois. V současné době je kapacita elektrárny zvyšována na 340 MW.

Co je možné bez problémů postavit v Illinois, je možné i v Kalifornii – jediným rozdílem, a tím i problémem v Kalifornii je povolovací řízení.

Analytický dynamický model elektroenergetického trhu

Z analytického pohledu se lze na elektroenergetický trh podívat jako na kterýkoliv jiný trh se statky dlouhodobého užití – tj. na statky kapitálové. K pochopení fungování takového trhu je zapotřebí se pustit do oblasti dynamických modelů. Zde budeme prezentovat jednoduchý příklad, který ale podá velmi dobrou intuici a dojem o tom, co se na reálném trhu opravdu děje.

Podstatou podnikatelského chování v čase je maximalizace současné hodnoty firmy, což lze napsat jako $\max\{NPV\}$. Pokud si rozepíšeme NPV a dosadíme, pak získáme

$$\max \left\{ \int_0^{\infty} e^{-rt} (pf(K_t, L_t) - wL_t - rK_t - C(I_t)) dt \right\},$$

kde r jsou náklady kapitálu (třeba WACC), K_t je množství kapitálu v čase t , L_t je množství jiných vstupů, w jsou náklady jiných vstupů a $C(I_t)$ jsou náklady na provedení investice v čase t . Zákon pohybu kapitálu lze zapsat

$$\dot{K}_t = I_t - \delta K_t, \text{ kde } \delta \text{ je odpisová míra.}$$

K optimalizaci takového modelu je nutné využít matematického nástroje nazývaného Hamiltonian, který nejdříve sestavíme

$$H = pf(K_t, L_t) - wL_t - rK_t - C(I_t) + q_t (I_t - \delta K_t)$$

a potom vyřešíme podle následující „kuchařky“.

$$\frac{\partial H}{\partial L} = 0, \quad \frac{\partial H}{\partial I} = 0, \quad \frac{\partial H}{\partial q} = \dot{K} \text{ a } \frac{\partial H}{\partial K} = rq_t - \dot{q}_t.$$

Řešení tedy najdeme takto:

$$1) \frac{\partial H}{\partial L} = pf_L - w = 0, \text{ tzn. } pf_L = w;$$

$$2) \frac{\partial H}{\partial I} = -C_I(I_t) + q_t = 0$$

$$3) \frac{\partial H}{\partial q} = I_t - \delta K_t = \dot{K}_t$$

$$4) \frac{\partial H}{\partial K} = pf_K - r - q_t \delta = rq_t - \dot{q}_t$$

Z rovnice 2 a 3 vyplývá

$$5) C_I^{-1}(q_t) - \delta K_t = \dot{K}_t.$$

Rovnici 4 upravíme postupně:

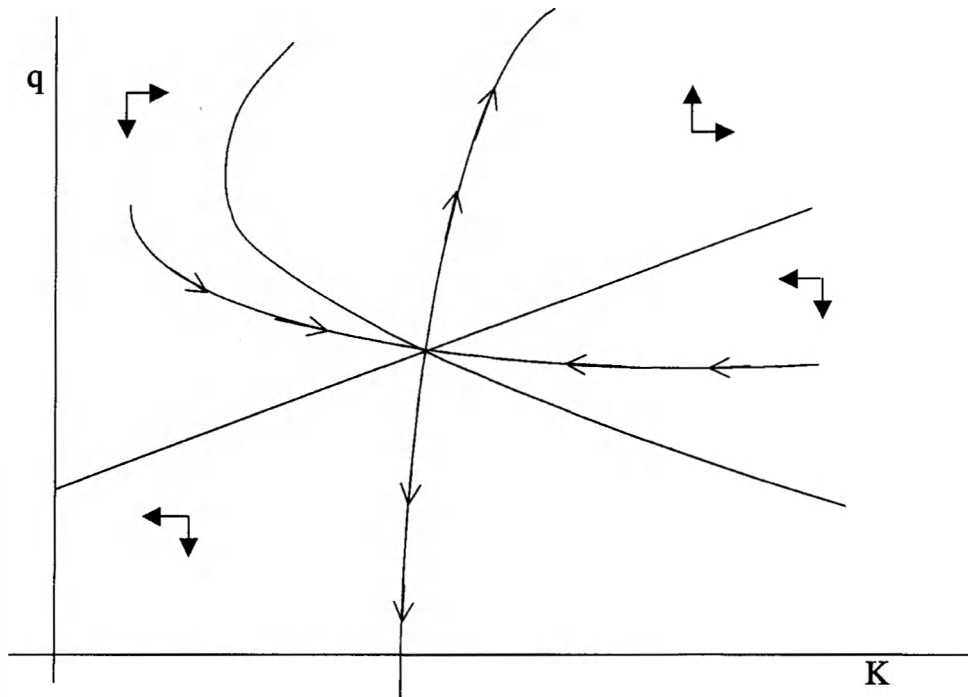
$$pf_K - r - q_t \delta - rq_t + \dot{q}_t = 0$$

$$6) pf_K - r - (\delta + r)q_t + \dot{q}_t = 0$$

Výsledkem je tedy soustava rovnic 5 a 6, která tvoří dynamický systém, jenž se dá zakreslit na tzv. fázovém diagramu. Na horizontální ose je vyneseno množství kapitálu (instalované kapacity), na vertikální se vynášší veličina q_t , která znamená současnou marginální hodnotu kapitálu, neboli současnou mezní hodnotu dodatečné jednotky kapitálu.

Systém se pohybuje v ploše podle šipek, které jsou v ní vyznačeny a které vyplývají z behaviorálních základů. Bod dlouhodobého optima se nachází na průsečíku obou hlavních křivek, které vyznačují souhrn bodů, v nichž se nemění množství kapitálu (rostoucí křivka v grafu) ani současná mezní hodnota kapitálu (klesající křivka v grafu).

Obrázek 52 Fázový diagram dynamického systému



Růst ceny elektřiny posune křivku vyjadřující konstantní současnou hodnotu kapitálu doprava nahoru a tím se změní poloha dlouhodobé rovnováhy, při které cena kapitálu i instalované množství bude vyšší než v původní pozici. Důsledkem pro investice bude jejich skokový vzestup na počátku procesu a jejich postupný pokles. Blížší popis viz dále.

Pro empirické potvrzení, že tato teorie nám dává smysluplné výsledky, se lze podívat do tří regionů, kterými jsme se v této studii zabývali – USA, ČR a SRN.

USA

Rostoucí ceny elektřiny na velkoobchodních trzích v USA (viz podrobněji i dále) působily jako katalyzátor velkých investic do zařízení na výrobu elektřiny. Jako proxy proměnnou pro vývoj trhu výrobních faktorů (tj. elektráren) je možné použít vývoj objednávek turbín. Z tabulky je patrné, že vzestup začal v letech 1997 a především 1998 – v souvislosti s rostoucími cenami elektřiny – přesně jak předpokládá model.

Tabulka 19 Dodávky turbín (plynových i parních) s výkonem nad 2 MW (v letech 2001 až 2006 založeno na objednávkách firem)

Rok	Počet dodaných jednotek	Příjmy v milionech USD
1996	84	1059,9
1997	79	883,6
1998	137	1872,1
1999	439	8217,4
2000	441	8590,5
2001	435	8926,5
2002	421	8746,5
2003	389	8597,1
2004	326	7117,5
2005	305	6905,5
2006	300	7098,7

Neanalyticky lze hlavní faktory zvýšené poptávky shrnout následovně:

- deregulace některých velkoobchodních trhů v USA (Kalifornie, severovýchod USA, Illinois)
- zadržené investice v přederegulační době (obavy ze stranded costs a povinných divestic)
- silná ekonomika v USA v 90. letech (středozápad, východ, západ)
- zvyšující se ceny na velkoobchodním trhu
- nedostatek kapacit – projevilo se na středozápadě v letech 1998 a 1999 a v Kalifornii v letech 2000 až 2001
- snižující se náklady instalací – paroplynové technologie, které mají nižší investiční náklady

Dnes je tak rozestavěno asi 175000 MW, převážně díky IPPs v deregulovaných trzích – tzv. merchant power plants. Následující obrázek dává představu, jaká je struktura amerických elektráren.

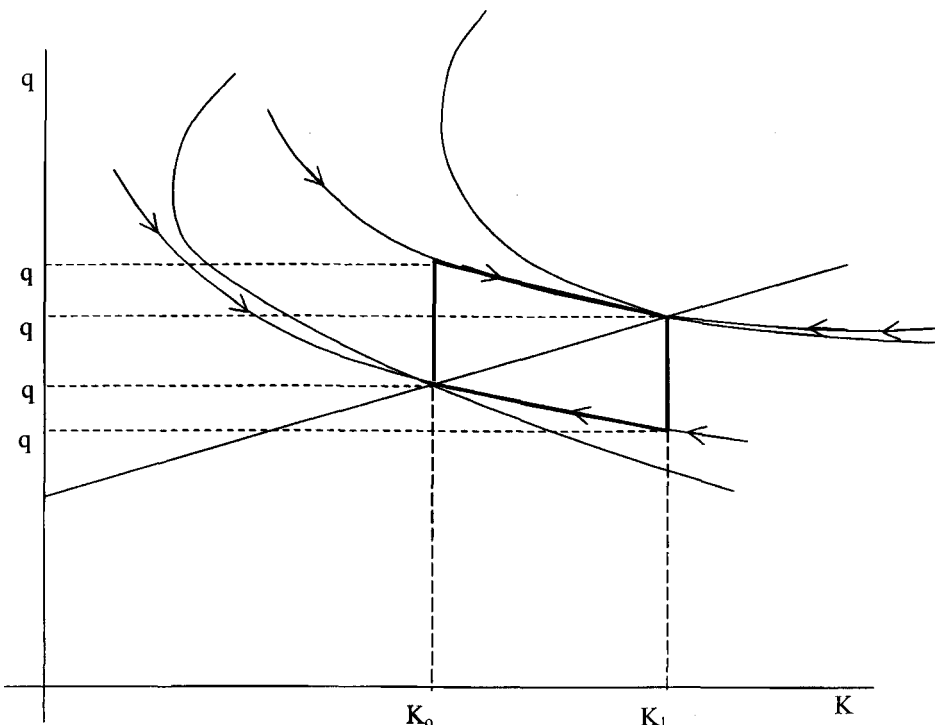
Obrázek 53 Výrobní mix na americkém elektroenergetickém trhu



Česká republika

Situace v ČR byla již popsána výše a opět se projevuje mechanismus v modelu velmi dobře zachycený – zvyšující ceny elektřiny vyvolají investiční boom, jejich pokles vyvolá zmrazení stavebního trhu. Na modelu lze celou situaci velmi dobře popsat na následujícím obrázku.

Obrázek 54 Komparativní statika modelu



V první fázi došlo k vzestupu cen elektřiny a tím také k posunu dlouhodobé rovnováhy dopravy nahoru. Jelikož není možné změnit skokově množství kapitálu, tak tržní rovnováha byla udržována vzestupem cen aktiv a množství kapitálu se postupně nové rovnováze přizpůsobilo (to je také případ USA a Kalifornie speciálně). V současnosti jsme ve druhé fázi. Spolu s deregulací se očekává pokles cen, což vyvolá zpětný posun dlouhodobé rovnováhy doleva dolů s naprosto opačným průběhem dynamického procesu (tuto část prochází právě SRN – viz dále). Celá cesta je označena v obrázku tučně.

Toto schéma velice dobře zapadá do současné situace, jak vyplývá i z obr. 13 v hlavním těle studie.

SRN

Německo je případ naprosto opačný. Vysoké množství instalované kapacity vyvolalo pokles cen a ty následně prudký pokles investiční výstavby.

Od roku 1995 příjmy v odvětví staveb nových kapacit či retrofitů elektráren v letech 1995 až 2000 stagnovaly přibližně na úrovni 1,5 mil. euro. Většina z těchto uskutečněných investic byly velké uhelné bloky a tato částka odpovídá zhruba 1500 až 1700 MW ročně.

Do roku 2003 nelze čekat jakoukoliv změnu v tomto trendu, neboť objednávky jsou stále na nízké úrovni.

Je velice obtížné stanovit, co je a co není nadměrnou kapacitou na volném trhu – ale v SRN se nachází zhruba 10 GW instalovaného výkonu navíc.

V první polovině dekády lze očekávat oživení jenom díky KWK – tj. nahrazování starých teplárenských zdrojů modernějším zařízením.

Hlavní důvody, proč lze očekávat rostoucí poptávku v druhé polovině této dekády:

- přizpůsobení bude dokončeno – tj. prostá obnova bude vyžadovat nové investice, především s ohledem na věkovou strukturu německých elektráren – 60 % instalované kapacity je starší než 20 let
- dohoda vlády s německými společnostmi o zastavení jaderných elektráren.

Ale to neznamená, že struktura německých elektráren bude replikována – některé segmenty trhu s turbínami nebudou oživeny vůbec.

Co lze tedy očekávat

- průměrná velikost elektráren se sníží;
- out-sourcing závodních elektráren bude pokračovat (zde je prostor pro vstup IPPs);
- prosadí se více technologie CCGT;
- mikrogenerace urve větší podíl na trhu.

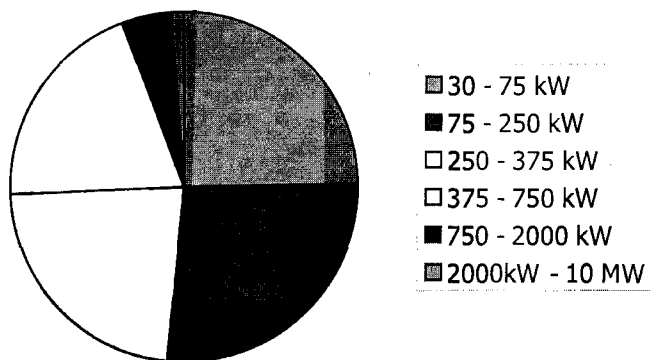
Tabulka 20 Trh výstavby nových zdrojů v r. 1999, dělení podle typu použitého paliva

typ paliva	podíl v %
uhelné elektrárny	62,1
plynové elektrárny	34,8
jiná paliva	3,2

Tabulka 21 Trh výstavby nových zdrojů v r. 1999, dělení podle velikosti elektrárny

velikost elektrárny	podíl v %
> 199 MW	67,4
100 – 199 MW	13,1
10 – 99 MW	19,5

Obrázek 55 Prodeje generátorů v SRN v r. 2000



V SRN se tak jedná o zrcadlový stav oproti trhu v USA. Kombinace těchto dvou trhů pak dává firmám produkujícím kapitálové statky pro výrobu elektřiny poměrně dobré vyhlídky. Dříve nebo později se trh v SRN zotaví a bude moci převzít roli tahouna poté, až se nasytí trh v USA (někdy v druhé polovině prvního desetiletí).

Kalifornie a okolí

Podívejme se ještě zpět do Kalifornie, jestli i tam platí to, co bylo řečeno o USA jako celku. Pro léta 2001 – 2004 lze říci, že Kalifornie na tom není tak špatně, jak by se na první pohled mohlo zdát. V současnosti je ve stavbě asi 6273 MW instalovaného výkonu, v licenčním řízení je dalších 7716 MW a navržených je dalších 5780 MW. To dohromady dá necelých 20 GW instalovaného výkonu. Stejný obrázek vznikne, pokud se podíváme na trh s turbínami, kde objednávky zařízení na výrobu elektřiny zažívají nebývalý boom, a ten vydrží (alespoň podle objednávek) nejméně tři nebo čtyři roky.

Pokud jde konkrétně o rok 2001, pak v červenci bude uvedeno do provozu 500 MW v Los Medanos, v srpnu 500 MW v Sutteru a dalších zhruba 1000 MW bude uvedeno do provozu mezi červnem a zářím v menších zdrojích. V těchto číslech nejsou zahrnuty instalace mikroturbínek, kterých masově přibývá (Honeywell, Capstone).

Pokud bychom se podívali na oblast Western Gridu jako celku, pak v červnu a červenci přibude dalších 2200 MW instalovaného výkonu ve vedlejších státech.

Přestože aktuálně nám kalifornské problémy nehrozí (plyne to zejména z velkého přebytku instalovaného výkonu), je potřeba si vzít několik „Poučení z krizového vývoje v Kalifornii“, a ta by mohla znít následovně.

1. Pro začátek se nemusíme bát - zdrojů elektřiny je u nás i v okolních zemích nadbytek, stejně tak máme nasmlouváno i nadbytečné množství plynu.
2. S výhledem do středního období však musíme nastavit parametry energetického trhu tak, aby z něj bylo možné jak rychle vystoupit, tak do něj rychle vstoupit, neboť, pokud by tento pohyb nebyl možný, pak bychom se s růstem poptávky po energiích a při stagnaci dodávek mohli dostat, byť ne skokově, do obdobné situace, v jaké se letos v zimě ocitla Kalifornie.
3. Nevěřme politikům - při prvních problémech sáhnou po „starých osvědčených metodách“ regulace a dirigismu.

Obecně tedy platí poučení:

Poučení: Nenechte politiky a regulátory plést se lidem do života. Většinou to skončí jenom krádežemi, ale občas dojde i na katastrofy, kdy přechází mráz po zádech – v případě energetiky doslova a do písmene.

B.3. Elektroenergetika v jiných částech USA – dodatek k dodatku

Ke dokreslení popisu situace v Kalifornii lze dodat ještě následující. Ještě před prvním varováním v Kalifornii v létě 2000 přišly výstrahy i z jiných částí USA v předchozích letech – 1998 a 1999.

I v Evropě byla v té době vražedná vedra, ale nic to nebylo oproti USA, kde horka zabíjela. Klimatizace pracovaly naplno již v červnech inkriminovaných let. Důsledkem byly problémy se zásobováním elektřinou na východním pobřeží, na středozápadě i na severovýchodě. Na trzích, který byly již deregulovány, se vysoká poptávka projevila

enormním růstem cen elektřiny, které dosáhly na krátké období hodnot stovek USD za MWh. V roce 1999 se vyšplhaly na středozápadě ceny elektřiny na 350 USD/MWh, na severovýchodě dosáhly až 1000 USD/MWh, v Tennessee a Ohiu oscilovaly kolem 300 USD/MWh. Rekordní suma padla asi o rok dříve, kdy mezi 22. a 26. červnem 1998 se cena elektřiny dostala až na neuvěřitelnou úroveň 7000 USD/MWh.

Zajímavé je na tom především to, že se problémy projevíly vždy v červnu a červenci. Nikoliv v srpnu, ačkoliv ten byl teplotně podobný. Stejně tak je zajímavé, že problémy nepřetržovaly, ale ukázaly se jako velmi krátkodobé.

Důvody se pokusíme shrnout v následujícím. Především se v obou letech stalo, že v červnu přišla vedra poměrně nečekaně a mnoho výrobních kapacit bylo mimo provoz kvůli plánovaným odstávkám. Problém veder byl tedy v jejich nečekanosti, délce trvání a také ve velikosti oblasti, kterou zasáhly. Jednotlivé zasažené regiony si tedy nemohly navzájem příliš vypomoci, protože samy měly problémů až nad hlavu.

Druhým velkým problémem jsou omezení přenosové sítě, která vytváří úzké místo amerického systému.

Dalo by se tedy říci, že se jedná o podobnou story jako v Kalifornii. Vysoká poptávka po elektřině povzbuzená zafixovanými cenami ve většině států a fyzická omezení elektroenergetické sítě zatřásly energetikou střední a východní části USA.

Důvod pro to, že problémy nepřetržovaly, jsou velice jednoduché – po návratu odstavených elektráren do provozu se největší problém systému vyřešil – nabídka byla schopná fyzicky pokrýt vysokou poptávku.

Druhým důvodem, proč se energetika východní části USA nedostala do stejné pasti jako Kalifornie, je struktura výroby elektřiny na Východě. Již z grafu výrobního mixu v USA je patrné, že podíl uhelných zdrojů je v jiných státech mnohem vyšší než v Kalifornii. Jako reprezentativní příklad si vezmeme třeba Pennsylvanii. Charakter její „deregulace“ se té kalifornské velmi podobal.

Pennsylvanie – tak trochu stejná reregulace

Při porovnávání jednotlivých přístupů k deregulaci se v USA velmi často Kalifornie a Pennsylvanie staví proti sobě, jako příklady zpackané deregulace (Kalifornie) a úspěšné deregulace (Pennsylvanie). Skutečnost je však poněkud jiná.

Pennsylvanská reregulace se od té kalifornské zas až tak dalece nelišila:

- Výroba elektřiny byla deregulována plně (stejně jako v Kalifornii) – na velkoobchodní ceny neplatily žádné cenové čepičky;
- Divestice sice nebyly výslovně požadovány ani vynucovány, přesto k nim do značné míry došlo dobrovolně;
- Stejně jako v Kalifornii byly ceny pro konečné spotřebitele administrativně sníženy o 10 %;
- Stejně jako v Kalifornii byly ceny pro konečné spotřebitele zmrazeny na dobu uhrazení stranded costs, které byly hrazeny stejným způsobem (tj. ve formě CTC, kdy rozdíl mezi cenovou čepičkou a náklady užitit tvořil poplatek za přechod k tržnímu uspořádání).

Rozdíl, které ale nebyl podstatný, se týká spotového trhu:

- nebyly omezeny dlouhodobé a bilaterální kontrakty (viz i tabulka 9 tohoto dodatku).

To, co Pennsylvanii zachránilo, byl právě výrobní mix a rozsah instalovaných kapacit, který dokázal pokrýt i zvýšenou potřebu elektřiny bez extrémních dlouhodobých cenových vzrůstů. Pokud se někdy dostal Pennsylvánský systém na hranice svých produkčních možností, pak pouze krátkodobě. Vývoj cen to potvrzuje – vysoké ceny se udržely pouze krátkodobě. V průměru sice velkoobchodní ceny v Pennsylvanii za poslední dva roky vzrostly o 25 %, ale to i přes regulaci maloobchodních cen tamější utility byly schopny ustát.

Pokud jde o výrobní mix, pak naprostá většina elektráren je na uhlí. Plynové a vodní zdroje tvoří pouze marginální část kapacit. Vzestup cen plynů tak ovlivnil pouze špičky, nikoliv však základní zatížení (což je opět reflektováno ve vývoji cen – ve špičkách mohou ceny dosáhnout nebetyčných výšin, ale v průměru se nejedná o tak velký vzestup).

Dalším důvodem částečného odeznění krizí mimo Kalifornii jsou menší problémy se vstupem nových subjektů do odvětví, než jsou právě v ní. Stavba nových elektráren je na Východě mnohem jednodušší, jako příklad může sloužit třeba výše zmíněná stavba (a hlavně její rychlost) špičkové plynové elektrárny v Shelby County (Illinois).

Jako další příklad, který může sloužit jako důkaz toho, že relativně volný vstup do odvětví je velmi významným faktorem, který může mnohé problémy vyřešit, si můžeme ukázat na Texasu. Jak již bylo zmíněno, Texas je energetickým ostrovem, který je s jinými soustavami spojen pouze dvěma HVDC vedeními o kapacitě 800 MW.

A ještě na podzim roku 1998 FERC ve své hodnotící práci o připravenosti jednotlivých oblastí elektrizační soustavy USA na překonání letních špiček hodnotil Texas jako nejohroženější oblast, jejíž rezervy jsou nejnižší. V Texasu by se tak kvůli jeho energetické odloučenosti mohlo jednat o velký problém, pokud by poptávka po elektřině nečekaně vzrostla. Vše lze vidět z tabulky, kde oblast Texasu je označena jako ERCOT, středozápad je ECAR a Kalifornie s okolím WSCC, jak již bylo řečeno.

Tabulka 22 Poptávka a rezervní kapacity v jednotlivých částech elektrizační soustavy USA

Oblast	Instalovaný výkon (MW)	Maximální zatížení (MW)	Rezerva při maximálním zatížení (%)
ECAR	103465	89370	13,6
ERCOT	57860	50479	12,8
FRCC	39708	34295	13,6
MAAC	55511	45133	18,7
MAIN	52447	45185	13,8
MAPP	35214	28924	17,9
NPCC	60671	51178	15,6
SERC	152266	132507	13,0
SPP	42554	36025	15,3
WSCC	134844	111641	17,2

Pouhé dva roky stačily, aby se situace naprosto změnila a Texas se stal energetickým rájem. Ovšem k pochopení texaské situace je ale dobré si na závěr dodatku dopřát malý historický exkurz.

Texas a jeho „báječná izolace“

Proč právě Texas je oddělen od ostatních sítí v USA, je správná otázka. Na první pohled se dá tato zvláštnost vysvětlit geografickou polohou, ale skutečnost je mnohem barvitější a zábavnější. V 60. a 70. letech probíhalo pod dozorem amerického federálního regulačního úřadu pro energetiku (FERC) a autoregulačního orgánu (NERC) povinné sjednocování sítí, coby reakce na velký výpadek proudu v New Yorku z roku 1965. Jenomže texaské energetické společnosti měly v té době nejnižší ceny elektřiny v oblasti a hlavně neměly zájem dostat se pod kuratelů FERC, který dohlíží na obchod s elektřinou mezi státy. Přesněji řečeno: většina z nich. Tehdejší dominantní společnosti Texas Utilities a Houston Lighting & Power udělaly vše proto, aby mezi Texasem a okolím neprotekla ani kilowatthodina elektřiny -- dokonce i hydroelektrárny na hranicích s Oklahomou byly upraveny tak, aby elektřina nemohla mezi státy volně proudit.

Pouze jedné energetické společnosti se takový postup nelíbil – Central & South West vlastnila totiž elektrárny jak v Texasu, tak v Oklahomě. V roce 1976 proto vypukl spor známý pod názvem *Texas Range War*. Důvod byl jednoduchý: pokud by Central & South nebyla schopna prokázat, že její elektrárny ve dvou různých státech jsou propojeny, hrozilo by jí rozdělení podle federálního zákona známého pod zkratkou PUHCA (*Public Utility Holding Company Act*)¹⁶⁹. Mimořádně, tento zákon pocházel ze 30. let, šlo tedy o jakýsi pohrobek Rooseveltova New Dealu; Komise pro cenné papíry jej ale začala striktně vynuocovat až v 70. letech.

Dne 4. května 1976 propojila Central & South své síť v Oklahomě a Texasu, a „zapojila“ se tak do mezistátního obchodu. Tento krok vyvolal okamžitou reakci ostatních společností, které se začaly hromadně odpojovat. Do západu slunce 4. května se texaská síť rozpadla na šest menších. Týž den přitom zaměstnanci Texas Utilities doslova rozmlátili na příkaz svých nadřízených propojení mezi Texasem a Oklahomou, vytvořené před několika hodinami zaměstnanci Central & South.

Tato jednodenní válka texaských společností skončila samozřejmě u soudu, a to nejednoho. Poněkud překvapivě Central and South prohrála snad každé stání. Až po čtyřech letech soudních pří dospěly sporné strany (mezi nimi i federální regulátor) ke kompromisu. Propojení mezi Texasem a zbytkem Spojených států bylo zabezpečeno dvěma kabely vysokonapětového stejnosměrného vedení o malé kapacitě – federální orgány souhlasily, že tento typ propojení nezavdává příčinu k federální regulaci. A tak je tomu dodnes. Regulátor separátní texaské sítě sedí v Austinu, momentálně připravuje deregulaci k 1. lednu 2002 a problémy východní nebo západní sítě se Texasu netýkají.

¹⁶⁹ Popis PUHCA lze nalézt v Dodatku A minulé studie M. Zajíček: „Konkurence v českém plynárenství“.

Hlavním rozdílem mezi Texasem a zbytkem USA jsou naprosto minimální překážky vstupu do odvětví (tj. pokud jde o stavební zákony nebo ochranu životního prostředí), nízké ceny paliv (ropa se v Texasu těží) a nedávno (1998) zavedená jednotná sazba za užívání elektrické sítě. Výsledkem je obrovský boom ve výstavbě elektráren a nízké ceny elektřiny (zhruba o čtvrtinu nižší než na Východě a o pětinu než na Západě). Nadbytek zdrojů vzrostl v létě 2001 na 24 % nad špičkovou poptávkou a v příštím roce se očekává vzestup ještě o dvě procenta. V současnosti je rozestavěno 27 elektráren. Texas se tak deregulace příští rok nemusí bát. I když vynalézavost regulátorů v tom, jak zničit fungující odvětví nezná mezí, v Texasu by se museli hodně snažit.

A jak dopadli účinkující celého sporu? Rebelující Central & South byla v roce 2000 převzata společností American Electric Power z Ohia, z níž se tak stala druhá největší americká elektrárenská společnost. Vůdce oponentů federální regulace Texas Utilities se dnes jmenuje TXU a vlastní mimo jiné akciovou společnost Teplárny Brno (předtím vlastnil i podíl v Severomoravské energetice, ale prodal jej německému E.ONu). Tehdejší Houston Lighting & Power je dnešní Reliant Energy a patří mezi největší investory v ostatních státech USA – například v Kalifornii nebo Illinois.

Jedno se však dodnes nezměnilo – o propojení Texasu se zbytkem Spojených států jinak než stejnsměrným vedením se neuvažuje a texaské energetické společnosti jsou ochotny bojovat se stejným západem jako v 70. letech o svou „báječnou izolaci“. Ale to nebude zapotřebí, protože prezident Bush jmenoval po svém příchodu do Washingtonu do vedení regulačního úřadu FERC Pata Wooda III, který byl dlouhá léta hlavním regulátorem – kde jinde než v Texasu.

Důsledkem „báječné izolace“ a nízkých vstupních nákladů je mimo jiné příliv mimostátních firem – např. Constellation Energy Group Inc. (sídli v Baltimoru), American National Power (dcerka britské International Power sídlící v Houstonu), Calpine Corp. (sídli v San José), Duke Energy (sídli v Charlotte, Severní Karolína) nebo Tenaska Inc. (sídli v Omaze, Nebraska). Právě poslední zmíněná společnost se rozhodla využít lepší z obou světů – nízké bariéry vstupu v Texasu a vyšší ceny v okolních státech a na hranicích Texasu staví elektrárny, které mohou být připojeny do obou sítí – podle výhodnosti pak vedení elektrárny rozhoduje, do jaké sítě půjde elektřina, kterou vyrobí.

Dodatek C

BESTIÁRIUM (NEJEN) ČESKÉHO TEPLÁRENSTVÍ

Bestiárium je středověká kniha popisující množství žijících i imaginárních oblud, příšer a zvířat za účelem morálního poučení čtenáře. V následujícím textu podáme popis subjektů, které hrají svoji roli v českém teplárenství, a protože tato studie je především o kohezi energetických trhů, tak i v české energetice jako celku. Účelem je podat stručnou charakteristiku jednotlivých, ať už existujících nebo prozatím imaginárních subjektů a jejich zájmů. Morální poučení je na rozdíl od středověku ponecháno na každém z vážených čtenářů.

Veřejné energetické společnosti = utility - americký název pro energetické společnosti mimo IPPs, tj. takové společnosti, které byly v pydepe úředníků MPO nazývány „klasičtí energetičtí podnikatelé“, tj. tací, kteří kromě elektráren vlastnili i distribuční nebo přenosové sítě. Jedná se o elektrárenské a teplárenské společnosti. Do utility se v USA ještě počítají vodárenské společnosti. Dnes se prosazující pojem „multiutilities“ neznámá nic jiného než spojení jednotlivých utility v jedné právnické osobě a poskytování služeb v jednom balíku, kdy se především využívá synergických efektů při vedení účtů, marketingu apod. Do oblasti utility však nepatří žádné telekomunikační společnosti a tím pádem ani spojením telekomunikační a elektrárenské společnosti nevznikne „multiutilita“. Obecně se však dá říci, že dosazování slova „utilita“ nemá v českém kontextu příliš mnoho smyslu. V ČR se spíše hodí to rozlišování, které provedeme dále.

Nezávislí výrobci (IPP = independent power producers) – výrobci elektrické energie, kteří nevlastní distribuční nebo přenosové sítě a prodávají svoji elektřinu do sítí, které vlastní někdo jiný, popř. do průmyslových areálů, na které mohou být napojeni; v ČR jsou mezi největšími IPPs městské teplárny nebo firemní energetiky. Hlavním cílem je dnes přežít tlak MPO.

Teplárenské sdružení – sdružení, které zahrnuje nejen výrobce tepla, ale i jeho distributory a dodavatele technologie; kvůli svému „rozkročení se“ na mnoho subjektů může plnit funkci účinného lobbyisty velmi obtížně – sídlo Teplárenského sdružení se nalézá v Pardubicích.

„Velká 8“ – neformální skupina osmi největších IPPs, kteří se v některých oblastech snaží koordinovat svůj postup vůči MPO, MF, popř. ČEZ, ne vždy a ve všech případech je tato skupina jednotná. Stejně tak je komplikovaná i struktura vlastnictví – některé společnosti jsou v zahraničních rukou, některé stále v municipálních a někde je vlastnictví kombinované. Kromě přežití je specifickým cílem dosáhnout uhrazení stranded costs, pokud je jednotlivé společnosti mají.

Firemní teplárny a energetiky (=autogenerátoři) – skupina buď samostatných bývalých firemních energetik nebo firemních energetik, které stále jsou součástí svých mateřských podniků; dohromady uspokojují asi sedminu poptávky po elektřině v ČR a tvoří pro velké podniky onen několikrát zmiňovaný substitut k elektřině z distribučních sítí.

ČEZ a.s. – dominantní výrobce elektřiny ze dvou třetin vlastněný státem, který je nejen jeho největším vlastníkem, ale i regulátorem a také se jej snaží co nejvýhodněji prodat. Dostavuje jadernou elektrárnu Temelín a hlavním cílem je dosáhnout před otevřením trhu úhrady svých stranded costs nebo alespoň dosáhnout závazného slibu jejich uhrazení.

REASy – společností, jejichž hlavní náplní je distribuce elektřiny na území bývalých krajů a které dodnes mají monopol na tuto službu. U čtyřech z nich je majoritním vlastníkem stát (skrze FNM a ČEZ) – jedná se o SČE, STE, VČE a SME. U dvou z nich byla situace nejasná – u ZČE vlastnilo rozhodující balík (2% akcií) město Plzeň, které od obou zájemců (FNM a E.ON) obdrželo nabídky na odkup, ale nakonec se rozhodlo pro prodej do státních rukou; u JME jak E.ON, tak FNM vlastní přes 49 % akcií, ale ani jedna strana nedisponuje majoritou, ačkoliv to již obě deklarovaly. Další dvě společnosti jsou již naprosto mimo státní kontrolu a FNM v nich drží pouze minoritní podíly: u JČE vlastní rozhodující balík akcií E.ON (v případě JČE i JČP se jednalo o společný postup měst a obcí jihočeského regionu, který vyústil v prodej akcionářských práv spolu s opcemi na pozdější nákup akcií rakouským a německým investorům, kteří tak spolu s akciemi odkoupenými od jiných vlastníků získali majoritu v obou společnostech) a u PRE (stejně jako u PP) rozhodlo postavení Hlavního města Prahy jako klíčového akcionáře obou společností, které vytvořilo spolu s RWE, GESO a Ruhrgasem dva holdingy - Pražská energetika holding a Pražská plynárenská holding a ty vlastní v PP a PRE rozhodující balík akcií. Praha v obou holdingzích drží 51 %. Podepsání smluv proběhlo 9. února 2000. Stejně jako u ČEZ je stát v roli schizofrenika – majitele, regulátora a ještě chce své podíly dobře prodat. Jejich hlavním cílem je udržení svého monopolu a vyvážání se ze státního vlivu.

REGASy – plynárenské distribuční společnosti, jejichž činnost se stejně jako u REASů nedá ani nazvat podnikáním – nakupují plyn za cenu stanovenou cenovým výměrem a prodávají ji za cenu stanovenou cenovým

výměrem zákazníkům, kteří si nemohou vybrat jiného dodavatele na vymezeném území. Jejich hlavním cílem je udržení monopolu a „odstřížení“ se od státu a Transgasu. U většiny z nich (šest REGASů kromě JČP a PP) je jejich postavení zhoršeno tím, že majoritu v nich drží FNM a Transgas a.s. Obě výjimky již byly popsány výše. Z tohoto důvodu je manévrovací schopnost ředitelů REGASů značně zúžena.

Transgas – původně státní podnik, který se přeměnil na akciovou společnost se stoprocentním podílem státu. Podnik má monopol na dovoz zemního plynu do ČR udělený vládou nařízením z roku 1995. Zároveň vlastní jako jediná z plynárenských firem podzemní zásobník plynu¹⁷⁰ a tranzitní potrubí. Má dva dlouhodobé kontrakty na nákup zemního plynu – „ruský“ a „norský“, kterými přezásobil republiku plynem v době, kdy jeho spotřeba stagnuje. V jeho zájmu je udržet svůj monopol co nejdéle.

Přenosová soustava (=ČEPS) – původně součást ČEZ jako divize přenosové soustavy, dnes samostatná společnost ve stoprocentním vlastnictví ČEZ, která má monopol na poskytování přenosových služeb a systémových služeb. Jsou do ní napojeny všechny elektrárny ČEZ a Elektrárna Vřesová. Samozřejmým cílem je udržení monopolu a „odstřížení“ se od ČEZ.

Regulátor – regulační instituce, jejíž hlavním zájmem je posílit svoji moc a vliv. Stejně tak je jejím zájmem se vymanit z vlivu MPO a působit s trochou nadsázky ve stejné pozici jako centrální banka, či Komise pro cenné papíry. ERÚ není jediným nezávislým regulačním úřadem, který vznikl, vzniká, nebo ještě vznikne, bez ohledu na to, co si můžeme myslet o jejich smyslu, účelnosti, úkolech, trvání a nezávislosti. Podobnými úřady v jiných odvětvích jsou: již zmíněné Komise pro cenné papíry pro oblast kapitálových a finančních trhů (vytvořena v roce 1998) a ČNB pro oblast emise peněz (centrální banka de jure byla vytvořena v roce 1929 jako Národní banka Československá); v oblasti síťových odvětví je to pak Český telekomunikační úřad (vytvořen v polovině roku 2000), Drážní úřad pro oblast železniční dopravy, který je ale de facto součástí MDS, bytí tvrdí, že je samostatný; pro vodárenství zatím regulační úřad neexistuje, ale v rámci přistoupení k EU je jeho vznik na dohled. Vedle těchto regulátorů síťových odvětví existují i Úřad pro ochranu hospodářské soutěže, Úřad státního dozoru v pojišťovnictví a penzijním připojištění, Bankovní dohled v rámci ČNB a jiné jako např. Státní zemědělský intervenční fond.

MPO – vykonavatel vlastnických práv u některých klíčových podniků jako je ČEZ, Unipetrol, REASy a REGASy, zřizovatel dalších klíčových podniků jako je Transgas a.s., tvůrce hospodářské politiky vlády a energetické politiky. Jeho vliv silně varíuje s pozicí ministra – v době socialistické vlády se stalo klíčovým ministerstvem pro hospodářskou politiku, tvůrcem Revitalizační agentury, hlavním motorem dostavby JETE, postupného zpětného znárodnování pomocí Konsolidační banky, nešťastného nápadu stavby nové jaderné elektrárny v oblasti Blahutovic, programu „Velký třesk“, podporuje nákup nadzvukových stíhacích letounů, hrazení stranded costs, prodeje monolitního elektrárenského a plynárenského bloku, pomalé deregulace cen, silné intervence státu v jakýchkoliv oblastech, reregulace, kde to je jen trochu možné a politicky únosné, je jedním z hlavních tvůrců státního zadlužení apod. Hlavním cílem MPO a jeho lidí je získat co největší moc, vliv a peníze – za jakoukoliv cenu. Na pomoc si bere „renomované“ poradenské firmy (Deloitte&Touche, Eurostrategy), které jsou v mnohých případech samy propojeny s MPO personálními vazbami – někteří jejich vysoce postavení zaměstnanci jsou bývalými vysoce postavenými zaměstnanci MPO. Tato firma má dát punc nezávislosti nápadům nejvyšších funkcionářů MPO, kteří často sedí ve statutárních orgánech jimi ovládaných státních podniků nebo podniků se státní majoritou. Česká ekonomika však roste navzdory MPO, nikoliv díky jeho působení.

Ministerstvo financí – po změnách energetických zákonů ztratilo pravomoc určovat ceny na energetických trzích, což svým způsobem odňalo nepřijemné břemeno z beder ministra, hlavním cílem MF je vždy co největší fiskální přínos, energetika není výjimkou, vliv na odvětví je velmi zprostředkovaný, ačkoliv není zanedbatelný – např. pokud se týká DPH uvalené na energie.

Technologičtí dodavatelé – tato skupina za prvé není homogenní a za druhé není dopředu jasné, jaké tržní uspořádání je pro ně výhodné. Je sice pravda, že turbínu prodají dodavatelé rádi komukoliv – na státně monopolizovaném trhu nebo v konkurenčním prostředí. Nicméně tržní struktura determinuje do značné míry i používané technologie, proto dodavatelé větších technologických celků a např. jaderných technologií mohou mít tendenci preferovat monopolní uspořádání. Naopak dodavatelé softwaru, mikrogeneračních technologií apod. budou spíše tendovat k tržnímu uspořádání. Ale tyto tendence jsou velmi schématické. Častou situací je i to, že velcí výrobci poskytují jak investiční celky, tak i mikrogenerační technologie.

Zahraniční investoři – velice nejednotná skupina zpravidla velkých firem, které jsou ochotné investovat v podstatě do jakékoliv tržní struktury, která jim přinese zisk. Pokud to bude monopol, pak a priori proti němu nejsou, vždyť jsou to zpravidla bývalí monopolisté ve svých domovských zemích. Pokud šancí na zisk bude

¹⁷⁰ Pro přesnost, v ČR existují ještě dva podzemní zásobníky plynu, který nepatří Transgasu, a tím jsou PZP Dolní Bojanovice, jehož majitelem jsou MND a. s., a PZP Uhřetice, jehož majitelem je SPP Bohemia.

konkurenční prostředí, pak budou prosazovat liberalizaci. Považovat zahraniční investory za záruku liberalizace je stejně naivní jako myslet si, že regulační úřad je schopen stanovit správné ceny. Určitou šancí pro to, aby zahraniční investoři prosazovali liberalizaci, je privatizace jednotlivých energetických firem do rukou mnoha zahraničních nabyvatelů. Mnoho subjektů se spíše dohodne na tom, že by nikdo neměl mít privilegia. Pokud bude privatizace provedena do rukou jednoho subjektu, pak je velká pravděpodobnost, že zahraniční subjekt se bude chovat stejně jako státem ovládaný monopol. Ba bude ještě šikovnější. O zahraničních investorech je dobré nemít iluze – z charity v ČR neinvestují. Je dobré využít toho, že zde chtějí vydělávat peníze, ale není nutné se chovat servilně a naivně, což naši politici často dělají.

ESCOs = Energy Service Companies – společnosti zajišťující energetické služby a energetický management pro průmysl, obchodní společnosti a instituce veřejného sektoru (orgány státní správy, samosprávy, nemocnice, školy apod.). Nabízejí zvýšení energetické efektivity provozu a úspory energie. Zajišťují zákazníkovi potřebné investice (hradí se z dosažených úspor) – EPC.

MŽP – hlavním cílem ministerstva životního prostředí je oficiálně ochrana životního prostředí, ale praxe je jiná. Ne, že by mnoho lidí na MŽP nebralo tento cíl za svůj nebo mu nevěřilo, ale bohužel způsob regulací a jejich vynucování má mnohdy kontraproduktivní efekt. Mnoho dobře míněných opatření se díky implementaci obrátí ve svůj pravý opak. Některá opatření jsou vysloveně sporná a chybná (např. již diskutovaná otázka globálního oteplování). Ve svém konečném důsledku hlavním cílem MŽP stejně jako každého jiného úřadu je zajistit práci pro své úředníky skrze regulace.

„Zelené“ organizace – jsou zajímavou součástí dnešní společnosti, protože některé jejich aktivity mají hlavu a patu, ale jiné nejsou ničím jiným než hysterií. Ani jejich cíle nejsou zřejmé. Navíc se jedná o velmi nesourodou skupinu aktivistů, kteří svoje názory prosazují širokým vějířem aktivit od kvazi-teroristických po politické. Stejně tak jejich přístup k volnému trhu variuje od postmarxistických pozic po market environmentalism (neboli zelené libertariány). Svým způsobem jsou to zajímavé korektivy pro činnost státních orgánů a na ně navázaných monopolů, které jsou monopoly pouze pro to, že je stát vytvořil. Přes mnohé odlišné názory a vnitřní nekonzistenci i v rámci jednotlivých skupin jsou relativně pozitivní součástí občanské společnosti.

Spotřebitelé – jako poslední skupinu jsme si nechali tu nejdůležitější. Důvod je jednoduchý. v povědomí regulátorů, úředníků a mnohých energetiků se stále jedná o nesvéprávné „odběratele“, a nikoliv o zákazníky. Svým způsobem si to spotřebitelé zaslouží, protože nedělají v podstatě nic pro to, aby se takové vnímání u energetiků, úředníků a regulátorů změnilo. Zvláště u těch největších spotřebitelů se jedná o chování vzbuzující údiv až zděšení. Každý dodavatel a úředník se bude chovat tak, jak jim dovolí spotřebitelé, resp. občané. Do té doby, než zákazníci vyvinou tlak na to, aby se situace změnila, do té doby budou odběrateli. Do té doby, dokud se nechají občané od politiků vodit za nos, do té doby budou tupým stádem. Lidé mají svoji budoucnost ve svých rukou. Pokud ji přenechají v rukou politiků, regulátorů, úředníků apod., pak je to jen a jen jejich chyba.

Ing. Miroslav Zajíček, MA

Praha

31. 5. 2001

Liberální institut

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

Liberální institut

Spálená 51

110 00 Praha 1

telefon: 02-24 91 21 99

fax: 02-24 93 02 03

e-mail: info@libinst.cz

internet: www.libinst.cz

