



Vybrané kapitoly z historie de(re)regulace v energetických odvětvích

**Liberální Institut Working Paper 01-2002
Vypracováno v rámci grantu GAČR č. ...**

Ing. Miroslav Zajíček MA
Senior Research Fellow
Liberální institut

Září 2002
Praha

Abstrakt studie

Regulace elektroenergetického sektoru vznikly nikoliv jako důsledek postupné přirozené monopolizace odvětví jako následek charakteristik nákladových křivek, nýbrž jako důsledek politického oportunismu a regulačních zásahů státních orgánů v průběhu druhé poloviny 19. století a první poloviny 20. století. Tento vývoj vyvrcholil po druhé světové válce znárodněním již zmonopolizovaného energetického sektoru ve většině zemí (kromě USA). Toto státně monopolní uspořádání však nedokázalo reagovat na neustále se měnící potřeby zákazníků a na měnící se podmínky především v období tzv. ropných krizí a následujícím. Reakcí na tuto imanentní neschopnost a neefektivní fungování sektoru byl postupný tlak na liberalizaci energetiky, který od konce 70. let nabýval na síle především v Anglii, severských zemích a některých dalších (Nový Zéland, Chile, Argentina). Nakonec se deregulace energetického sektoru stala hlavním tématem druhé poloviny 90. let v Evropské unii. Ta vydala k jejímu provedení několik významných směrnic – především Směrnicí 96/92/EC a Směrnicí 98/30/EEC. Nejzajímavějším vývojem prošla při deregulaci energetiky Velká Británie, severské země a SRN, který je popsán ve studii podrobně. Z důvodů vlivu „španělského“ modelu je charakterizována i situace ve Španělsku. Deregulace energetiky se stala velkým tématem v USA teprve v druhé polovině 90. let. První zemí, která deklarovala rozbití monopolního uspořádání v USA, byla Kalifornie. Nicméně tato deklarace byla od reality vzdálena, neboť podstatné ceny v Kalifornii zůstaly i nadále regulovány. Právě regulace cen spolu s některými specifickými rysy kalifornské energetiky jsou příčinou tzv. „Kalifornské energetické krize“, která se neopakovala v Pensylvánii jenom díky shodě okolností. Nicméně reakce na energetickou krizi ze strany státních a regulačních orgánů v Kalifornii je zcela neadekvátní a chybná, neboť se v mnoha ohledech vrací k minulé chybné politice státem regulovaného monopolu a „vytváření vyváženého energetického mixu“. Naopak pozitivním případem provedené deregulace je Texas a jeho „splendid energy isolation“.

Obsah

Abstrakt studie.....	2
Obsah.....	3
Seznam obrázků	4
Seznam tabulek	5
Úvod: Vznik regulací v energetickém sektoru.....	6
Kapitola 1: Stranded Costs.....	14
Kapitola 2: Analytický dynamický model elektroenergetického trhu	21
Kapitola 3: Evropské směrnice o energetice	24
Kapitola 4: Elektroenergetika v Evropě v 90. letech 20. století.....	32
Spojené království – průzkum bojem.....	32
Německo – život bez regulátora.....	53
Severní Evropa – k trhu pod socialistickými vládami.....	67
Španělsko – tak trochu jiné/stejné Německo.....	74
Stranded costs v Evropě	78
Kapitola 5: Energetika v USA.....	81
Kalifornská energetická krize.....	81
Kalifornský energetický systém po reformě 1998	84
Kalifornie a její energetická struktura	89
Krize	90
Plán na stabilizaci elektroenergetického trhu a další vývoj v roce 2001	99
Vývoj v jiných státech USA.....	106
Literatura	110

Seznam obrázků

Obrázek 1 Fázový diagram dynamického systému	22
Obrázek 2 Komparativní dynamika modelu	22
Obrázek 3 Organizace elektroenergetiky v UK před deregulací.....	35
Obrázek 4 Procentní pokles cen elektřiny pro průmysl.....	54
Obrázek 5 Procentní pokles cen elektřiny pro domácnosti v EU.....	55
Obrázek 6 Ceny elektřiny pro průmysl před a těsně po deregulaci	55
Obrázek 7 Prodeje generátorů v SRN v r. 2000	57
Obrázek 8 Ceny v západní části USA před deregulací.....	83
Obrázek 9 Rozdíly mezi velkoobchodními a maloobchodními cenami na západě USA před deregulací	83
Obrázek 10 Institucionální struktura kalifornského elektroenergetického trhu	87
Obrázek 11 Růsty prodeje SCE (tj. oblast okolo Los Angeles a jih Kalifornie) od roku 1981 do roku 2000 (v %).....	91
Obrázek 12 Cena zemního plynu v Kalifornii v roce 2000	93
Obrázek 13 Ceny elektřiny 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)	93
Obrázek 14 Průměrné velkoobchodní ceny elektřiny pro SCE.....	94
Obrázek 15 Ztráty SCE z prodeje elektřiny od června 2000 do ledna 2001 (v mil. USD)	94
Obrázek 16 Situace na Kalifornském trhu s elektřinou	95
Obrázek 17 Kalifornský systém na hranici technických možností	96
Obrázek 18 Vývoj spotových cen na Poolu 30.7.2000 ve srovnání s 11.7.1999 (v USD/MWh)	97
Obrázek 19 Vliv „rolling blackout“ na poptávku po elektřině (tj. zatížení soustavy)	98
Obrázek 20 Výrobní mix na americkém elektroenergetickém trhu.....	103
Obrázek 21 Vývoj kalifornské energetiky v roce 2001	105
Obrázek 22 Vývoj cen elektřiny na VO trhu v Kalifornii v roce 2001	106

Seznam tabulek

Tabulka 1 Trh výstavby nových zdrojů v r. 1999, dělení podle typu použitého paliva	56
Tabulka 2 Trh výstavby nových zdrojů v r. 1999, dělení podle velikosti elektrárny	57
Tabulka 3 Akvizice v elektroenergetickém sektoru v SRN	64
Tabulka 4 Postavení německého jaderného sektoru v EU	65
Tabulka 5 Porovnání Iberdroly a Endesy	75
Tabulka 6 Dlouhodobé kontrakty na nákup elektřiny	85
Tabulka 7 Prodej kapacit novým vlastníkům	88
Tabulka 8 Prodej instalovaných kapacit podle společností	88
Tabulka 9 Největší utility v Kalifornii	89
Tabulka 10 Struktura výroby elektřiny v Kalifornii podle energetických zdrojů	90
Tabulka 11 Srovnání růstu poptávky a instalovaných kapacit mezi 1993 a 1999	91
Tabulka 12 Odstávky elektráren v Kalifornii	93
Tabulka 13 Vyhlášené kritické stavy v Kalifornii	97
Tabulka 14 Dodávky turbín (plynových i parních) s výkonem nad 2 MW (v letech 2001 až 2006 založeno na objednávkách firem)	103
Tabulka 15 Poptávka a rezervní kapacity v jednotlivých částech elektrizační soustavy USA	108

Úvod: Vznik regulací v energetickém sektoru¹

Před tím, než se pustíme do popisu deregulačních procesů ve vybraných zemích, musíme alespoň stručně zodpovědět otázku, jak vůbec vypadal energetický sektor před započítáním právě probíhajících procesů, tj. deregulace, liberalizace a privatizace. Není předmětem tohoto pojednání zabývat se podrobně popisem monopolizace energetických síťových odvětví, nicméně v úvodu je třeba podat čtenáři minimální představu o tom, jak k ní došlo, co bylo její příčinou a proč tedy v současnosti deregulujeme energetická síťová odvětví.

Jako příklad jsme si vybrali elektroenergetický a plynárenský sektor ve Spojených státech amerických. Mohli bychom si vybrat i jiné státy, ale vývoj by byl velmi obdobný. Navíc právě USA byly tou zemí, kde vznik regulací probíhal velmi typicky a charakteristicky. V mnoha ohledech byly také přístupy adoptované v USA postupně přejímány v ostatních zemích. Tato „difúze“ myšlenek a praxe směrem z USA ven, je patrná dodnes. Možná se ještě více posiluje.

Konkurenční období v energetice

Již na počátku je nutné zdůraznit, že je velkým mýtem ekonomické historie a praxe, že teorie přirozeného monopolu, která obhajuje vládní regulace v síťových odvětvích a která ovlivňovala praxi v energetice v posledních několika desetiletích, byla vyvinuta nejprve ekonomy a teprve potom použita zákonodárci pro ospravedlnění regulačních opatření. Skutečnost je naprosto jiná - monopoly byly vládami vytvořeny desítky let předtím, než byla teorie přirozeného monopolu formalizována ekonomy, kteří obhajovali vládní intervence do ekonomiky. Tato teorie byla tedy používána až ex post pro obhajobu již existujících vládních regulací. Nicméně, jak ještě uvidíme, základní kameny, na kterých je vystavena, byly již mezi *neekonomy* implicitně zformulovány v době zavádění regulací. V době zavádění regulací však byla naprostá většina *ekonomů* přesvědčena, že velkokapacitní kapitálově náročná výroba (tj. taková, kde se projevují velké výnosy z rozsahu) nevede k monopolu, ale naopak, je absolutně žádoucím a pozitivním prvkem konkurenčního procesu.

Během 19. století byly mnohými místními a státními vládami v USA poskytovány koncese na poskytování některých služeb (např. prodej plynu a později elektřiny). Mínění tehdejších ekonomů bylo následující: volný trh nezpůsobuje vznik monopolů, ale naopak monopoly vznikají jako důsledek udělování koncesí a jiných regulací. Mimochodem samotné slovo „monopol“ mělo původně poněkud jiný význam, než má dnes. V 19. století se za monopol označovala taková situace, kdy vláda udělila *někomu* nějaké *výhradní právo* (např. dovážet kávu apod.) a tím byla *shora* omezena soutěž. Tam, kde taková koncese neexistovala (tj. existoval volný vstup do odvětví – byť kapitálově náročného a s omezeným počtem podnikajících subjektů), žádný monopol z pohledu ekonomů neexistoval.

Jako důkaz, že se skutečně jednalo o převažující mínění tehdejší ekonomické obce sebral ekonom Thomas J. DiLorenzo² názory téměř všech tehdejších ekonomů k tomuto problému³.

Pokusíme se je reprodukovat i v tomto úvodu. Richard T. Ely (spoluzakladatel Americké ekonomické asociace - American Economic Association) napsal, že „velkovýroba v žádném případě není tím, co by signalizovalo monopolizovanou produkci“⁴. Stejně tak druhý ze spoluzakladatelů Asociace John Bates Clark napsal v roce 1888, že průmyslové fúze (industrial combinations) v žádném případě nezničí konkurenci⁵. Stejný názor vyjádřil i

¹ Tato studie vznikla jako součást výzkumného projektu Liberálního institutu „Deregulace síťových odvětví“ v rámci grantu uděleného Grantovou agenturou České republiky (GAČR) – č. grantu ...

² Thomas J. DiLorenzo - The Myth of Natural Monopoly, The Review of Austrian Economics, Vol. 9, No. 2.

³ Pokud se bude někomu zdát, že je počet uváděných ekonomů podle dnešních měřítek příliš nízký, musí si uvědomit, že v tehdejší době (okolo roku 1880) existovalo ve Spojených státech pouze asi 10 lidí, kteří se plně profesionálně zabývali ekonomikou - viz A. W. Coats: „The American Political Economy Club“, American Economic Review (Sept. 1961), 621 - 37.

⁴ Richard T. Ely: „Monopolies and Trusts“, NY, Macmillan, 1990, str. 162.

⁵ J. B. Clark and Franklin Giddings: „Modern Distributive Processes“, Boston, Ginn&Co., 1888, str. 21.

Simon Patten, který tvrdil, že „koncentrace kapitálu nezpůsobuje společnosti žádnou hospodářskou újmu...koncentrovaný kapitál je mnohem efektivnější než malí výrobci, které nahradil.“⁶ Konkurence byla totiž v té době pojímána všeobecně jako proces a nikoliv jako stav, tj. byla pojímána velmi podobně jako je traktována moderními rakouskými ekonomy - jako dynamický proces objevování⁷. Ekonom Columbijské university F. Giddings napsal: „konkurence v různých formách je neustálý hospodářský proces ... Proto, pokud se zdá, že tržní konkurence byla potlačena, musíme se ptát, co se stalo s těmi silami, kterými byla vyvolána. Dále se musíme tázat, do jakého stupně je tržní konkurence skutečně potlačena nebo zda-li není konvertována do jiných forem.“⁸ Další z velmi populárních ekonomických autorů druhé poloviny 19. století poznamenal, že „svět poptává množství komodit a chce je mít levně. Zkušenosti nám ukazují, že jediným způsobem, jak toto zajistit, je využívání velkého množství koncentrovaného kapitálu.“⁹ Stejně tak věřil i George Gunton, že „koncentrace kapitálu nevytlačuje malé podnikatele z odvětví, ale jednoduše je integruje do větších a komplexnějších systémů produkce, ve kterých jsou schopni vyrábět ... pro společnost levněji a pro sebe dosahovat vyšších příjmů. ... Místo toho, aby koncentrace kapitálu ničila konkurenci, opak je pravdou.“¹⁰

Stejným způsobem pak argumentovali i američtí ekonomové další generace na přelomu 19. a 20. století jako byli Herbert Davenport z University of Chicago, který v roce 1919 tvrdil, že existence pouze několika málo firem v odvětví, které vykazuje velké úspory z rozsahu neznamená, že konkurence byla eliminována¹¹, stejně jako jeho kolega James Laughlin, který poznamenal, že i když „je koncentrace značná, možnost duplikace může vyvolat velmi zuřivou konkurenci“¹². Jako poslední představitel názorů ekonomů tehdejší doby si připomeneme slavného Irvinga Fishera, který tvrdil, že právě výroba ve velkém rozsahu přinesla konkurenční výhody úsporou nákladů na reklamě, prodeji a při přepravě¹³, a E. R. A. Seligmana, který o výhodách přinesených výrobou ve velkém rozsahu napsal: „svět by se vrátil k mnohem primitivnějšímu stádiu svého vývoje a skutečně by se vzdal neodhadnutelných přínosů nejlepšího využívání dostupného kapitálu.“¹⁴

Jak je možné vidět, skutečně převažující mínění v ekonomické obci bylo následující: velké výnosy z rozsahu nejsou překážkou k efektivně fungujícímu trhu, naopak pro spotřebitele přinášejí celou řadu výhod. Jediným, kdo vytváří překážky k podnikání a tím i monopoly, je stát.

Všichni zmiňovaní ekonomové se vyjadřovali k problematice odvětví, ve kterém byly velmi výrazné úspory z rozsahu a konkurenční boj vedl ke snižování počtu velkých hráčů na trhu. Přesto ani v takovém případě nebyla ohrožena konkurence.

Podívejme se nyní, zda-li v takové situaci byly elektroenergetika a plynárenství v dobách, kdy začaly být zaváděny regulace. Ukazuje se, že v době zavádění regulací neexistoval jediný důkaz, že plynárenství a elektroenergetika vykazují jakékoliv znaky přirozeného monopolu. Před rokem 1887 existovalo v New York City šest elektrárenských společností a před rokem 1907 mělo licenci k podnikání 45(!) elektrárenských společností v Chicagu. Stejně tak byl před rokem 1895 Duluth v Minnesotě obsluhován pěti elektrárenskými společnostmi a Scranton v Pennsylvánii před rokem 1906 čtyřmi společnostmi. Ve druhé polovině 19. století byla v plynárenství naprosto běžnou situací konkurence - opět v New York City existovalo před rokem 1884 šest konkurujících si společností. A tak bychom mohli pokračovat. Dokonce by se dalo pochybovat, zda podle reálných čísel z období před počátkem regulací, byl sektor

⁶ S. Patten: „The Economic Effects of Combinations“, Age of Steel (5. ledna 1889).

⁷ K procesu objevování a pohledu na konkurenci jako na proces viz např. I. Kirzner: Jak fungují trhy, LI, 1999.

⁸ F. Giddings: „The Persistence of Competition“, Political science Quarterly, duben 1887.

⁹ David A. Wells: „Recent Economic Changes“, NY, DeCapro Press, 1889, str. 74.

¹⁰ G. Gunton: „The Economics and Social Aspects of Trusts“, Political Science Quarterly, září 1888.

¹¹ H. Davenport: „The Economics of Enterprise“, NY, Macmillan, 1919, str. 483.

¹² J. L. Laughlin: „The Elements of Political Economy“, NY, American Book, str. 71.

¹³ I. Fisher: „Elementary Principles of Economics“, NY, Macmillan, 1912, str. 312.

¹⁴ E. R. A. Seligman: „Principles of Economics“, NY, Longmans, Green, 1909, str. 341.

elektroenergetiky a plynárenství vůbec charakterizován významnými úsporami z rozsahu, na kterých je teorie přirozeného monopolu postavena.¹⁵

Jako příklad vývoje v plynárenském sektoru je možné si vzít historii Gas Light Company of Baltimore, jejíž postavení v teorii a praxi „přirozeného monopolu“ je skutečně výlučné.¹⁶ Od svého založení v roce 1816 se tato společnost potýkala neustále s přílivem nových a nových konkurentů, přičemž kromě boje o zákazníky na trhu nižšími cenami a kvalitnějšími službami se snažila zabezpečit svoje postavení lobbováním na státní a místní úrovni, kdy se zasazovala proti udělování dalších licencí k podnikání a tak zabraňovala příchodu nových konkurentů do odvětví. Výnosy z rozsahu, se kterými společnost operovala prostě nestačily na to, aby odradily nové vstupující konkurenty. Zajímavé je, že pozdější komentátoři tvrdili, že plynárenské společnosti v jiných městech byly vystaveny destruktivní konkurenci, a proto se snažily dostat na plynárenský trh Baltimoru a působit tam stejným způsobem. Pokud však konkurence byla natolik zničující, pak proč by se tyto společnosti snažily ruinovat se stejným způsobem i na geograficky jiných, ale charakterem stejných trzích? Jednalo by se o zcela neracionální chování, které by nebylo možné dlouhodobě činit (např. žádná banka by neposkytla úvěr na podnikatelskou činnost, která by vedla k vlastní destrukci), nebo je koncept destruktivní konkurence naprosto nesmyslný. Zde jen poznamenáme, že pokud není brána v úvahu dynamická podstata konkurenčního procesu, pak se často stává, že „nadměrná“ konkurence je považována za škodlivou a destruktivní - tj. efektivnější společnosti, které mají nízké výrobní náklady, vytlačí své méně efektivní konkurenty z trhu. Je pravdou, že tato konkurence je destruktivní - pro neefektivní výrobce. Nicméně pro spotřebitele je velmi přínosná.

V roce 1888 se tři v Baltimoru vzájemně si konkurující plynárenské společnosti pokusily sloučit a fungovat jako jeden monopolista. Ale tento krok jim zhatil nový konkurent - elektrický proud, který začal díky vynálezům T. A. Edisona¹⁷ a později N. Tesly konkurovat plynu ve všech oblastech jeho použití. Od té doby proti sobě stály společnosti (plynárenské a elektroenergetické), které obojí vykazovaly vysoké požadavky na fixní kapitál, které v praxi vedou ke značným výnosům z rozsahu. Žádný „přirozený monopol“ se nikdy neustavil.

Monopol vznikl až po státních intervencích. Jako příklad vzniku monopolů zásahem státu lze uvést přijetí návrhu zákona ve státě Maryland v roce 1890, podle kterého byl udělen 25-ti letý monopol firmě Consolidated Gas Company za každoroční poplatek 10000 USD a za odvod 3% z veškerých vyplácených dividend.

Ovšem hlavním obdobím postupné regulace energetických síťových odvětví ve Spojených státech se stala první čtvrtina 20. století.

Pokusme se nyní shrnout situaci v síťových energetických odvětvích před zaváděním regulací, jak ji ve svých výzkumech popsal Walter J. Primeaux¹⁸. Podle teorie „přirozených monopolů“ (a síťová energetická odvětví jsou udávána jako typické příklady přirozených monopolů) nemůže konkurence v těchto odvětvích přetrvávat. Fakta, která shromáždil Primeaux však přesvědčivě dokazují, že tato odvětví žádným přirozeným monopolem nebyla. Tam, kde byla místními nebo státními vládami umožněna volná konkurence, tam

- existovala přímá rivalita mezi alespoň dvěma konkurujícími si firmami po velmi dlouhou dobu (přes 80 let),
- firmy si konkurovaly velmi intenzivně svými cenami a nabízenými službami (jak jinak?),
- zákazníci požívali značných výhod vyplývajících z konkurence na rozdíl od měst a států, kde nebyla přímá konkurence místními vládami umožněna,

¹⁵ Viz Burton N. Behling: „Competition and Monopoly in Public Utility Industries“, in Harold Demsetz, ed. „Efficiency, Competition, and Policy“, Cambridge, Mass., Blackwell, 1989.

¹⁶ Tato historie byla popsána v knize George T. Browna: „The Gas Light Company of Baltimore“, která nesla podtitul „Studie o přirozeném monopolu“, který byl ovšem velmi zavádějící.

¹⁷ Snad nejznámějším vynálezem, který podpořil rozvoj elektroenergetiky byl vynález elektrické žárovky v roce 1878.

Služby elektrárenských společností začaly být v Baltimoru poskytovány již v roce 1881.

¹⁸ W. J. Primeaux: „Direct Utility Competition: The Natural Monopoly Myth“, NY, Praeger, 1986, str. 175.

- oproti závěrům teorie přirozeného monopolu náklady na poskytování služeb byly ve skutečnosti nižší, pokud existovaly alespoň dvě konkurující si firmy¹⁹,
- oproti závěrům teorie přirozeného monopolu neexistoval v konkurenčním prostředí větší přebytek kapacit než v monopolním prostředí,
- teorie přirozeného monopolu při historickém ohlédnutí selhává ve všech směrech: konkurence v energetických síťových odvětvích existovala, cenové války nebyly „destruktivní“, služby zákazníkům byly lepší, ceny byly nižší, konkurence přetrvávala po velmi dlouhou dobu a zákazníci obecně preferovali konkurenční uspořádání před monopolním,
- problémy vyplývající z existence duplikací byly zákazníky považovány za méně významné než výhody vyplývající z konkurenčního prostředí (neexistovaly dokonce žádné organizace na ochranu zákazníků, protože konkurence je chránila dostatečným způsobem sama) a
- ačkoliv představitelé energetických společností uznávali, že konkurenční prostředí přináší pro zákazníky značné výhody, tak osobně dávali přednost monopolnímu uspořádání.

Pokusíme se nyní ukázat na konkrétních číslech, jakým způsobem se vyvíjely ceny v elektroenergetice na počátku našeho století ještě před počátkem regulací²⁰. Mezi lety 1902 a 1910 vzrostla produkce elektrické energie ze 4,5 milionů na 17,2 milionů MWh, přičemž průměrné ceny postupně klesaly z 3,36 centů za kWh v roce 1902 na 2,89 centů za kWh v roce 1907, 2,48 centů v roce 1912 a 1,97 v roce 1917²¹.

Vznik a počátky regulací v USA

Důležitou poznámkou jsme zakončili v minulém oddílu výčet charakteristik síťových energetických odvětví před masovým nástupem konkurence - „ačkoliv představitelé energetických společností uznávali, že konkurenční prostředí přináší pro zákazníky značné výhody, tak osobně dávali přednost monopolnímu uspořádání“. Skutečně pohyb ve směru k regulaci byl vyvolán z kruhů představitelů elektrárenských firem a nikoliv nespokojenými zákazníky či jejich sdruženími. Důležitou postavou tohoto hnutí byl Samuel Insull - prezident NELA. NELA - National Electric Light Association²² - se zpočátku své existence zabývala převážně technickými a obchodními aspekty elektroenergetiky. Toto se nicméně změnilo a hlavní svoji pozornost napřela do politických otázek. Ve své prezidentské přednášce 7. června 1898 představil S. Insull²³ svoji politickou agendu, ve které volal po vytvoření třetí cesty mezi „socialismem“ a „predátorskou“ konkurencí. Ta podle něho zvyšuje riziko podnikání v energetice a nutí energetické společnosti platit vyšší úroky - tj. cenu za zapůjčený kapitál. Navíc jsou díky „neefektivním duplikacím“ generovány značné ztráty. Jediným řešením je podle něho vytváření územních monopolů a cenová regulace²⁴. Můžeme použít jeho vlastních slov z jeho prezidentské přednášky: „Nejlepší služby za co nejnižší cenu mohou být dosaženy ...výlučnou kontrolou určitého území, která bude soustředěna do rukou jedné energetické společnosti....Abychom uchránili veřejnost musí být tyto exkluzivní licence spojeny s veřejnou kontrolou a úplnou regulací všech cen za služby, kterou bude vykonávat nějaká veřejná agentura a která bude založena na nákladech a přiměřeném zisku.... Čím větší jistota

¹⁹ Tento efekt se nazývá „x-neefektivnost“.

²⁰ První souhrnný průzkum odvětví byl proveden až v roce 1902, a proto není možné používat starší čísla, ačkoliv nám data z některých měst také firemní data ukazují, že v předchozím období plně platí výše zmíněný růst nabídky a kvality služeb spolu s neustálým poklesem cen.

²¹ Viz Jacob Gould: „Output and Productivity in the Electric and Gas Utilities, 1899 - 1942“. Pokud bychom přepočítali tyto ceny na hodnotu USD v roce 1994, pak došlo k poklesu z 0,28 USD za kWh v roce 1902 na 0,18 USD za kWh v roce 1917.

²² NELA byla založena 25. dubna 1885 v Chicagu a v roce 1933 byla přeměněna na Edison Electric Institute (EEI), který dodnes existuje. Sídli samozřejmě ve Washingtonu, aby měl blízko na Capitol Hill a Bílého domu.

²³ Mimojiné také šéf Chicago Edison Company, jedné z elektrárenských společností.

²⁴ Robert J. Bradley, Jr.: „The Origin of Political Electricity - Market Failure or Political Opportunism?“, Energy Law Journal, Vol. 17:59, 1996.

bude zajištěna, tím nižší budou úroky a celkové náklady. Následně budou díky tomu nižší i ceny za poskytované služby jak veřejným, tak soukromým odběratelům.²⁵

Jak vidíme, již ve své první přednášce, použil Insull všechny argumenty, které se později staly mýty používanými při obhajobě teorie přirozeného monopolu a jejich praktických aplikací (neefektivní duplikace, veřejná kontrola = existence nezávislého regulačního úřadu, exkluzivní licence = vymezená území, přiměřený zisk a cenová regulace). Aby však bylo jasné již od počátku, Insull nebyl rozhodně prvním, který tyto argumenty ve prospěch regulace použil. Například Ch. Barker v roce 1889 napsal: „Je obecně známo, že duplikace elektrických drátů je do nebe volajícím zločinem...Může být nějakých pochyb, že její pokračování [tj. konkurence] jest vrcholem pošetilosti a že jedinou rozumnou cestou, jak začlenit poskytování elektrické energie do normálního podnikání, je umožnit působit na určitém území pouze jediné společnosti a regulovat její ceny jinými prostředky než konkurencí?“²⁶

Kupodivu požadavky S. Insulla nebyly zpočátku podporovány ani většinou energetických manažerů a majitelů elektroenergetických firem, neboť považovaly sice konkurenci za hrozbu, ale systematické regulace se zpočátku báli přece jenom více. Insull se však po prvním dílčím neúspěchu nevzdal.

Pokud by selhala veřejná (tj. státní) regulace, pak byla Insullem preferována regulace místními samosprávami před zachováním statusu quo, kdy byly většinou udělovány konkurenční neexkluzivní licence, neboť ty znamenaly pro každou firmu, byť by i dosáhla úsporami z rozsahu ovládnutí trhu, každodenní nejistotu. Prioritním Insullovým zájmem jako šéfa Chicago Edison Company bylo ovládnutí chicagského trhu. V jeho době bylo uděleno na 45 licencí umožňujících podnikat v Chicagu na elektroenergetickém trhu. Při takové konkurenci byla jedinou možností, jak ovládnout celý lukrativní chicagský trh, regulace na úrovni státu, přinejhorším města. Typickým bylo jeho prohlášení, že „jestliže je s mým podnikáním cokoliv v nepořádku, pak bych to rád věděl. Za nejlepší způsob, jak to zjistit, je existence nějakého regulačního úředníka, který bude mít právo kontrolovat moji činnost... Neznám lepší uspořádání než existenci centralizovaného regulačního úřadu, který by pokrýval svoji činností celý stát.“²⁷

V roce 1907 vydal Public Policy Committee asociace NELA s Insullem v čele zprávu, ve které tvrdil, že záchrana soukromých společností před jejich municipalizací závisí na nahrazení konkurence regulací a požadovala opět zavedení exkluzivních licencí, nediskriminačních nákladových tarifů (tj. plochých tarifů a zavedení křížových dotací mezi skupinami zákazníků), jednotného účetnictví a plného „odhalení se“ vůči veřejným regulátorům. Hrozba municipalizace zabrala a NELA se za zprávu tentokrát postavila s tím, že regulace je menší zlo než municipalizace.

Ve stejném roce byla vydána zpráva Národní občanské federace (National Civic Federation - NCF²⁸), která také požadovala zavedení legálního monopolu spadajícího pod veřejnou regulaci²⁹. Tato zpráva byla také vypracována pod silným Insullovým vlivem.

Ačkoliv hrozba municipalizace se fakticky vytratila krachem trhu municipálních obligací, hybnost, kterou udělily obě zprávy procesu regulace se již nedala zastavit. Během několika měsíců po publikaci obou zpráv reorganizoval stát New York svoji dva roky starou Commission on Gas and Electricity na plnohodnotnou Public Service Commission a stát Wisconsin ustanovil Wisconsin Public Service Commission³⁰. Tato komise se stala vzorem pro další státy. Další studie NCF z roku 1913 posílila tendence nastartované publikací první

²⁵ Ibid. str. 62.

²⁶ Charles Barker: *Monopolies and the People*, 1889, str. 66-67.

²⁷ Robert J. Bradley, Jr.: „The Origin of Political Electricity - Market Failure or Political Opportunism?“, *Energy Law Journal*, Vol. 17:59, 1996, str. 63.

²⁸ NCF - organizace, která zahrnovala representanty z obchodních, odborových a akademických kruhů.

²⁹ National Civic Federation: *Municipal and Private Operation of Public Utilities*, 1907.

³⁰ Tato komise měla pravomoc stanovit podmínky vstupu do odvětví, tarify, povinnosti energetických společností, finanční způsobilost a emisi cenných papírů energetických firem. Autorem legislativy pro tuto komisi byl ekonom John R. Commons, který se spolu s Insullem účastnil na vypracování studie NCF. Mimochodem John R. Commons je řazen k zakladatelům moderního institucionalismu.

studie - během tohoto roku ustanovilo regulační energetické komise podle vzoru Wisconsin celých deset států Unie.

Celé toto první období zavádění regulací bylo charakterizováno bezbřehou vírou v to, že nezávislé regulační úřady budou povzneseny nad politikařením na úrovni měst a budou moci zajistit vědeckou regulaci ve výši přiměřených cen, a tato víra byla běžná jak mezi politiky, tak mezi akademiky.

Pokračující regulace byla podněcována příklady ze zahraničí a z některých „pokrokových“ států Unie. Důležitým příkladem byla Velká Británie, kde došlo ke koncentraci plynárenského a elektroenergetického průmyslu a jeho podřízení tuhé regulaci před rokem 1914.

Plynárenství³¹ bylo regulováno po vzoru státní komise pro regulaci energetiky ve státě Massachusetts z roku 1885 (dva roky poté byla pod její pravomoc zahrnuta i elektroenergetika)³².

Na počátku století se spolu se silícími tendencemi k regulaci elektroenergetiky a plynárenství, čím dál tím silněji objevovaly i tendence k regulaci i jiných oblastí - telekomunikace³³, železnice³⁴, městská doprava³⁵ a jiné³⁶. Mnohem horší ale je, že k regulaci se začala přiklánět ekonomická obec. Výsledky na sebe nenechaly dlouho čekat. V roce 1915 vzrostl počet států regulující elektroenergetický sektor na 33. Do roku 1934 byly v dalších 7 státech ustaveny regulační úřady.

Ale již ve dvacátých letech se začaly projevovat veškeré negativní jevy regulace (včetně mnoha podvodů). Odpověď vládních úředníků na federální úrovni byla charakteristická pro 20. a 30. léta - ještě větší regulace „přirozených monopolů“ tentokrát již na federální úrovni. Tentokrát již elektroenergetické firmy proti dalším regulacím silně vystupovaly, ale marně. Doslova spadly do vlastní pasti, protože na počátku století zasely vítr a ve 30. letech sklidily bouřku federálních regulací především v rámci programu New Deal.

V roce 1935 byl přijat Public Utility Holding Company Act známý pod zkratkou PUHCA³⁷, jehož záměrem bylo „odstranit nedostatky dosavadní regulace, která umožňovala zneužívání monopolního postavení, které škodí jak investorům, tak zákazníkům i celé veřejnosti“ (citace z PUHCA).

Existující problémy, které byly vyvolány činností regulovaných elektroenergetických a plynárenských společností byly:

- 1) nedostatečné informace investorů díky absenci jednotných účetních standardů,
- 2) emise cenných papírů založených na fiktivních nebo nezdravých aktivech, které neodpovídaly investovaným částkám ani výnosovým možnostem majetku a které byly často založeny na papírových ziscích z mezifiremních transakcí,
- 3) překapitalizace společností, která neumožňovala snižování cen a
- 4) vysoké tarify za služby, stavební práce, vybavení a materiály, které odrážejí tu skutečnost, že neexistují omezení volné konkurence.³⁸

Jak již bylo zmíněno, již ve třicátých letech se tak projeví všechny neduhy systému regulace „přirozených monopolů“, které byly monopoly jenom proto, že je vytvořil stát.

Tyto problémy nebyly řešitelné podle tvůrců tohoto zákona na úrovni jednotlivých států, a proto bylo zapotřebí regulovat odvětví na federální úrovni.

³¹ V tehdejší době se jednalo především o výroby plynu v plynárnách a nikoliv o těžbu zemního plynu.

³² Před rokem 1906 byla ustanovena tuhá regulace elektroenergetiky a plynárenství pouze ve dvou státech - Massachusetts (1885) a New York (1905).

³³ V roce 1909 regulovalo telekomunikace 10 států, v roce 1917 již 42.

³⁴ Interstate Commerce Act byl vydán již v roce 1887 a reguloval tarify za železniční přepravu mezi státy a vstup do odvětví. Stal se také vzorem pro další regulace.

³⁵ Počátky regulací lze vysledovat v Chicagu v roce 1897.

³⁶ V té době byl také přijat Sherman Act (1895), který byl útokem proti úspěšným podnikům pod záminkou „zneužívání monopolního postavení natrhu“.

³⁷ Ve skutečnosti se jedná o první část dvojdílného The Public Utility Act, jehož druhou část tvoří Federal Power Act.

³⁸ Robert J. Bradley, Jr.: „The Origin of Political Electricity - Market Failure or Political Opportunism?“, Energy Law Journal, Vol. 17:59, 1996, str. 85.

Od 2. 12. 1935 tak musely být veškeré energetické společnosti registrovány u SEC (Security and Exchange Commission³⁹), musely poskytovat detailní zprávy o své činnosti a plnit všemožné standardy. Byly zakázány mezifiremní úvěry a stejně tak jakékoliv jiné finanční transakce mezi jednotlivými holdingovými energetickými společnostmi - např. výplata dividend, emise cenných papírů a další. Vzájemný obchod s aktivy byl velmi zregulován. Od 1. 4. 1936 nemohly energetické společnosti vstupovat do obchodních kontaktů na poskytování jakýchkoliv služeb nebo stavebních prací bez výslovného povolení SECu.

Od 1. 1. 1983 byly omezeny veškeré operace jednotlivých společností, které jsou součástí energetického holdingu se sesterskými společnostmi tohoto holdingu.

Tato ustanovení definitivně změnila tvář americké elektroenergetiky a vytvořila její strukturu, která přetrvala desítky let a která se teď postupně hroutí. Jejich důsledkem byl během let 1938 - 1955 rozpad holdingové struktury vytvořené ve 20. letech a vytvoření jednotlivých monopolních integrovaných elektroenergetických a plynárenských společností na daném území.

Druhým zákonem přijatým v roce 1935 byl Federal Power Act (FPA). Důvodem pro jeho přijetí bylo doplnění „efektivní regulace na státní úrovni regulací federální“. Předobrazem regulací obsažených v tomto zákoně byla činnost Fuel Administration v USA během první světové války (pro USA 1917 - 1919), která byla prvním centrálním plánovacím úřadem svého druhu v energetickém sektoru. Hezké zdůvodnění existence tohoto zákona podal člen Federální komise pro energii pan Clyde Seavey při projednávání před Výborem pro mezistátní a mezinárodní obchod ve Sněmovně representantů: „Mechanismus těchto regulací umožní koordinaci různých zdrojů energie ve Spojených státech...Potřeba této koordinace pro dosažení národních zájmů si myslím byla rozsáhle demonstrována za Světové války⁴⁰. Umožňuje rozsáhlým způsobem regulovat a řídit toky elektřiny. Toto řízení nám umožní vyloučit škodlivé vlivy přebytků a nedostatků elektřiny v různých oblastech... a stabilizuje také investice v různých oblastech. Stejně tak nám navrátí stabilitu hodnoty cenných papírů energetických společností.“⁴¹ FPA rozšířil regulaci na přenos elektrické energie mezi jednotlivými státy a na velkoobchodní trh mezi jednotlivými státy⁴². Místní distribuce a vnitrostátní přenos byly ponechány státní regulaci.

Federální komise pro elektřinu (FPC) byla oprávněna stanovovat tarify za mezistátní přenos elektrické energie, odpisové míry a účetní standardy. Stejně tak mohla uložit povinnosti k zajištění řádných, odpovídajících a dostatečných služeb, pokud k jejich zajištění nebylo zapotřebí rozšířit stávající výrobní kapacity či zhoršit poskytování služeb stávajícím zákazníkům.

Stejně tak FPA nařizoval vytvoření propojení mezi některými a v rámci některých regionů, aby byla zajištěna dostatečná dodávka elektrické energie v rámci Spojených států s ohledem na co nejnižší náklady, na existující sítě a na řádné využívání a ochranu přírodních zdrojů. Tyto požadavky Komise však také nemohly omezit existující úroveň služeb ani vyžadovat stavbu dodatečných zdrojů.

V případě výjimečných stavů byla Komise oprávněna chovat se jako diktátor po celou potřebnou dobu, ale tato její činnost musí být energetickým společnostem kompenzována.

FPC získal také pravomoci v oblasti fúzí a akvizic v energetice a také v oblasti emise cenných papírů energetickými firmami.

V roce 1938 byl přijat Natural Gas Act, který poněkud oslabil pravomoci FPC a také SEC. Bylo to způsobeno skutečností, že následkem regulací 20. a 30. let bylo 80% veškeré elektrické energie vyrobeno a spotřebováno v rámci jednoho státu. Na rozdíl od zemního plynu, kdy převážná většina zemního plynu byla produkována v jiném státě než byla spotřebována.

³⁹ Komise pro cenné papíry v USA - „prababička“ všech komisí tohoto druhu na světě.

⁴⁰ Tehdejší označení 1. světové války, protože lidé nevěděli, co je za pár let čeká.

⁴¹ Robert J. Bradley, Jr.: „The Origin of Political Electricity“ Market Failure or Political Opportunism?“, Energy Law Journal, Vol. 17:59, 1996, str. 88.

⁴² O tom, že prosazení této regulace nebylo zvláště v některých státech jednoduché, se ještě vrátíme.

K úplnému popisu struktury amerického energetického trhu by bylo zapotřebí ještě popsat vznik regulací vodohospodářství a programy elektrifikace zemědělských oblastí, které provázely americkou ekonomiku od přelomu století a vyvrcholily za F. D. Roosevelta vznikem Tennessee Valley Authority (1933 byl přijat Tennessee Valley Act - TVA), přijetím Rural Electrification Act v roce 1936 a vytvořením Bonneville Power Administration (BPA Act byl přijat v roce 1937).

Není účelem úvodu podrobně rozebrat vznik struktury americké energetiky. Jediné, co jsme chtěli tímto stručným a rámcovým přehledem ukázat je, že regulace v síťových energetických odvětvích nebyly vyvolány vznikem „přirozených monopolů“ a současná struktura energetiky není přirozená, ale zdeformována osmdesáti lety tuhé a neustále se měnící nesystematické regulace.

Důležité je ještě poznamenat, že na konci minulého století neexistoval mezi ekonomy nikdo, kdo by jakkoliv uvažoval o problematice „přirozených monopolů“, neboť konkurence byla nazírána jako proces a nikoliv stav. Po necelých padesáti letech se nenašel nikdo, kdo by regulacím energetických síťových odvětví oponoval a kdo by si dokázal představit jiné než monopolní uspořádání, „protože se přece vyvinulo“.

Toto přesvědčení je natolik silné, že i dnes po dalších padesáti letech je pouze několik akademiků a téměř žádný technik a manažer energetické firmy plně přesvědčen, že síťová odvětví jsou plně konkurenční a že není potřeba žádná regulace. Mezi neodbornou veřejností je přesvědčení o tom, že energetika je „přirozený monopol“ zakořeněno tak silně, že možná bude potřeba dalších několik desítek let a především praktická zkušenost s konkurenčním energetickým trhem, aby se názor veřejnosti změnil⁴³.

⁴³ Jak silné jsou „Energetické mýty“ je možné poznat třeba na prodejnosti knihy Arthura Haileého „Přetížení“ (The Overload), 1978, která je jimi doslova prorostlá a dovolíme si označit její východiska za naprosto pochybená (čímž naprosto netvrdíme nic o literárních kvalitách tohoto díla).

Kapitola 1: Stranded Costs

Před tím, než přejdeme k problematice samotné deregulace budeme se věnovat problému, který na čas v 90. letech ovládl celou debatu o deregulaci elektroenergetiky ve Spojených státech a téměř ji zastavil. Tímto fenoménem jsou STRANDED COSTS = UVÍZLÉ NÁKLADY. Stranded costs v každém případě deregulaci a liberalizaci zpomalily, ztížily a prodražily. Jak ještě v uvidíme v případě Kalifornské krize, právě poplatky na uhrazení stranded cost a z nich vyplývající regulace byly jedním z klíčových faktorů energetického kolapsu (viz podrobně kapitola o Kalifornské energetické krizi). Stejně tak se fenomén stranded costs projevil i Evropě, kde o jejich uhrazení, způsobu uhrazení a jejich výši v jednotlivých zemích v konečném důsledku rozhodovala Evropská komise (viz podrobně kapitola o Evropském vývoji na elektroenergetických trzích). Navíc tento fenomén zapustil kořeny i v dalších příbuzných odvětvích – především v plynárenství.

Co jsou to *stranded costs*? Podle definice (velmi nedokonalé, jak ještě uvidíme) jsou to *takové nevyhnutelné náklady, které byly vynaloženy výrobci elektrické energie a plynárenskými společnostmi a za jejichž vynaložení tyto společnosti nezískají na konkurenčním trhu žádnou kompenzaci*. Energetické společnosti a jejich vlastníci tvrdí, že by jim tyto náklady měly být kompenzovány jiným způsobem, což se pochopitelně nelíbí zákazníkům.

Prvním problémem, který vyvstává hned poté, co připustíme existenci „uvízlých nákladů“, je odhad jejich velikosti. Ve Spojených státech byla suma stranded costs u všech investorů dohromady odhadována od 42 milionů USD do 200 miliard USD. Již z tohoto velkého rozptylu je zřejmé, že už samotná definice „uvízlých nákladů“ je minimálně sporná a způsoby jejich odhadu také.

Do doby deregulace byla nepsaným pravidlem regulace energetických síťových odvětví věta: „Pokud něco postavíme, zákazníci to vždy zaplatí“⁴⁴. Tzn., že energetické firmy mohly provést téměř jakoukoliv investici a regulační úřad (zpravidla nějaké ministerstvo) podle její velikosti příslušně „upravit“ (zpravidla zvýšil) cenu. Energetické společnosti neměly tedy sebemenší problémy, jak pokrýt náklady na provedené investice a jak dosáhnout dostatečné návratnosti kapitálu. A to vše díky regulaci, která je chránila před vstupem konkurentů, kteří by mohli nabízet nižší ceny než chráněné společnosti. To vše se deregulací a liberalizací (byť jakkoliv pomalou a polovičatou) mění.

Abychom si uvědomili jaké druhy nákladů jsou považovány za „uvízlé“, pak uvedeme seznam, který byl vypracován v USA na základě požadavků energetických společností⁴⁵.

1. **Neefektivní elektrárny** - mnohé elektrárenské společnosti mají ve svém portfoliu elektrárny jejichž výrobní náklady jsou vyšší než očekávané tržní ceny na konkurenčním trhu.
2. **Nákupní kontrakty na elektřinu** - mnohé elektrárenské společnosti uzavřely dlouhodobé kontrakty, které je zavazují nakupovat elektřinu od některých jiných výrobců za vyšší cenu než je očekávaná tržní cena na volném trhu. Typickým příkladem jsou kontrakty vyplývající ze zákona (viz popis PURPA).
3. **Jaderné elektrárny** - původně se myslelo, že jaderné elektrárny budou levné, ale praxe ukazuje že opak je pravdou, což je způsobeno jak vyššími provozními náklady než byly

⁴⁴ Pro úplnost je třeba dodat, že toto pravidlo bylo stejně jako každé jiné potvrzeno některými výjimkami, které většinou vyplývaly z toho, že investované prostředky byly natolik neefektivně vynaloženy a tlak spotřebitelů již byl natolik velký, že i „ovládnutý“ regulátor nemohl jejich plně započítání do regulovaných cen povolit. V USA lze poukázat na případ stavby jaderné elektrárny Seabrook v New Hampshire společností PS&G, kdy regulátor nedovolil zahrnout celý objem proinvestovaných prostředků do regulované ceny (bylo zahrnuto pouze 50%) a společnost stavějící elektrárnu následkem tohoto nezahrnutí v roce 1990 zkrachovala. Stejně tak regulační komise státu Arizona nezahrnula do celkové sumy oprávněných nákladů 577 milionů USD proinvestovaných společností APS v jaderné elektrárně Palo Verde (z celkové investované částky 2,3 mld. USD) a tím způsobila APS značné potíže.

⁴⁵ M. K. Block, R. Franciosi, M. L. Olge: Electric Competition Primer - The ABCs of Stranded Costs, Goldwater Institute, 1996.

plánovány, ale především enormními náklady na jejich výstavbu. Hlavním viníkem této situace je regulační rámec.

4. **Kontrakty na palivo** - některé elektrárenské společnosti uzavřely smlouvy na nákup paliva, které je zavazují odebírat toto palivo za vyšší než tržní cenu.
5. **Náklady na likvidaci** - mnohé společnosti nebudou schopné dostát svým závazkům vyplývajícím z likvidace některých elektráren a ekologických závazků, týká se to opět především jaderných elektráren.
6. **Náklady na práci** - některé energetické společnosti a odborové svazy by rády zahrnuly do stranded costs i náklady na propouštění pracovníků energetických firem v důsledku deregulací.
7. **Dluhy (především emitované obligace)** - některé společnosti musí splácet značné částky jako dluhovou službu svým věřitelům a nebudou moci svým závazkům dostát pokud dojde ke snížení cen (tj. jejich příjmů).
8. **Aktiva ve zvláštním režimu** - regulátor někdy neumožnil zahrnout do regulované ceny veškeré náklady na investice, s tím, že k jejich zahrnutí dojde později, k čemuž už díky deregulaci a liberalizaci nebude moci dojít. Postižené společnosti vyžadují jejich zahrnutí do stranded costs.
9. **Monopolistické závazky** - původní monopolní společnosti musely podporovat množství programů zaměřených na úspory energií a také byly povinny dotovat sociálně slabé a geograficky vzdálené zákazníky. Pokud mají být tyto programy i nadále udržovány při životě, pak energetické společnosti žádají jejich zahrnutí do stranded costs.

Někteří (především samy energetické společnosti) hledají vysvětlení vzniku uvízlých nákladů v tom, že energetické společnosti byly omezovány různými státními energetickými a ekologickými programy a politikami a že byly zahlcovány povinnostmi a závazky, které jim uložil regulátor.

Jiná skupina zainteresovaných vysvětluje jejich vznik nekvalitní prací managementu a regulátorů, kteří umožnili energetickým společnostem učinit takové investice, které by na volném trhu naprosto nemohly obstát.

Další možností vysvětlení je, že stranded costs vyjadřují ekonomické ztráty vyplývající ze ztráty monopolního postavení, protože monopolní postavení jim umožňovalo dosáhnout mimořádných zisků.

Místo rozsuzování probíhající debaty se na tomto místě pokusíme stručně shrnout argumenty, které stojí pro a proti tomu, aby byly uvízlé náklady bývalým monopolistům uhrazeny.

Na deregulovaném trhu by neefektivní producenti elektřiny či poskytovatelé plynu pokračovali v činnosti do té doby, dokud by tržní cena přesahovala jejich mezní náklady produkce. Nicméně tržní cena jejich aktiv by výrazně poklesla, pokud by jejich příjmy byly po deregulaci menší než před ní. Právě změnou této hodnoty se dají jiným způsobem definovat stranded costs, protože výše popsaný seznam různých druhů uvízlých nákladů je pouze popisem nákladů, jak se projevují na straně aktiv. Na straně pasív se uvízlé náklady projevují pouze v poklesu tržní hodnoty firmy (tato hodnota je tržním oceněním čisté hodnoty vlastního jmění firmy).

Podívejme se však, jakým způsobem je vlastně ospravedlňován nárok na náhradu uvízlých nákladů. Podle jednoduché ekonomické logiky jsou přece utopené náklady (sunk costs) problémem investora a nikoho jiného. Právě vyřazení investorů a podnikatelů z trhu, protože v minulosti podnikli neefektivní investice, které jim nezajistily dostatečnou míru návratnosti, je podstatou tržního mechanismu. Proč by tomu mělo být v případě stranded costs, které jsou především utopenými náklady, jinak?

Argumenty ve prospěch uhrazení stranded costs

Nejlépe byly vyjádřeny argumenty zastánců uhrazení stranded costs v Economic Report of the President 1996: „Neregulované společnosti nesou riziko utopených nákladů, ale pokud se podmínky vyvíjejí neočekávaně dobře, pak jsou oprávněny ponechat si veškeré z toho plynoucí zisky. Na rozdíl od toho, veřejně prospěšné společnosti měly regulovány ceny, které měly zabezpečit, že nebudou dosahovat větší než přiměřené míry návratnosti jejich investic. Pokud by byla neočekávaně umožněna konkurence, veřejně prospěšné společnosti by byly

vystaveny nižším dosahovaným příjmům bez toho, aby mohly získat stejné příjmy jako v minulosti. Tím způsobem by jim byly odebrány příjmy, které jim byly slíbeny, aby je přiměly k uskutečnění požadovaných investic.“

Pokud by tedy regulační orgány arbitrárně odmítly poskytnout regulovaným společnostem slíbenou míru návratnosti, odvrátili by se investoři od těch odvětví, které jsou závislé na plnění vládních slibů. Mezi postižené odvětví lze zařadit zemědělství, bankovníctví, elektroenergetiku, plynárenství, produktovody, vodovody a kanalizace, telekomunikace, železnice atd. To by v budoucnu vedlo k vyšším nákladům na kapitál. Vyšší náklady na kapitál (tj. na zamýšlené investice) budou znamenat vyšší ceny pro budoucí spotřebitele - a to vše jako důsledek oportunistu současné generace.

Podle tohoto názoru, kterým je ospravedlňován nárok na uhrazení stranded costs, neexistuje tak pouhý slib plného uhrazení investované částky, ale přímo „společenská smlouva“ mezi regulátorem a jednotlivými „přirozenými monopoly“. Podle této „společenské smlouvy“ stanovuje regulátor ceny takovým způsobem, aby „přirozeně monopolní“ firmy získaly „přiměřenou“ míru zisku z provedených investic a dále regulátor zaručuje, že tyto společnosti nebudou ohrožovány žádným konkurentem. Na oplátku budou tyto společnosti činit takové investice, aby byla elektřina nebo plyn dostupný na daném území komukoliv, kdo o to požádá. Všechny provedené investice budou schvalovány regulačním úřadem, firmy se musejí vzdát jiných podnikatelských aktivit a podporovat množství programů na podporu úspor energií a neobnovitelných zdrojů energie. Pokud by došlo k provedení deregulace a liberalizace odvětví bez toho, aby byly uhrazeny stranded costs, pak by se jednalo o porušení této „společenské smlouvy“. Navíc tato deregulace znamená faktické odebrání majetku investorům bez kompenzace (protože hodnota jejich majetku klesne v důsledku deregulací) a to je hrubým porušením ustanovení pátého dodatku k Ústavě USA.

Dalším argumentem, který je používán zastánci uhrazení stranded costs, je názor, že jejich plně neuhrazení povede k ekonomickým neefektivnostem. Předpokládejme, že existují dvě elektrické společnosti a obě vlastní identické elektrárny vykazující identické nákladové křivky. Jedna ze společností je původně monopolní. Druhá společnost je její potenciální konkurent. Pokud by byl původní monopolista neustále zatížen náklady vyplývajícími z předchozích regulací a vynucených závazků (jako např. povinnost neodmítnout připojení), pak by jeho náklady byly vyšší. To by poskytlo novému konkurentovi nákladovou výhodu, ačkoliv by z hlediska čistě ekonomického žádná taková výhoda existovat neměla.

Argumenty v neprospěch uhrazení stranded costs

Podívejme se ale na argumenty stojící proti těmto názorům. Pohled na vztah regulátora a regulované firmy jako na vztah upravený jakousi implicitní společenskou smlouvou je velmi idealistický. Regulátor je v něm pojímán jako nestranný strážce veřejného zájmu, manažeri energetických firem využívají díky výlučnému postavení na daném území při plánování investic úspor z rozsahu a nižších úrokových sazeb, investoři získávají sice omezenou, ale přiměřenou míru zisku, potřební získávají dotace a spotřebitelé nízké ceny. Všichni jsou spokojeni. Bohužel v reálném světě tomu tak není.

Celá teorie společenské smlouvy je postavena na naivním předpokladu, který se dá ekonomickým jazykem eufemisticky popsat tak, že žádný ze subjektů se „nechová strategicky“. Méně eufemisticky řečeno to znamená, že nikdo nebude využívat existující systém, aby získal výhody pro sebe, popř. ve prospěch své zájmové skupiny. Přitom existuje tisíce příležitostí, aby byl systém společenské smlouvy mezi regulátorem a regulovanými společnostmi zneužíván ve prospěch některých zájmových skupin - převážně těch, kteří mají více informací. Toto zneužívání se ve skutečnosti také dělo a děje bez ohledu na to, jaké byly záměry a úmysly tvůrců regulačních úřadů a systémů regulace. A pokud tedy regulované společnosti získávaly z existence regulace dlouhodobě mimořádné zisky (to samé jejich rivalům nebylo umožněno), pak není důvod jim jakékoliv uvízlé náklady hradit. To, že se nejedná o pouhé plané teoretizování nám ukazují přehledy nejúspěšnějších firem. Mezi světovými nejúspěšnějšími firmami jsou právě energetické společnosti. Jedinou skupinou, která je úspěšnější než energetické společnosti, jsou farmaceutické firmy (jejichž předmět podnikání je ovšem také silně regulován - v některých oblastech ještě silněji než energetika).

Další otázka, kterou je nutno zodpovědět, je následující: dá se politické rozhodnutí o deregulaci nebo liberalizaci zahrnout pod pojem vyvlastnění bez náhrady a tím porušit ústavu nejen USA, ale třeba i České republiky?

Odpověď zní, že nikoliv. Vyvlastnění nebo odebrání se může vztahovat pouze k věcem nebo k právům, která jsou vlastněna. To, co vlastněno není, nemůže být odebráno nebo vyvlastněno, ačkoliv to může být „ztraceno“. Lidé vlastní svůj majetek, práva k jeho užívání, vyloučení ostatních z užívání jejich majetku a všechna další oprávnění, která z něj vycházejí. Lidé, ale nevlastní určitou hodnotu svého majetku. Hodnota majetku, neboli jeho cena, je funkcí mnoha faktorů a není odvozena od objektivních fyzikálních vlastností věcí - je odvozena od subjektivních hodnocení těchto objektivních fyzikálních vlastností a od relevantních vlastností času a místa, které se však neustále mění. Proto se mění také hodnota = cena. Z toho vyplývá, že pokud vláda (nebo kdokoliv jiný) uskuteční nějaké opatření, které zvýší hodnotu určitého majetku, pak to neznamená, že šťastný majitel vlastní toto zvýšení. Vlastní pouze majetek, jehož hodnota se bez jeho přispění zvýšila. To je normální situace, která nastává v životě běžně - právě to, že každý využívá svých práv k nějaké činnosti a tím ovlivňuje činnost ostatních (negativně i pozitivně) a také to, že není možné dohlédnout veškeré důsledky svých činů, přestože reálně existují a dokonce ve svém souhrnu vykazují určité pravidelnosti, je podstatou společenského a hospodářského života. To je také podstatou neustálých změn v informacích času a místa (tj. v obchodních informacích), které spolu s objektivními vlastnostmi věcí determinují jejich hodnotu, protože mění jejich subjektivní vnímání lidmi.

Poněkud jiná situace by nastala, pokud by vláda zakázala výkon určitých práv vyplývajících z vlastnictví a tím snížila hodnotu tohoto majetku - v tomto případě by se o vyvlastnění jednalo. Na počátku tohoto století byly vytvořeny jednotlivými vládami energetické územní monopoly, které zvýšily hodnotu oněch šťastných firem, které byly vybrány za monopolní dodavatele. Měli bychom se naprosto oprávněně ptát, zda-li spíše ty firmy, které musely opustit odvětví, protože neměly to štěstí a nebyly vybrány jako monopolní dodavatelé, neutrpěly ztráty, které by bylo možné charakterizovat pojmy vyvlastnění nebo odebrání majetku bez náhrady, protože jim bylo znemožněno dodávat plyn nebo vyrábět a rozvádět elektřinu, tj. využívat práv, které k držbě určitého majetku přísluší.

Současná deregulace a liberalizace není vyvlastňováním, protože neomezuje práva spojená s majetkem. Žádné právo na omezení vstupu do odvětví a na ochranu před konkurencí neexistuje.

Pokud se týká argumentů týkajících se ekonomické efektivity. Zaprvé uvedený příklad vychází z toho, že povinnosti uvalené na původně monopolní firmu budou i nadále vynucovány. To by však nebyla deregulace. Pokud padnou jakákoliv omezení vstupu do odvětví, pak musí logicky padnout i veškeré povinnosti připojit a dodávat. Z deregulace žádné ekonomické neefektivnosti neplynou.

Za druhé, v každém okamžiku zahrnuje cena aktiv na trhu všechny minulé současné, ale i budoucí (tj. očekávané) relevantní události a informace. Tzn., že zahrnuje vedle obchodních a podnikatelských rizik i rizika politická - a mezi ně patří i možnost deregulace a liberalizace. Pokud subjekty na trhu očekávají, že tržní reformy sníží hodnotu aktiv některé firmy, pak toto riziko bude do jejich ceny zahrnuto. Poskytnutí dodatečných kompenzací by bylo vlastně dvojnásobnou kompenzací, protože pro investory by znamenalo, že získají dodatečný bonus za to, že nakoupili některá aktiva levně. Navíc toto riziko tržních reform bylo do cen akcií zahrnováno postupně, jak se vyvíjely názory a politicko-hospodářská realita se posouvala směrem k tržním reformám. Nejednalo se o žádné skoky. Ceny, které investoři platili za akcie, tak zahrnovaly měnící se pravděpodobnost, že poskytnuté výhody monopolním firmám nebudou trvat věčně.

Jako příklad tohoto vývoje, který se samozřejmě týká všech odvětví, které nějakým způsobem závisí na vládní benevolenci, lze uvést právě elektroenergetiku v USA. Pravděpodobnost, že dojde k deregulaci se stala výrazně větší než nula během posledních deseti let. Jak kapitálové trhy zaregistrovaly tuto možnost, ceny akcií elektroenergetických společností se začaly vůči trhu chovat jinak než doposud. Jako index trhu si můžeme zvolit např. S&P 500 a jako index elektroenergetických firem lze zvolit Dow-Jones Utility Index. Mezi lety 1986 a 1997 dosáhla

kapitálová výnosnost trhu 269%, zatímco výnosnost trhu akcií elektroenergetických firem pouze 32%. Stejně tak dopadne srovnání i pokud se podíváme na výnosnost v jednotlivých letech. Pouze v jednom roce (1988) byla výnosnost trhu akcií elektroenergetických firem (6,4%) vyšší než celková výnosnost trhu (-7,3%). V ostatních letech byla celková výnosnost trhu vždy větší (a to v rozsahu od 5 až 25%) než výnosnost trhu akcií elektroenergetických firem. V letech 1987, 1990 a 1994 byla výnosnost trhu akcií elektroenergetických firem dokonce záporná, což se na celém trhu stalo pouze jednou (1988)⁴⁶.

Jako další příklad podobného vývoje lze ukázat na společnost Niagara Mohawk, což je elektrárnská společnost ve státě New Jersey. Postavení této společnosti je velmi ovlivněno množstvím nevýhodných kontraktů, které v minulosti podepsala s nezávislými výrobci a které dnes způsobují to, že musí od nich vykupovat elektřinu za cenu vyšší než je velkoobchodní cena elektřiny. Poté, co se postupně ukázalo, že téměř 50 centů z každého dolaru, který společnost vydělá, jde ve formě plateb vyplývajících z kontraktů nezávislým výrobcům a nebo je zaplacená na daních, projevilo se to poklesem cen akcií. Jejich pokles začal na počátku roku 1994 a z ceny 20 USD za akcii se dostal v polovině roku 1998 na úroveň 13 USD za akcii.

Oba tyto příklady ukázaly, že pohyb cen akcií na akciových trzích v sobě zahrnuje očekávání investorů, která v sobě zahrnují i očekávání budoucího politického vývoje ve směru k deregulaci a liberalizaci.

Protiargumentem je to, že typickým držitelem akcií energetických firem jsou důchodci, kteří je již drží déle než 10 let. Proto na ně dopadá plně kapitálová ztráta vyplývající z úvah o deregulaci. Právě tito investoři je kupovali proto, aby se zajistili na dlouhou dobu díky stabilním dividendám. Investice do akcií energetických firem byly spíše vnímány jako investice do dluhopisů - tj. aktiv, které vyplácejí stabilní výnosy a zaručují určitou míru stability. Ale firemní dluhopisy mají dlouhodobou výnosovou míru 5,6%, výnosnost energetických akcií byla 12%⁴⁷. Čili kompenzace by opět směřovaly někomu, kdo díky regulaci získával vyšší příjmy než bylo obvyklé.

Navíc, pokud by byly kompenzace za uvízlé náklady schváleny (a v některých státech USA se tak opravdu stalo), jediným výsledkem by byl růst cen akcií zvýhodněných firem. Jejich majitelé by tak byli zvýhodněni dvakrát.

Posledním argumentem, který vyvrací nutnost hrazení stranded costs je poznámka, že je sice pravdou, že při vyšší míře rizika vyplývající z deregulace a liberalizace se zvýší cena kapitálu pro původně regulované firmy, ale právě to je dobře. Původně regulované firmy nebudou již mít tendenci být přeinvestovány a díky vyšším rizikům se také budou chovat moudřeji a obezřetněji při rozhodování o nových investicích. Budou sice platit více na úrocích, ale ušetří mnohem více na kapitálu. Celkovým efektem budou nižší náklady.

Přes tyto ekonomické argumenty se situace ve většině států USA vyvinula tak, že bez uhrazení alespoň části stranded costs by deregulace a liberalizace díky síle monopolních firem vůbec neproběhla. Proto bylo potřeba najít způsob výpočtu stranded costs a způsob jejich úhrady, který by co možná nejméně poškodil budoucí trh. Tomu se budeme věnovat pro úplnost v závěru této podkapitoly.

Odhad Stranded costs

Již na počátku jsme se zmínili, že odhad velikosti uvízlých nákladů je mimořádně obtížný a dosahované výsledky se velmi liší. Proto se na tomto místě podíváme, jak se velikost uvízlých nákladů odhaduje. Dají se rozlišit dva způsoby odhadu - „administrativní“ a „tržní“.

⁴⁶ Údaje jsou převzaty ze studie P. M. VanDoren: „The Deregulation of the Electricity Industry, A Primer“, Policy Analysis, CATO, 1998, str.13.

⁴⁷ Abychom si uvědomili, o jak vysokou výnosnost se jedná, je nutné ji porovnat s průměrnou roční výnosností malých podniků od roku 1926, která je 12,6%. Pokud je tato výnosnost dostatečná na to, aby pokryla rizikovou prémii u malých firem, pak garantovaný „přiměřený“ výnos u regulovaných monopolů ve výši 12% je více než dostatečný a akcionáři energetických firem si nemají na co stěžovat a to i případě, že připustíme riziko velkých ztrát vyplývajících z deregulace a liberalizace.

Administrativní způsob

Existují dva byrokratické postupy, jak odhadnout velikost uvízlých nákladů - *ztráta čistých příjmů* a *ocenění nákladů změny*.

Metoda ztráty čistých příjmů považuje za uvízlé náklady rozdíl mezi příjmy původně regulovaných společností dosahovanými v konkurenčních podmínkách a příjmy, které by regulované firmy dosahovaly, pokud by regulace nebyla odstraněna.

Metoda ocenění nákladů změny považuje za uvízlé náklady rozdíl mezi účetní hodnotou aktiv a nejlevnějším způsobem jejich nahrazení.

Tyto metody jsou nazývané administrativními, protože spočívají na množství operací, které musí provést někdo mimo firmu a trh - zpravidla regulátor. Např. v první metodě by bylo nutné, aby regulátor odhadl budoucí náklady původně regulovaných společností a jejich příjmy po vstupu konkurence. Ve druhé metodě se na regulátorovi vyžaduje, aby úředníci se regulačního úřadu stali experty na stavbu elektráren, přenosových a distribučních sítí, plynovodů a nebo podzemních zásobníků. Problémů spojených s administrativním odhadováním stranded costs je nespočetné množství. Některé vyplývají ze samotné podstaty konkurence, protože ta kromě cen snižuje i náklady. Tzn., že způsoby, jakými by původně regulované společnosti mohly snížit nebo zcela eliminovat uvízlé náklady, by jistě byly velmi podstatným prvkem diskuse o nich. Dalším zdrojem chyb a omylů jsou nepřesné predikce budoucnosti, které by regulátor musel provádět. Jinými slovy, administrativní způsoby odhadu velikosti stranded costs spočívají na stejných principech přístupu k síťovým odvětvím, které nás dovedly do současné situace.

Tržní způsob odhadu stranded costs

Jedná se o velmi jednoduchou metodu, při níž velikost uvízlých nákladů odpovídá rozdílu mezi účetní hodnotou společnosti před deregulací a její tržní hodnotou po deregulaci. Problémem této metody je ten fakt, že ceny akcií na burze obsahuje spekulaci očekávání, které v sobě zahrnuje rozhodnutí o hrazení uvízlých nákladů. Aby byl tento problém obejit, navrhli někteří analytici⁴⁸ rozdělení akcií energetických společností na dvě části. Každý majitel akcií by obdržel za jednu akcii společnosti akcie dvě: A a B, kde akcie A by opravňovala jejího držitele ke všem právům a povinnostem, které má jako řádný akcionář (tj. zúčastnit se valné hromady, podíl na hospodářském výsledku, podíl na likvidačním zůstatku atd.). Akcie B by dávala jejímu držiteli právo na podíl na uhrazených uvízlých nákladech (tj. veškeré společnosti uhrazené stranded costs by byly vyplaceny pouze držitelům akcie B).

Způsob výplaty stranded costs

Úhrada uvízlých nákladů znamená pouze přelití dodatečného množství peněz od zákazníků energetických společností k energetickým společnostem (resp. pokud by byl uskutečněn plán na rozdělení jejich akcií, pak k držitelům akcií typu B). Tyto přelivy prostředků jsou velmi charakteristicky nazývány v USA jako „competitive transition charges“ (poplatek za přechod ke konkurenčnímu prostředí). Pokud politický proces dojde tak daleko, že bude rozhodnuto o výplatě uvízlých nákladů, pak je samozřejmě vhodné, aby tyto přelivy prostředků co nejméně poškodily vznikající energetický trh. Hlavním kritériem tedy je, aby v minulosti utopené náklady neovlivňovaly rozhodnutí ekonomických subjektů o spotřebě energií v budoucnu - tj., aby neovlivňovaly cenu plynu nebo elektřiny.

Poplatky na úhradu uvízlých nákladů by měly být vybírány jako fixní, které by se neměnily se spotřebou ani s geografickým umístěním spotřebitele a nebylo od nich osvobození - svým způsobem by se podobaly některým daním.

To, jaké důsledky mělo nevhodné uvalení poplatků na uhrazení stranded costs, uvidíme podrobně v kapitole týkající se Kalifornské energetické krize.

Závěrečný komentář ke stranded costs

⁴⁸ M. K. Block, R. Franciosi, M. L. Olge: Electric Competition Primer - The ABCs of Stranded Costs, Goldwater Institute, 1996.

Z celé diskuse o stranded costs vyplývá, že se nejedná se o nic jiného, než o snahu bývalých monopolistů zachovat svoji monopolní pozici nebo alespoň odložit deregulace, popř. oddálit plný dopad konkurenčního prostředí na neefektivně fungující původně monopolní firmy.

Stranded costs ale ve skutečnosti nejsou ničím jiným než důkazem toho, že teorie „přirozeného monopolu“ a normativní regulace nemají žádné oprávnění a že jsou od samého svého počátku naprosto chybné. Kdyby totiž byly pravdivé, pak by problém uvízlých nákladů nikdy nenastal, protože žádné investice by nebyly nikdy vynaloženy méně efektivně než na konkurenčním trhu a přirozeně monopolní firmy by se pouze těšily na vstup konkurenčních společností, protože ty by je nikdy nemohly vytlačit z trhu. Jestliže tomu tak není, pak neexistuje nic takového jako přirozené monopoly a regulace jakéhokoliv odvětví přináší více škody než užitku. Jelikož v důsledku regulací nebyl a není spokojen nikdo (spotřebitelé, potenciální konkurenti a koneckonců i regulované firmy), pak nastal nejvyšší čas ke skutečné změně. Jestli k ní došlo a dochází v Evropě (když už jsme naznačili, že v USA má deregulace velké problémy) je třetí následující kapitoly.

Kapitola 2: Analytický dynamický model elektroenergetického trhu

V této kapitole podáme krátký výklad o energetickém trhu z pohledu obecné neoklasické teorie. Z analytického pohledu se lze na elektroenergetický trh podívat jako na kterýkoliv jiný trh se statky dlouhodobého užití – tj. se statky kapitálovými. Kapitálem jsou v případě energetického trhu elektrárny a elektroenergetické sítě. K pochopení fungování takového trhu je zapotřebí se pustit do oblasti dynamických modelů. Variabilními vstupy jsou kromě práce také paliva. V užším pohledu na elektroenergetický trh – tj. jako na trh se silovou elektřinou je pak kapitálovým statkem výroba elektřiny, tedy elektrárna (tedy množství instalovaného výkonu). To bude také trh (silová elektřina), kterému se budeme podrobně věnovat. Zde budeme prezentovat jednoduchý analytický rozbor, který ale podá velmi dobrou intuici a dojem o tom, co se na reálném elektroenergetickém 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:

$$pf_K - r - q_t \delta - rq_t + \dot{q}_t = 0$$

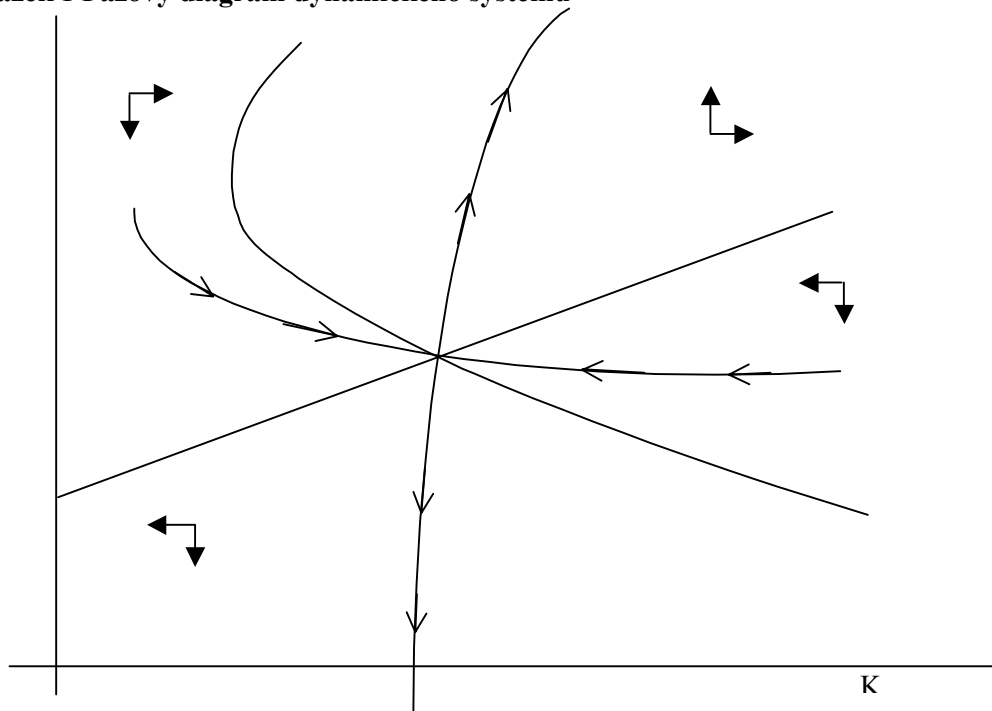
$$6) pf_K - r - (\delta + r)q_t + \dot{q}_t = 0$$

Výsledkem je tedy soustava rovnic 5 a 6, která tvoří dynamický systém, který se dá zakreslit na tzv. fázovém diagramu. Na horizontální ose je vyneseno množství kapitálu (instalované kapacity) na vertikální se vynáší 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

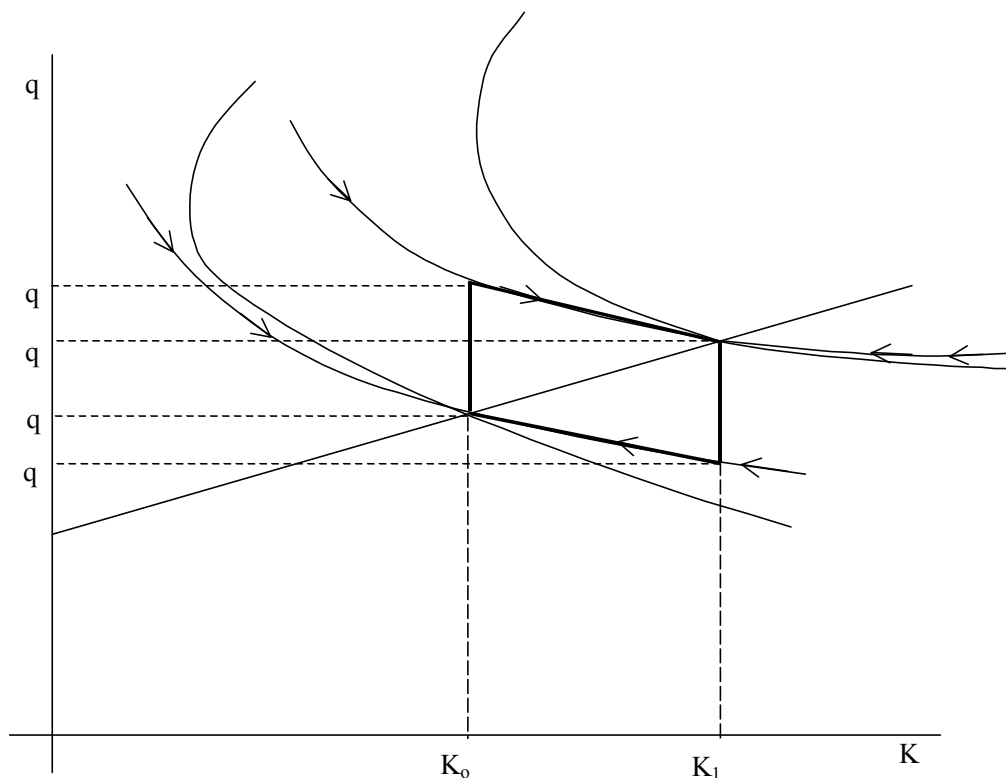
křivek, které vyznačují souhrn bodů, v nichž se nemění množství kapitál (rostoucí křivka v grafu) ani současná mezní hodnota kapitálu (klesající křivka v grafu).

Obrázek 1 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.

Obrázek 2 Komparativní dynamika modelu



Po zvýšení cen elektřiny na trhu dojde k posunu dlouhodobé rovnováhy doprava nahoru. Jelikož není možné změnit skokově množství kapitálu, tak tržní rovnováha byla udržována

vzestupem cen aktiv a množství kapitálu se postupně nové rovnováze teprve postupně přizpůsobuje (v takové situaci se nacházejí v současné době některé trhy v USA, kdy po skokovém zvýšení cen elektřiny vyvolaném dlouhodobým podinvestováním energetického sektoru se zvýšily ceny energetických aktiv a postupně roste jejich množství, čímž se také postupně snižuje jejich cena).

Je ovšem také možný opačný scénář, který se realizuje na rozdíl od USA v Evropě. Díky přeinestovanosti evropských energetických společností došlo po deregulaci prudkému poklesu cen elektřiny na velkoobchodních trzích. To v našem modelu vyvolá posun dlouhodobé rovnováhy doleva dolů s naprosto opačným průběhem dynamického procesu, než jsme popsali výše. Na obrázkou jsou obě trajektorie pohybu vyznačeny tučně.

Přes svoji jednoduchost nám použitý model dává výsledky, které, jak ještě v následujících kapitolách uvidíme, plně odpovídají empirickým důsledkům deregulačních procesů.

Tam, kde z jakýchkoliv příčin je před jejím provedením podinvestovaná výrobní část elektroenergetického sektoru, dojde po deregulaci k vzestupu cen elektřiny. To vyvolá vlnu investiční aktivity, která zvýší množství kapitálu v sektoru a tím nakonec i cenu elektřiny a výrobních aktiv. Jelikož však je energetika obor, ve kterém stavba elektráren netrvá úplně nejkratší dobu a navíc je otázka cen velice zpolitizována, pak časová diskrepance mezi vzestupem cen, investicemi a poklesem cen může být natolik dlouhá, aby mnoho politiků „ztratilo trpělivost“ a začalo opět zasahovat do energetiky se zdůvodněním, že deregulace „nefunguje“, tj. že se neosvědčila.

Naopak, tam, kde z jakýchkoliv důvodů, byla elektroenergetika před otevřením trhu přeinvestovaná, dojde po deregulaci – byť provedenou naprosto stejně nebo obdobně jako v předchozím případě – k výraznému poklesu cen. Tím také dojde k prudkému poklesu investic do elektroenergetiky a ke snižování kapacit – tj. zavírání elektráren a propouštění. Teprve, když množství kapacit poklesne, ceny se postupně „vzpamatují“ a začnou pomalu růst. Politici pak plesají, jak oni dobře elektroenergetiku deregulovali, neboť postupovali rozvážně a „vytvořili správný regulační rámec“, pro její fungování.

Obojí vývoj je však pouze ukázkou působení tržních sil, které vyrovnávají nabídku a poptávku po statcích dlouhodobé spotřeby. Jak je ale vidět a ještě to několikrát uvidíme, tak stejný tržní proces může mít značně různé důsledky pro vnímání deregulace mezi politiky, energetiky a konec konců i mezi obecnou veřejností.

Tato analýza však nezohledňuje jednu důležitou skutečnost – vliv monopolu na neefektivní činnost jednotlivých společností a naopak vliv konkurence na snižování nákladů. Nicméně vliv přebytku nebo nedostatku kapacit na vývoj cen na elektroenergetickém trhu je v krátkém období mnohem významnější a pro představu, co se na některých elektroenergetických trzích děje po deregulaci, nám poskytuje dostatečnou intuici. A právě o deregulaci a její vliv na trh v krátkém období nám v této práci jde především⁴⁹.

⁴⁹ Pro analýzu dlouhodobých důsledků deregulace na ekonomiku jednotlivých firem viz např. M. Zajíček: Konkurence v českém plynárenství, LI, 1999.

Kapitola 3: Evropské směrnice o energetice

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

Ačkoliv byl energetický sektor jedním z prvních, které byly v Západní Evropě integrovány (viz založení ESUO), patří mezi poslední, které jsou liberalizovány. Nejpravděpodobněji to bylo vyvoláno existencí silných mýtů, které se v energetice během posledního století vytvořily a které dodnes nejsou zcela vyvráceny a překonány. Ačkoliv se energetiky týkalo několik směrnic a opatření z předchozích dob (o některých z nich se zmíníme později), vypracovala Evropská komise první zprávu o vnitřním trhu s energií až v květnu 1988. Předpokládala v ní liberalizaci Evropského energetického trhu (v žargonu EU se ke slovu liberalizace přidává přídavné jméno „rozsáhlá“). Tato liberalizace se měla týkat zejména plynárenství a elektroenergetiky. Následně byly zahájeny práce na vytváření směrnic o vnitřním trhu s elektřinou a plynem⁵⁰.

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

V lednu 1991 došlo k velmi významnému posunu směrem ke konkurenční elektroenergetice a plynárenství, ačkoliv tato skutečnost je velmi málo známá a není téměř nikde zmiňována - došlo ke zrušení Směrnice 75/404/EEC z roku 1975, která zakazovala používání zemního plynu v elektrárnách! Je neuvěřitelné, že tato směrnice mohla platit 15 let. Byla pohrobkem mnoha nesmyslných opatření proti „energetické krizi“ v 70. letech. S vědomím této skutečnosti je nutné se dívat na (ne)rozvoj výroby elektrické energie z plynu v 80. letech a na vývoj v 90. letech. Dalšími směrnicemi týkajícími se energetiky byly Směrnice o transitu elektřiny přenosovými sítěmi (90/547/EEC) a Směrnice o transitu zemního plynu (91/269/EEC). Jejich záměrem bylo umožnit výměnu elektřiny a plynu mezi sousedními státy⁵¹.

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

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

Hlavním objektem našeho zájmu budou již zmíněné Směrnice 96/92/EC a Směrnice 98/30/EC. Musíme si při jejich popisu a hodnocení uvědomit, že Evropské směrnice jsou výsledkem dlouhého schvalovacího procesu, do kterého zasahuje velké množství zájmových a lobbyistických skupin nejrůznějšího charakteru, které se snaží prosadit své zájmy. Směrnice jsou pak výsledkem kompromisů či účelových koalic těchto skupin a jejich základní

⁵⁰ Původně měla být obě odvětví deregulována a liberalizována společně a pravidla měla být stanovena v rámci jedné společné směrnice. Tak vznikla Směrnice 90/377/EEC ze dne 26. června 1990 (viz text). Nicméně z politických důvodů došlo k oddělení úprav obou odvětví a následně ke schválení samostatných směrnic a k oddělenému postupu.

⁵¹ V případě elektroenergetické směrnice jde o jakousi obdobu Order 888 FERC (Nařízení 888 Federálního elektroenergetického regulačního úřadu), který znemožňuje bránit wheelingu.

charakteristika by se dala vyjádřit českým příslovím: „Aby se vlk nažral a koza zůstala celá“. Proto v obou směrnících najdeme taková ustanovení, která umožňují velice rychle a razantně liberalizovat odvětví, pokud k takovému postupu existuje dostatečná politická vůle. Zároveň však obsahuje i taková ustanovení a pravidla, která efektivně znemožní nebo alespoň zpomalí jakoukoliv deregulaci a liberalizaci, pokud na tom někdo bude mít zájem. Proto můžeme být často svědky, jak se obě strany sporu o deregulaci a liberalizaci ohánějí různými vzájemně protichůdnými ustanoveními této Směrnice a vzájemně si vytýkají „neevropskost“. Při popisu Směrnice se budeme řídit následujícími zásadami:

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

Elektroenergetická směrnice

Základní charakteristika

- 1) Směrnice se týká výroby, přenosu, distribuce a dodávky elektřiny. Stanoví pravidla týkající se organizace a fungování elektroenergetiky, přístupu na trh, kritérií a procedur veřejných soutěží a poskytování povolení a provozování soustav. Pro ČR je tak relevantní celý její obsah.
- 2) Jako obvykle, stejně jako ve všech ostatních směrnících se i v této skloňují ve všech pádech slova transparentní, nediskriminační a objektivní - ve skutečnosti záleží na tvrdosti autorizačních kritérií či podmínek připojení, na vybraném modelu deregulace a na konkrétních pravidlech a ještě více na jejich dodržování a vynucování, jaký doopravdy vznikne trh a zda-li vůbec. Nicméně hlavním cílem Směrnice, který je artikulován v Čl. 3, odst. 1., je vytvoření konkurenčního trhu s elektřinou.
- 3) V článku 7 odst. 4 se mluví o tom, že provozovatel přenosové soustavy, pokud je součástí integrovaného elektroenergetického podniku⁵² musí být ve své činnosti

⁵² Směrnice definuje následující pojmy:

výrobce = fyzická nebo právnická osoba vyrábějící elektřinu

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

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

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

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

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

koncoví zákazníci = zákazník nakupující elektřinu pro svou potřebu

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

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

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

integrovaný elektrický podnik = vertikálně nebo horizontálně integrovaný podnik

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

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

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

nabídkové řízení =

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

dodávka = prodej elektřiny zákazníkům

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

nezávislý na ostatních činnostech nesouvisejících s přenosem alespoň co se týče organizace a rozhodování. Tj. nepožaduje se majetkové oddělení přenosových a distribučních aktivit od ostatních aktivit na elektroenergetickém trhu. Pžaduje se také vedení odděleného účetnictví pro jednotlivé aktivity.

- 4) V článku 5 je zpracován způsob zajišťování nových výrobních kapacit. Jedná se o typický příklad bruselské nedůvěry v tržní uspořádání. Každá členská země si tak podle Směrnice musí vybrat mezi dvěma systémy – nabídkovým postupem (tendering procedure) a autorizačním postupem (authorization procedure). Nabídkový postup vychází z principu, že nabídku nových elektráren zajišťuje stát nebo jím pověřený subjekt pomocí výběrových řízení. To není nic jiného než centrální plánování se svými národohospodářskými rezervami výkonu. Organizátor výběrového řízení pak zveřejňuje potřebu výstavby nových zdrojů, může specifikovat jejich parametry (tj. požadavky na bezpečnost, vliv na životní prostředí, druh primárního paliva, finanční zajištění apod.). Stejně tak stanoví kritéria, podle kterých bude vybrána vítězná nabídka. Ty musí být samozřejmě nediskriminační, např. z důvodů země původu zájemce o výstavbu. Důležitým ustanovením v rámci nabídkového postupu je určitá loophole, která umožňuje výstavbu nových zdrojů, i když plánovací orgán necítí potřebu nových zdrojů – ustanovení o nabídkové postupu se nemusí týkat autovýrobců a nezávislých výrobců. Druhou možností, jak organizovat výstavbu nových zdrojů podle směrnice je tzv. autorizační postup. Na rozdíl od předchozího modelu platí, že tím, kdo primárně rozhoduje o výstavbě nových zdrojů je výrobce, developer apod. Zájemce o výstavbu pak musí požádat o licenci=autorizaci k výstavbě a ta mu musí být při splnění podmínek udělena. Ovšem tyto podmínky byt' třeba nediskriminační (tj. pro všechny stejné) mohou být stanoveny tak, že zvýhodňují některé výrobce nebo natolik vágně, aby existoval značný prostor pro tzv. správný uvážení. V případě, že požadovaná licence=autorizace není udělena, pak musí být sděleny důvody, které vedly k odmítnutí a musí existovat možnost odvolání.
- 5) Dalším podstatným ustanovením je volba mezi jednou ze dvou možností nediskriminačního přístupu k sítím. Tato ustanovení jsou obsaženy v čl. 15 a 16. Jedná se tedy především o volbu mezi dvěma základními modely – jediný kupující (single buyer neboli SB) a přístup třetích stran (third party access neboli TPA). V případě modelu SB existuje opět státem pověřený subjekt, který vykupuje elektřinu od všech výrobců v přenosové soustavě a dále ji prodává distribučním společnostem nebo přímo spotřebitelům. Má tak faktický monopol na velkoobchod s elektřinou. Výroba je sice plně konkurenční, ale tito konkurenti soupeří mezi sebou nikoliv zájem konečných zákazníků nebo různých velkoobchodníků, nýbrž o dodávky jedinému kupujícímu. Dalším problémem je to, že ačkoliv to směrnice nikde nestanovuje, pak model jediného kupujícího je více méně spoje s modelem nabídkového postupu pro výstavbu zdrojů (i když i autorizační postup si lze v modelu SB představit). Avšak kombinace nabídkového řízení a modelu SB je více méně zachováním centrálního plánování. Jediným únikem tak je zmíněná loophole a povinnost otevřít trh alespoň pro některé zákazníky bez ohledu na zvolený model (viz podrobně dále). Druhým modelem, který Směrnice umožňuje je zmíněný model TPA. V něm se umožňuje distribučním společnostem, velkoobchodníkům a oprávněným zákazníkům uzavírat kontrakty na dodávku přímo s výrobcí nebo mezi sebou navzájem. Provozovatelé soustav (přenosových a distribučních) pak musí zveřejnit nediskriminační tarif za použití sítí a mají právo z technických důvodů odmítnou přístup do soustavy (tj. pokud v ní není dostatečná kapacita). Právě tarify rozlišují dvě varianty modelu TPA. Sjednaný TPA neboli neg(otiated)TPA znamená, že provozovatel soustavy zveřejní pouze rámcové indikativní rozmezí sazeb za použití soustavy a konkrétní výši stanoví dohodou s uživatelem soustavy. Regulovaný TPA neboli reg(ulated)TPA (někdy také nazývaný jako otevřený čili open TPA) znamená naopak zveřejnění pevných sazeb za použití sítí, které pak platí pro každého.
- 6) Pokud jde o otevírání elektroenergetického trhu, které muselo podle Směrnice proběhnout bez ohledu na zvolený model uspořádání trhu, pak postupně minimální

kroky byly Směrnicí definovány takto: od roku 1999 spotřebitelé nad 40 GWh roční spotřeby elektřiny, v roce 2002 spotřebitelé nad 20 GWh a od roku 2005 spotřebitelé na 9 GWh. Ukázalo se však při otevření trhu 19.2. 1999, že stanovené minimální limity pro elektroenergetický trh výrazně překročeny⁵³.

- 7) Ustanovením, které je z hlediska dlouhodobého rozvoje trhu velmi zajímavé je to, které umožňuje výstavbu přímých vedení a obejití tak stávajících sítí. Právě výstavba přímých vedení nebo alespoň hrozba jejich výstavby tak může v dlouhém období rozbít poslední představy o tom, že elektroenergetická síť je přirozeným monopolem.
- 8) Mnoho ustanovení Směrnice je výsledkem tlaku naprosto různých zájmových skupin. Příkladem mohou být ústupky ekologům, kteří si vymohli ustanovení, že členské státy mohou po provozovateli dispečinku výrobních zařízení upřednostňovat obnovitelné zdroje energie, naopak uhelné společnosti si vymohli, členské státy mohly po provozovateli dispečinku vyžadovat využívání domácích zdrojů (se zdůvodněním zajištění bezpečnosti dodávek).

Ustanovení, která lze zneužít proti deregulaci a liberalizaci obecně

Stejně jako u následující plynárenské směrnice existují dvě zásadní ustanovení, která jsou pro deregulaci a liberalizaci naprosto smrtelná – členské země mohou je-li to v „obecném ekonomickém zájmu“ uvalit na energetické podniky „závazek veřejné služby“. Tuto veřejnou službu je pak možné použít jako únikovou klauzuli pro omezení některých zásadních požadavků směrnice, tj. především uvolnění přístupu do sítí.

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

Stejně tak Směrnice umožňuje provádět cenovou diskriminaci ve prospěch privilegovaných spotřebitelů, opět pokud je tato diskriminace prohlášena za „obecný ekonomický zájem“. Stejně tak členské státy mohou zavést institut „dlouhodobého plánování“⁵⁴, atp.

V ustanoveních, která lze jednoduše zneužít proti liberalizaci a deregulaci, jsou si obě směrnice – tj. elektroenergetická a plynárenská velmi podobné. Proto jejich podrobnější popis ponecháme až do podrobné charakteristiky plynárenské směrnice⁵⁵.

Ustanovení Směrnice zvláště nebezpečná pro Českou republiku

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

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

⁵³ V první fázi otevírání (19. února 1999) mělo být otevřeno 23% elektroenergetického trhu, o rok později 28% a v únoru 2005 alespoň 33%. V roce 2006 se očekávalo další otevření trhů s tím, že to bude vyžadovat novou legislativní úpravu. Skutečnost však naprosto předčila očekávání a dne 19. února 1999 bylo otevřeno 66% trhu Evropské Unie, když některé země otevřely trh najednou (př. Německo, nebo severské země Švédsko nebo Norsko, které tento krok učinily již mnohem dříve).

⁵⁴ Podle Směrnice je dlouhodobé plánování plánováním potřeby investic do výrobních přenosových a distribučních kapacit v dlouhodobém horizontu s cílem uspokojit poptávku po elektrické energii a zabezpečit dodávku pro zákazníky.

⁵⁵ Zde je nutné poznamenat, že Směrnice vstoupila v účinnost 19. října 1999. Nicméně tři země si vyjednaly odklad této účinnosti. Belgie a Irsko si vyjednaly roční odklad, Řecko pak dvouletý.

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

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

Plynárenská směrnice

Základní charakteristika

- 1) Směrnice se týká přepravy, distribuce, dodávky a uskladňování zemního plynu. Stanoví pravidla týkající se organizace a fungování plynárenství, přístupu na trh a provozu plynárenských soustav a kritéria a postupy při udělování autorizací k přepravě, distribuce, dodávce a uskladnění zemního plynu. A to jak v plynné podobě, tak v kapalné (LNG), čili některé její části (zvláště problematika LNG⁵⁶) se ČR příliš netýkají.
- 2) Jako obvykle, stejně jako ve všech ostatních směrniciích se i v této skloňují ve všech pádech slova nediskriminační a objektivní - ve skutečnosti záleží na tvrdosti autorizačních kritérií či podmínek připojení a na konkrétních pravidlech a ještě více na jejich dodržování a vynucování, jaký doopravdy vznikne trh a zda-li vůbec. Nicméně hlavním cílem Směrnice, který je artikulován v Čl. 3, odst. 1., je vytvoření konkurenčního trhu se zemním plynem.
- 3) V kapitole V., která se týká rozklíčování a průhlednosti účetnictví, je stanoveno jako minimální požadavek u integrovaných plynárenských podniků (tj. podniků zabývajících se alespoň dvěma nebo více činnostmi z těžby, přepravy, distribuce, dodávky nebo uskladnění zemního plynu = tzv. vertikálně integrované podniky, nebo podniků zabývajících se alespoň jednou z činností z těžby, přepravy, distribuce, dodávky nebo uskladnění zemního plynu a neplynárenskou činností = horizontálně integrované podniky⁵⁷) oddělení účetnictví v oblasti přepravy, distribuce a uskladnění zemního plynu⁵⁸.
- 4) V kapitole VI. je zpracován přístup do soustavy. Na rozdíl od elektroenergetiky neexistuje v plynu možnost uspořádání „Jediného kupujícího“ (Single Buyer = SB). Lze si vybrat pouze mezi dvěma aplikacemi varianty „Přístupu třetích stran“ (Third Party Access = TPA)⁵⁹. Čl. 15 upravuje tzv. sjednaný přístup, ve kterém je plynárenským podnikům a oprávněným odběratelům umožněno sjednávání přístupu do soustavy tak, že tyto subjekty uzavírají smlouvy na základě dobrovolných komerčních dohod s tím, že plynárenské podniky jsou povinny publikovat hlavní obchodní podmínky pro využití

⁵⁶ LNG - liquid natural gas (česky: zkapalněný zemní plyn = ZZP) - problematika zkapalněného zemního plynu se týká především zemí, které dovážejí plyn v této formě po moři - tj. zvl. Francie a Španělsko, ale i Řecko, Itálie a Turecko.

⁵⁷ viz Směrnice, kapitola 1: „Rozsah a definice“

⁵⁸ Tzn., že vnitropodnikové samostatné účetní výkazy musí zahrnovat rozvahu a výkaz zisků a ztrát vypracované pro jednotlivé činnosti (Čl. 13. odst. 3)

⁵⁹ Terminologii SB a TPA zde přebíráme z elektroenergetiky. Varianta SB pro plyn není možná. Varianta negotiated TPA v elektroenergetice odpovídá sjednanému přístupu pro plynárenství (Čl. 15) a varianta open TPA odpovídá regulovanému přístupu (Čl. 16).

- soustavy. Čl. 16 upravuje tzv. regulovaný přístup, kdy plynárenský podnik umožňuje přístup do soustavy na základě publikovaných sazeb nebo jiných podmínek a povinností.
- 5) Podle Čl. 18 Směrnice je povinností členského státu stanovit, kdo je oprávněný odběratel (tj. takový odběratel, který má právo sám si zvolit svého dodavatele plynu podle Čl. 15 a 16)⁶⁰ s tím, že musí být za oprávněné odběratele považováni výrobci elektrické energie v tepelných elektrárnách spalujících plyn (bez ohledu na roční spotřebu) a další koneční odběratelé, jejichž roční spotřeba na každém odběrném místě činí více než 25 milionů m³ plynu. Směrnice dále stanoví postup při otevírání trhu - v polovině roku 2000 musí být otevřeno nejméně 20% trhu (tj. 20% celkové roční spotřeby plynu na celostátním trhu plynu), v r. 2003 nejméně 28% a v r. 2008 nejméně 33%. Tato ustanovení jsou stanovena jako minimální. Avšak výhody volného trhu jsou natolik velké, že jakmile jednou dojde k narušení zákonných monopolů, pak deregulaci a liberalizaci již nikdo nezastaví a půjde mnohem rychleji než se očekává.
- 6) Regulační orgán je ve Směrnici zmíněn a charakterizován velmi vágně, takže záleží na každém ze členských států, jaké institucionální uspořádání zvolí. Hlavním úkolem regulátora podle Směrnice je urychlené (do 12 týdnů) řešení sporů mezi stranami vyjednávajícími o přístupu do soustavy (tj. především situace, kdy dojde k odmítnutí přístupu ze strany majitele soustavy). Cílem regulace je vytvoření takových mechanismů k regulaci, řízení a transparentnosti, aby bylo znemožněno zneužívání dominantního postavení a loupeživé chování na úkor spotřebitelů.

Ustanovení, která lze zneužít proti deregulaci a liberalizaci obecně

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

Povinnost veřejné služby se podle Směrnice může vztahovat na bezpečnost, včetně bezpečnosti dodávek, pravidelnost, jakost a cenu dodávek a na ochranu životního prostředí. Přičemž tyto povinnosti musí být jednoznačně definovány a musí být transparentní, nediskriminační a ověřitelné. Navíc jako prostředek realizace povinností veřejné služby mohou členské státy zavést institut dlouhodobého plánování⁶¹. V tomto ustanovení se naplno projevuje neochota mnohých uznat, že právě konkurenční prostředí a vlastní zájem výrobců je tou silou, která nejvíce dopomůže ke zvýšení bezpečnosti dodávek, bezpečnosti obecně, k pravidelnosti a jakosti dodávek, ke zlepšení životního prostředí a v neposlední řadě ke snížení cen pro všechny skupiny zákazníků. Všechna zmíněná opatření ve skutečnosti vedou pouze k zajištění a ochraně výsad zákonně monopolních podniků a nikoliv k ochraně kohokoliv jiného.

Ve stejném duchu lze pojednat i o všech ustanoveních týkajících se obecného ekonomického zájmu, autorizací (např. Čl. 4), či technických pravidel a předpisů (př. Čl. 5 nebo Čl. 23).

⁶⁰ Směrnice definuje následující pojmy.

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

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

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

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

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

⁶¹ Dlouhodobé plánování je podle Směrnice definováno jako plánování dodávek a přepravní kapacity plynárenských podniků na dlouhodobém základě s cílem uspokojit poptávku po zemním plynu, diverzifikovat zdroje a zabezpečit dodávky odběratelům (viz Směrnice, kapitola 1: „Rozsah a definice“).

Pokud již bude nezbytné, aby existovaly autorizace či množství dalších pravidel, pak platí, že čím jednodušší budou a čím jich bude méně, tím lépe.

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

Dále je Směrnicí členským zemím umožněno, aby byla distribučním nebo dodavatelským podnikům uložena povinnost dodávat zemní plyn odběratelům v jisté oblasti nebo odběratelům jisté kategorie, nebo obojí. Sazby za tyto dodávky mohou být regulovány (Čl. 9). Povinnost dodávat se opět tváří jako oběť plynárenských firem, ale zase neznamená nic jiného než ochranu monopolního postavení určité firmy vůči skupině zákazníků nebo na daném území. Čl. 9 tak umožňuje zachovat výsadní monopolní systém alespoň na určité části trhu a to přesně takový systém, který má být aplikací této Směrnice rozbit.

Členský stát, který bude kvalifikován jako vznikající trh⁶² může zneplatnit (Čl. 26, odst. 2) některá ustanovení týkající se autorizace, otevírání trhu a zásobování přímými plynovody. Opět se zde vychází z mýtu, že volná konkurence je při stavbě soustav méně efektivní a pomalejší než centrální řízení. Tato derogace pouze zakonzervuje stávající stav a zpomalí rozvoj plynárenství. Naštěstí se toto ustanovení České republiky netýká.

Ustanovení Směrnice zvláště nebezpečná pro Českou republiku

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

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

Členský stát, který není přímo napojen na propojenou soustavu jiného státu⁶³ a který má pouze jednoho hlavního vnějšího dodavatele může zneplatnit (Čl. 26, odst. 1) některá ustanovení týkající se autorizace, otevírání trhu a zásobování přímými plynovody. Opět se zde vychází z mýtu, že volná konkurence je při stavbě soustav méně efektivní a pomalejší než centrální řízení. Tato derogace opět pouze zakonzervuje stávající stav a zpomalí rozvoj plynárenství. Toto ustanovení by se však při určitém extenzivním výkladu České republiky týkat mohlo. Za hlavního dodavatele se považuje dodavatel s více než 75% podílem na trhu, což je pro ČR společnost Gazprom (díky dlouhodobému kontraktu z roku 1999 se její pozice hlavního dodavatele ještě více posílila). Dodejme jen tolik, že právě konkurence vyvolá mnohem větší diverzifikaci než plánovaný státem dirigovaný postup a naopak derogace zmíněných ustanovení zpomalí rozvoj trhu a diverzifikaci zdrojů, tj. závislost na jednom dodavateli spíše zvětší.

⁶² „Vznikající trh“ je takový členský stát, ve kterém byla první komerční dodávka na základě jeho první smlouvy na dodávky zemního plynu uskutečněna nejdříve před deseti lety. Z této charakteristiky plyne, že Česká republika nemůže být uznána jako „vznikající trh“, protože naše plynárenství má mnohem delší tradici (a to i pokud se týká zemního plynu a jeho dovozu).

⁶³ Toto ustanovení se nemůže týkat České republiky, platné je pouze ve vztahu k Finsku.

Tvorba cen zemního plynu

Jako dodatek k charakteristice Plynárenské směrnice přidáme vysvětlení vývoje cen zemního plynu a jeho závislosti na ropě, neboť se jedná o často citovaný vztah, ačkoliv jeho jediným důvodem je dlouhodobá regulace plynárenství a nikoliv jiné důvody.

V současnosti jsou určujícím faktorem na plynárenském trhu dlouhodobé kontrakty na nákup plynu (téměř výlučně typu *take-or-pay*)⁶⁴, tj. takové, které má např. český Transgas uzavřen s ruskou nebo norskou stranou. Cenová problematika je v dlouhodobých kontraktech tohoto typu řešena následujícím 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 oleje⁶⁵. 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 plně závislé na vývoji cen ropy⁶⁶. 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).

Přitom je nutné říci, že tato vazba mezi cenami ropy a zemního plynu je jen historickým reziduem vyplývající 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.

⁶⁴ 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“. Proto jsou kontrakty tohoto typu tak často citovány ve všech dokumentech, které se plynárenství dotýkají.

⁶⁵ Topné oleje vznikají jako „odpadní“ produkt (tj. destilační zbytky) při zpracování ropy. Při tzv. hloubkovém zpracování ropy dochází k jejich zušlechťení na hodnotnější tzv. světlé výrobky (pohonné hmoty) – tyto technologie nejsou dosud v českých rafineriích 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 rafineriích 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).

⁶⁶ Kromě dlouhodobé závislosti na ropě se na cenách topných olejů výrazněji projevuje sezónnost (i ta ale částečně způsobena vázaností na ropu).

Kapitola 4: Elektroenergetika v Evropě v 90. letech 20. století

V této kapitole rozebereme poněkud podrobněji vývoj ve vybraných státech EU. Zaměříme se na Velkou Británii, která začala deregulovat svůj elektroenergetický sektor v Evropě jako první a prošla velmi zajímavým vývojem. Druhým státem bude SRN, především díky jeho blízkosti a vlivu na českou realitu. Zajímavostí na kterou se také soustředíme je to, že deregulace v SRN probíhá bez existence regulačního úřadu. Už jenom proto si zasluhuje vývoj v SRN naši pozornost. Španělsko je v mnoha ohledech podobné SRN, nicméně existují zde některé rozdíly – např. existence regulačního úřadu. Zajímavé je Španělsko především z toho důvodu, že český Operátor trhu byl vyvinut částečně podle vzoru španělského Omelu. Poslední skupinou zemí, kterou se budeme zabývat, jsou země Severní Evropy, kde došlo k tiché, málo spektakulární deregulaci, která má mnoho velmi zajímavých rysů a je velmi úspěšná. Na závěr kapitoly doplníme pohled na Evropu tím, že rozebereme přístup EU k problematice stranded costs. A to jako protíváhu tomu, jak přistupovali ke stranded costs regulátoři a lobbyisté v USA.

Spojené království – průzkum bojem

Organizace elektroenergetiky ve Velké Británii před (re)deregulací

Velká Británie je přímo ukázkovým případem postupné deregulace vytvořené ze shora, se silnou pozicí regulátora a relativně atomizovanou strukturou odvětví. Celý systém je zcela postaven na principu TPA, tj. tzv. nediskriminačního přístupu do přenosových a distribučních sítí, regulovaných poplatků za jejich použití a za připojení. Z důvodů této „typičnosti“ vývoje v Anglii, vlivu Anglického systému na ostatní státy (EU a především USA), ale také z důvodů podobnosti před-deregulační struktury elektroenergetiky české realitě se budeme vývoji v Anglii věnovat velmi podrobně. Nejprve popíšeme vznik státně-monopolní struktury elektroenergetiky po druhé světové válce a poté se budeme podrobně věnovat deregulačnímu úsilí, které ve Velké Británii trvá již 12 let. Přes všechny chyby, omyly a úkroky stranou a nebo možná právě kvůli nim je vývoj v Británii velkou školou.

Veřejné korporace

Po druhé světové válce nestálo socialismu v Západní Evropě nic v cestě. Pod hávem nejdříve válečného hospodářství a poté rekonstrukce poválečného hospodářství došlo k bezprecedentnímu rozkrádání soukromého majetku, likvidaci spontánních ekonomických vztahů a destrukci soukromovlastnických struktur v mnoha klíčových odvětvích ekonomik po celé Západní Evropě. V tom vývoji nebylo např. poválečné lidově-demokratické Československo nijak výjimečné⁶⁷. Vedoucí zemí byla jako v mnoha jiných případech právě Velká Británie.

Součástí tzv. poválečné rekonstrukce bylo především znárodnění klíčových sektorů ekonomiky a vytvoření tzv. veřejných korporací. Veřejná korporace byly v podstatě obchodní společnosti, která byly ovšem zřízeny ze zákona a kterým byly tímto zákonem také uloženy specifické úkoly a především jí byly darována specifická privilegia (přesně podle vzoru argumentace všech tvůrců „nepřirozeně monopolních struktur“ – viz úvodní kapitola). Veřejné korporace byly sice oficiálně nezávislé na přímé kontrole z ministerstva, ale v podstatných záležitostech (např. v investiční a rozvojové a tím i cenové politice) ministerstvem plně podléhaly.

Ve Velké Británii došlo postupně ke znárodnění Bank of England⁶⁸ a leteckých společností v roce 1946, uhelných dolů v roce 1947, vnitrostátní dopravy a elektroenergetiky v roce 1948 a plynárenství v roce 1949.

⁶⁷ Ke znárodnění klíčového průmyslu (tj. podniků nad 500 zaměstnanců) došlo v ČSR dekretem prezidenta Beneše z 28. října 1945.

⁶⁸ Anglická centrální banka založená v roce 1694 k financování tzv. Devítileté války mezi protestantskou Anglií a Francií, kterou podporovalo katolické Irsko a částečně i Skotsko. Válka

Elektroenergetika po znárodnění

Již v roce 1943 bylo zásobování elektřinou na severu Skotska soustředěno do vytvořené veřejné korporace North of Scotland Hydro-Electric Board, jejímž hlavním úkolem bylo využít k výrobě elektřiny vodní zdroje nacházející se v Highlands⁶⁹ a jednalo se o vertikálně integrovanou společnost, která zahrnovala jak výrobu, tak přenos i distribuci elektřiny.

Energetickým zákonem z roku 1947 byl zbytek elektroenergetiky reorganizován a znárodněn. Vznikla British Electricity Authority, jejíž úkolem bylo převzít a provozovat elektrárny a přenosovou síť. Stejně tak měla zabezpečovat rozvoj a financování elektroenergetického systému. Mohla i dávat příkazy v mnoha ohledech autonomním distribučním společnostem (tzv. Electricity Boards), kterých bylo v Anglii a Walesu 12 a na jihu Skotska 2. Reorganizace v jižním Skotsku proběhla na základě zákona z roku 1954, kdy byl zřízen South of Scotland Electricity Board, který vznikl ze zmíněných dvou jihoskotských distribučních společností a ze dvou výrobních divizí British Electricity Authority, které se nacházely na území jižního Skotska. Vznikla tak integrovaná elektroenergetická společnost – jihoskotská obdoba North of Scotland Hydro-Electric Board. Spolu s tím byla British Electricity Authority přejmenována na Central Electricity Authority. Tím byl také vytvořen asymetrický model britské energetiky, ve kterém platila různá pravidla pro Anglii a Wales na jedné straně a pro Skotsko na straně druhé. Tento model platí dodnes (viz dále).

Další významná organizační změna nastala o tři roky později v roce 1957 a tentokrát se týkala Anglie a Walesu. Vyplynula z Energetického zákona z roku 1957, jehož hlavním účelem byla decentralizace systému. Central Electricity Authority byla nahrazena dvěma institucemi – Central Electricity Generating Board a Electricity Council – a mnohem větší autonomie byla dána jednotlivým distribučním společnostem.

K další změně charakteru odvětví mělo dojít podle navrženého Energetického zákona v dubnu 1970 – mělo se jednat o opětovnou centralizaci elektroenergetiky. Ale díky změně vlády tento posun neprošel. Místo toho byla zcela v duchu katedrového socialismu vytvořena komise, která měla prozkoumat strukturu odvětví a navrhnout potřebné změny. Tato komise předložila svoji zprávu vládě v roce 1976. Vláda podle výsledků této zprávy navrhla novou strukturu elektroenergetiky, která byla plně centralizována – měla být zákonem vytvořena jediná vertikálně integrovaná společnost Electricity Corporation. Plně v duchu socialistického hesla – „pokud něco nefunguje díky regulaci, pak je třeba regulovat více a centrálněji“. Nicméně díky opětovné změně vlády v roce 1979 (vítězství Konzervativní strany Margaret Thatcherové) k centralizační reformě nedošlo. Místo toho vláda M. Thatcherové v červenci 1980 rozhodla, že žádná reorganizace se konat nebude, protože vláda nebyla přesvědčená o výhodnosti důsledné centralizace. Naopak počátek 80. let byl charakterizován koncem socializujících tendencí v britské ekonomice a začal postupný, klikatý, ale přece jenom jistý posun zpět k tomu, co Anglii učinilo nejsilnější ekonomiku světa v 19. století – k liberalismu. V politickém slovníku se začalo mluvit o tom, že začíná tzv. Hayekovo čtvrtstoletí.

skončila drtivou porážkou Francie a katolických rebelů. Centrální banka ovšem válku přežila a dočkala se i znárodnění. Zatím odolává i nástupu Eura.

⁶⁹ Highlands neboli Vysočina je oblast zahrnující severní část Skotska. Střední a jižní část Skotska se nazývá Lowlands a zahrnuje i průmyslová a obchodní centra jako Glasgow a Edinburgh. Kromě geografických odlišností (hornatý sever oproti pahorkatině a rovinám na jihu) jsou obě oblasti odlišné i hospodářskou a společenskou strukturou. Pokud obyvatelé Lowlands podporovali unii s Anglií, pak obyvatelé Highlands se s ní dlouhou dobu nemohli smířit. Poslední pokus Stuartovců (povstání prince Karla Eduarda – vnuka Anglického a Skotského krále Jakuba I.) získat zpět Skotský trůn tak nebyl souborem mezi Skoty a Angličany, ale souborem mezi průmyslovým, obchodnickým a moderním jihem (tj. Lowlands) a tradičním severem (tj. Highlands). Rozhodující bitva u Cullodenu v roce 1745 podle toho také dopadla – Horalé v tradičních kiltech byly rozstříleny a zmasakrovány skotskými dělostřelci v červených uniformách anglické královské armády.

Mimořádně právě v Lowlands a v jeho největších centrech vzniklo tzv. Skotské osvícenství. Jeho největší představitel Adam Smith se narodil v Kirkaldy (městečko nedaleko Edinburghu), žil a učil v Edinburghu, kde také napsal své největší dílo „Bohatství národů“. Vzniklo a rozvinulo se tam i Skotské svobodné bankovníctví.

V roce 1983 byla přijata novela Energetického zákona, ve které se poprvé objevil určitý element konkurence a budoucího modelu „deregulace“. Zmizely zákonné překážky pro stavbu soukromých energetických zdrojů, které zajišťovaly, že pouze státní podniky mohly dodávat elektřinu jako svoji hlavní podnikatelskou činnost. Od 1. června 1983, za předpokladu, že podmínky dodávek jsou „rozumné“, musely státní distribuční společnosti dát svá aktiva k dispozici pro přenos elektřiny od soukromých výrobců pro jejich vlastní potřebu nebo pro potřebu jejich zákazníků a stejně tak byly povinny tyto soukromé zdroje připojit a jimi vyráběnou elektřinu vykupovat.

Před „deregulací“ v 90. letech tak po všech reformách a úpravách vypadal britský energetický sektor následovně⁷⁰:

Central Electricity Generating Board (CEGB) vlastnil a provozoval elektrárny a přenosovou soustavu. Byl ze zákona zodpovědný za zásobování elektřinou pro regionální distribuční společnosti, kterých bylo 12. Stejně tak byl zodpovědný za dodávky trakční elektřiny pro britské dráhy⁷¹. Hlavními úkoly CEGB bylo plánování nových energetických zdrojů a přenosových kapacit včetně výzkumu, stavba nových výrobních kapacit a stavba nových přenosových vedení.

12 regionálních distribučních společností, které kupovaly elektřinu od CEGB na kvazi-velkoobchodním trhu. Jejich úkolem byla distribuce elektřiny na vymezených územích a její maloobchodní prodej konečným zákazníkům. Kromě toho ve zhruba 1000 obchodech nabízely obslužné elektrotechnické práce a různé elektrotechnické vybavení. Úloha distribučních společností v Anglii a Walesu se tak dá shrnout následovně: plánování, rozvoj a stavba distribučních sítí, prodej elektřiny a elektrotechnického vybavení a billing velkého množství zákazníků. Na konci 90. let bylo elektrické připojení téměř stoprocentní – jedinou malou výjimkou byly odlehle zemědělské farmy či jiné zemědělské usedlosti (odhaduje se, že 2 až 3 tisíce jich ještě není připojeno).

Electricity Council⁷² byl centrální úřad, jehož hlavní náplní činnosti byla formulace obecné energetické politiky. Jednalo se o „spolkový“ úřad, kde měli zastoupení jak reprezentanti výroby, tak distribuce. Hlavním úkolem Councilu byla poradenská činnost pro Ministerstvo energetiky – doslova: „aby pomohly s udržováním a rozvojem energetické soustavy na území Anglie a Walesu z důvodů zajištění efektivních, koordinovaných a hospodárných dodávek elektrické energie“⁷³. Specifickými úkoly Councilu pak byly následující. Podpora a provádění výzkumu, provádění bankovních služeb pro energetické společnosti – tj. především zajišťoval finanční prostředky pro provádění velkých investičních akcí, cenové funkce. Council musel být konzultován při stanovování jak velkoobchodních cen, tak cen na straně retailu. Zúčastnil se také tzv. sociálního dialogu, kdy zajišťoval kvazi-tripartitní jednání na úrovni National Joint Co-ordinating Council for the Electricity Supply in Great Britain, ve kterém byly rovněž zastoupeny elektroenergetické společnosti a odbory (což při síle odborů ve Velké Británii na počátku 80. let bylo velmi důležité – tato úloha s postupným poklesem významu odborů neustále klesala).

Electricity Consultative Councils⁷⁴ byly orgány, které měly na úrovni znárodněných společností zastupovat zájmy spotřebitelů. Zřízeny byly již znárodnovacím zákonem v roce 1947. Bylo jich zřízeno 15: 12 pro Anglii a Wales, 2 pro Skotsko a 1 pro Severní Irsko⁷⁵. Pro Anglii a Wales existovala také národní Electricity Consumers Council, který byl vytvořen novelou zákona z roku 1983.

⁷⁰ Jak uvidíme, tak struktura britské elektroenergetiky před její deregulací a privatizací byla velice obdobná strukturu elektroenergetiky české. Rozdílly byly velmi malé – postupně na ně upozorníme.

⁷¹ Zde je jeden z rozdílů mezi českou a britskou předreformní elektroenergetikou – zásobování Českých drah bylo v ČR zcela v kompetenci REASů.

⁷² Úřad, který by měl obdobné úkoly v ČR neexistoval a neexistuje.

⁷³ Nepřipomíná to slovník socialistických centrálních plánovačů nebo dnešních tvůrců energetické politiky, což jsou navíc v mnoha případech stejní lidé?

⁷⁴ Obdobné instituce v ČR neexistovaly.

⁷⁵ V Severním Irsku byl elektroenergetický sektor řízen státní společností Northern Ireland Electricity, což byla integrovaná společnost obdobně jako skotské společnosti (viz dále).

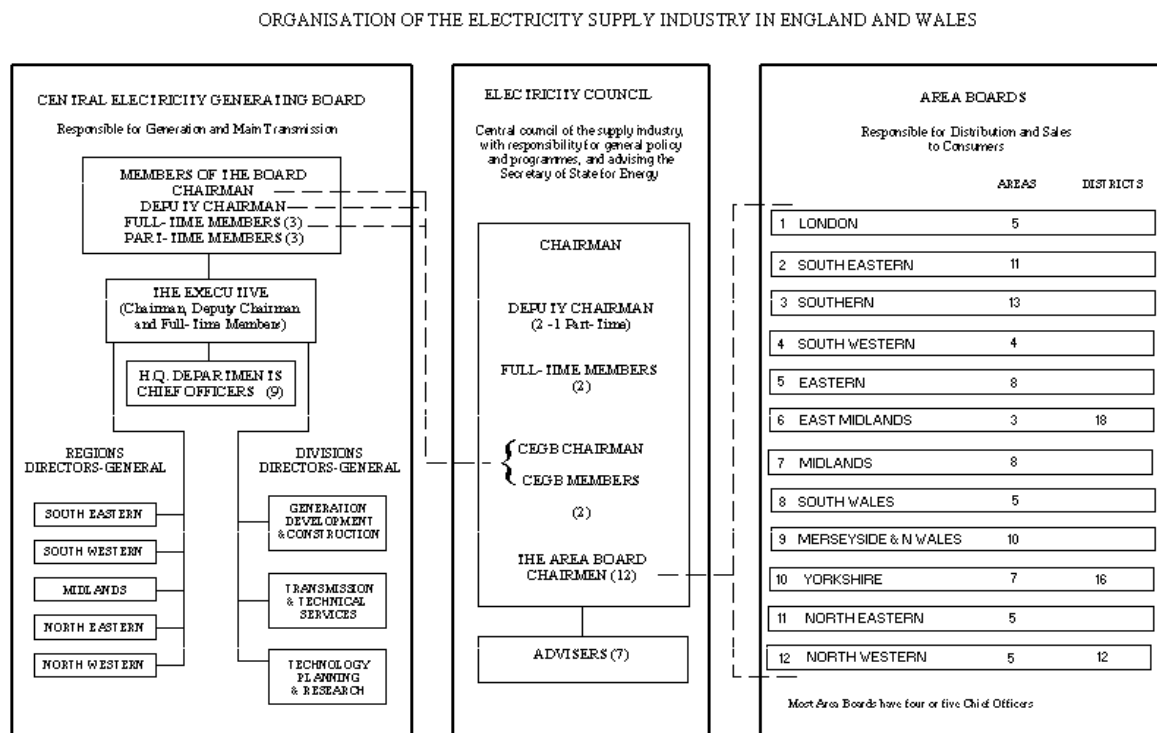
Vláda a Parlament: přestože oficiálně byla pozice znárodněného průmyslu nezávislá na exekutivě, ve skutečnosti znárodněné společnosti byly odpovědné Ministerstvu energetiky. Ministerstvo jim také mohlo dávat pokyny týkající se strategického rozvoje. Určitou autonomii měly znárodněné společnosti v oblasti provozního řízení, do kterého Ministerstvo nezasahovalo. Vliv Parlamentu byl zprostředkovaný skrze parlamentní výbory – v případě energetiky se jednalo o Select Committee on Energy.

Na následujícím obrázku je zachycen organizační diagram britského elektroenergetického průmyslu. Z této struktury pak vycházela privatizace a deregulace britské elektroenergetiky, o které budeme mluvit dále.

Hlavním motivem změn, které nastaly v britské elektroenergetice byla všeobecná nespokojenost s prací CEGB a regionálních distribučních společností, vysoké ceny za elektřinu, pozitivní zkušenosti s deregulací a liberalizací na jiných trzích (železnice, letecká doprava, bankovníctví, burzy, uhelný, ropný a plynárenský průmysl apod.) v průběhu 80. let v UK i jinde ve světě (viz jiné kapitoly). Anglie a Wales tak byly v Evropě první oblastí, kde začala „deregulace“ elektroenergetiky a stanovila tak model, který s menšími či většími úpravami postupně převzaly ostatní země i EU jako celek.

Zároveň však byla hlavním motivem i obava. Co se stane s tak klíčovým odvětvím, pokud bude do něj vpuštěna konkurence. Nezhasnou světla? Budoucnost měla dát odpověď...

Obrázek 3 Organizace elektroenergetiky v UK před deregulací



Vznik elektroenergetického trhu

Reforma elektroenergetiky začala v Británii jako jedna z posledních Thatcherovských reforem – teprve dlouho poté, co byly provedeny alespoň základní reformy v jiných sektorech⁷⁶. V únoru a březnu 1988 schválila britská vláda dva základní dokumenty – White Paper: Privatising Electricity: the Governments proposal for the privatization of the electricity supply industry in England and Wales (25. února 1988) a White Paper: Privatization of the Scottish Electricity Industry (2. března 1988). Tyto materiály se staly základem celé reformy, která začala o dva roky později. Dnem D (tzv. Vesting Day) se stal 31. březen 1990.

Pravděpodobně nikdo z těch, kteří tehdy prosazovali reformu, která byla primárně zaměřena na privatizaci a teprve druhotně na liberalizaci, netušil, co nového se ve světové elektroenergetice začíná a jak dalekosáhlé dopady bude tato reforma mít. Pravdou je to, že ze struktury odvětví popsané výše nezůstal po 12-ti letech od Vesting Day kámen na kameni. To jenom ukazuje, jak iluzorní je jakékoliv plánování i v oblasti energetiky, přesto, že v ní jsou investice do stálých aktiv prováděny na velmi dlouhou dobu. Ukazuje to jenom to, že fyzická struktura a fyzická aktiva jsou jednou věcí, jejich ekonomické využití a ekonomické či společenské struktury jsou věci naprosto odlišné⁷⁷.

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

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

Privatizace a začátek liberalizace

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

Privatizace

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

Dalším krokem k úplné privatizaci byl prodej 60% akcií společností National Power a PowerGen na burze. Ten byl proveden 12. března 1991. K dokončení privatizace klasických

⁷⁶ Privatizace telekomunikací – 1984, plynárenství – 1986 a vodárenství – 1989.

⁷⁷ Což má samozřejmě implikaci i pro ČR a pro pokusy privatizací petrifikovat českou elektroenergetiku v současné podobě na dlouhou dobu. Teorie a praktické zkušenosti ukazují, že se jedná o kontraproduktivní a nesmyslnou činnost, která má kořeny v socialistickém plánování a které vždy naprosto selhalo.

výrobních společností došlo 6. března 1995, kdy bylo uvedeno na burzu zbývajících 40% akcií National Power a PowerGen.

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

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

Offer

Offer byl vytvořen podle vzoru regulačních úřadů na jiných trzích tedy především Ofgasu, Ofwatu a Oftelu. Offer měl tak ze zákona dány značné pravomoci, že jmenování nevhodného šéfa mohlo celou ne úplně vhodně koncipovanou liberalizaci naprosto zkatit. Právě v této kritické otázce měla ale britská vláda neuvěřitelné štěstí (stejně jako v případě Ofgasu a jeho šéfky Clare Spottiswood) – za prvního (a jak se později ukázalo i posledního šéfa Offeru) jmenovala Stevena Littlechilda, ekonoma, který byl výrazně pro-liberálně orientován⁷⁸ a to výrazně v Hayekovském duchu. Tento člověk pak dostal za úkol provést liberalizaci nejregulovanějšího odvětví vůbec. Jak silnou a klíčovou roli Offer hrál uvidíme i z následujících kapitol (především v té popisující Pool, jeho konstrukci a pravidla).

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

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

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

⁷⁸ S. Littlechild je kromě mnoha článků i autorem knihy „The Fallacy of Mixed Economy“, vydané liberálním think-tankem Institute for Economic Affairs.

Tento způsob regulace se ukázal dlouhodobě jako velmi nevhodný a způsobil velké distorze v ekonomice. Destrukční účinky takto pojaté regulace a strukturální změny, které vyvolala, nejsou předmětem této práce, ale byly podrobně zpracovány v jiných materiálech⁷⁹.

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

Jaké jsou výhody a nevýhody tohoto typu regulace oproti regulaci podle oprávněných nákladů. Hlavní argumenty ve prospěch cenových čepiček jsou trojího druhu. Zaprvé, cenové čepičky jsou mnohem méně bezbranné proti x-neefektivnosti a Averch-Johnsonovu efektu⁸⁰. Protože regulovaná společnost má právo nechat si jakkoli vysoký zisk, kterého v daném období dosáhne (a musí také akceptovat jakoukoliv ztrátu), pak tento systém zachovává motivaci k dosahování výrobní efektivity spolu s incentivy pro dosahování maximálního zisku. Dále může být tento očekávaný vzrůst produktivity sdílen i zákazníky a to skrze faktor X. Ceny jsou v tomto systému nižší než by byly v systému regulace podle oprávněných nákladů ovšem bez toho, aby na to dopláceli výrobci. Za druhé, regulace pomocí cenových čepiček umožňuje regulovaným společnostem, mnohem větší flexibilitu přizpůsobovat strukturu cen v rámci koše a neexistuje žádná regulace cen pokud jsou mimo koš. To nabývá zvláštní důležitosti v případě, že jsou výchozí ceny považovány za zcela vychýlené od cen nákladových a přitom „optimální“ ceny nemohou být dosaženy a stanoveny okamžitě, protože není dostatečné množství informací o nákladech a o poptávce, stejně jako v situaci, kdy existují politické tlaky na rychlost cenového přizpůsobení. Za třetí, regulace pomocí cenových čepiček je mnohem jednodušší a to jak pro regulátora, tak pro samotné regulované firmy. Je mnohem transparentnější a pro všechny je lepší se soustředit na parametry, které jsou pro zákazníky důležité. Proto jim také nabízí větší jistotu.

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

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

⁷⁹ Viz např. Miroslav Zajíček: Konkurence v českém plynárenství, LI, 1999.

⁸⁰ Ibid – teoretický dodatek.

Pool a stabilita soustavy

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

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

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

Stabilita soustavy byla udržována poměrně komplikovaným a technokratickým mechanismem. Podpůrné služby, neboli výkon potřebný k udržení napětí a frekvence v daných úzce vymezených pásmech byly financovány tzv. poplatkem za rezervní výkon (CP = Capacity Payment), který byl přiřazen k ceně elektřiny dosahované na Poolu. Získávaly jej jak elektrárny, které v daném momentu vyráběly elektřinu, tak elektrárny, které byly pouze k dispozici pro nahrazení neočekávaného výpadku. CP se stanovoval podle vzorce $CP = LOLP \times VOLL$, kde LOLP je pravděpodobnost, že poptávka v danou hodinu nebude pokryta (Loss of Load Probability), a VOLL je hodnota ztraceného výkonu (Value of Loss Load). S oběma parametry byly od počátku problémy. LOLP byl určován podle výpočetního algoritmu společnosti National Grid. Ale tento koeficient nebyl autonomní před záměrnou činností dominantních hráčů, především před možností ovlivnění koeficientu účelovým odhlašováním elektráren z provozu a jejich opětovným nahlašováním (tzn. skrze ovlivňování hodnoty pravděpodobnosti nepokrytí)⁸¹. Druhý koeficient byl již doslova „cucán z prstu“ – byl určován regulátorem (tj. OFFERem) a měl vyjadřovat „hodnotu ztracené elektřiny pro spotřebitele“. Pomocí nastavení jeho velikosti mohl regulátor ovlivnit investice do zdrojů a aby byly optimální, musel by se trefit do tržní ceny ztracené elektřiny. To však není v silách žádného regulátora a ani OFFERu se to nikdy nepodařilo.

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

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

⁸¹ Tyto praktiky trh v Anglii a Walesu na čas ovládly a byly jedním z důvodů tvrdého zásahu regulátora proti některým společnostem – především k nařízeným divesticím – viz dále v textu.

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

- čisté obchodování s elektřinou na spotovém trhu (Poolu – viz výše), kdy nabízející nebo poptávající získali na Poolu svoji protistranu, kterou ani nemuseli znát (to ovšem nevadilo, neboť za vypořádání plateb ručil Pool);
- obchodování s energiemi prostřednictvím bilaterálních kontraktů (bilaterální kontrakt znamená, že producent elektřiny uzavře přímo s klientem smlouvu na dodávku určitého množství energie za určitou cenu po určitou dobu a v určité době), které byly umožněny vytvořením smluvního nástroje známého pod názvem „kontrakty s odchylkami“ (Contracts for Differences), které řeší problémy odchýlení se ceny na povinném Poolu a v bilaterálním kontraktu;
- zajišťovací obchody (neboli hedging), tj. obchody, které umožňují producentům energií zajistit se proti menší než očekávané poptávce klientů (např. v důsledku počasí) a jiným skutečnostem;
- obchodování s energiemi prostřednictvím obchodníků, kdy prodaná přebytečná kapacita je prodávána obchodníky na jejich vlastní riziko, tj. jsou po určitou dobu v otevřené pozici;
- obchodování s energiemi jako mandatorní producent (to se týkalo elektřiny vyráběné jadernými elektrárnami, které musí vyrábět určité množství elektřiny po celou dobu co jsou v provozu z bezpečnostních a regulačních důvodů).

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

Vývoj elektroenergetického trhu

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

Výroba

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

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

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

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

To, co však změnilo britskou elektroenergetiku nejvíce a s čím skutečně nikdo na počátku privatizace a deregulace nepočítal, byl rozvoj nezávislých výrobců elektřiny neboli IPPs=Independent Power Producers. Hlavní technologií, která se ukázala jako vítěznou pro

stavbu nových zdrojů byl paroplynový cyklus – neboli anglicky CCGT=Combined Cycle Gas Turbine. Do roku 1990 leželo na CEGB několik plánů na stavby nových jaderných elektráren. Tyto plány však s proběhlou liberalizací a deregulací byly v podstatě okamžitě smeteny ze stolu a dodnes se na něj nevrátily. Místo toho nastoupil zemní plyn ze Severního moře.

První projekty IPPs, všechny typu CCGT, byly podpořeny distribučními společnostmi, které na těchto projektech zpravidla participovaly na bázi joint venture a zpravidla s novými IPPs (do značné míry se svými dceřinými společnostmi) uzavřely dlouhodobé kontrakty na výkup jimi vyrobené elektřiny⁸². Účast distribučních společností na výrobě elektřiny však byla omezena regulačními pravidly, které jim umožňovaly zajistit si z vlastní výroby pouze 15% své poptávky⁸³. Jedinou společností, která si u regulátora (Offeru) vyjednala výjimku byla společnost Eastern Electricity. Eastern tak investovala do nového CCGT v Peterborough a Kings Lynnu. V roce 1996 tato společnost koupila pět uhelných elektráren od National Power a PowerGen o celkové kapacitě kolem 6000 MW. Tato transakce byla oběma společnostem nařazena regulátorem z důvodů vytvoření větší konkurence na elektroenergetickém trhu. Eastern se tak se 7000 MW stala čtvrtým největším výrobcem elektřiny v UK. Na rozdíl od Eastern se ostatní distribuční společnosti však postupně z oblasti výroby elektřiny stáhly⁸⁴.

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

Již zmíněnou expandující Eastern Group získala do svého vlastnictví v roce 1998 americká společnost Texas Utilities, později přejmenovaná na TXU Europe. Spolu s problémy TXU doma došlo i k omezení expanze původní Eastern Group. Z některých pozic se Eastern dokonce stáhla (především ze zahraničí⁸⁵). S těmito změnami došlo i ke změně strategie na domácím anglickém trhu.

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

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

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

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

Konečně NRG vybuďovala CCGT elektrárnu Brimsdown.

V souvislosti se snahou National Power a Powergen vstoupit do oblasti dodavatelských aktivit konečným zákazníkům (tj. nákupem dodavatelských aktivit některých distribučních společností) nařídil Offer v roce 1999 jako podmínku svého souhlasu s navrženými

⁸² Opět je tu vidět určitou podobnost s českou realitou – PPC Trmice, Teplárna Kyjov (obě CCGT, obě částečně vlastněné REASy – alespoň zpočátku), nebo ECKG Kladno (převážně uhelný zdroj i když s jednou plynovou turbínou, částečně vlastněný STE, s 20-ti letou smlouvou na výkup elektřiny). Samozřejmě rozsah těchto aktivit byl v ČR menší a i využití CCGT oproti UK okrajové.

⁸³ Žádné obdobné regulační pravidlo nebylo v ČR stanoveno. V průběhu 90. let tak podíl bývalého monopolu ČEZ na krytí domácí poptávky neustále klesal.

⁸⁴ Růst Eastern Group nebyl omezen pouze na Anglii a Wales. Eastern investovala i v zahraničí, např. v ČR, kde zakoupila minoritní byť významný podíl v SME a 80% akcií v Teplárnách Brno.

⁸⁵ Z ČR odešla Eastern postupně ve dvou krocích. Nejprve prodala svůj podíl v SME E.Onu v roce 2000. Teplárny Brno prodala v 2002 české společnosti MVV EPS, která je českou dcerou německé skupiny MVV.

akvizicemi dodavatelských aktivit další odprodeje některých elektráren. V této druhé vlně nařízených divestic koupila British Energy od National Power uhelnou elektrárnu Eggborough (2000 MW) za skoro 1 mld. USD (přesně 985mil. USD) v hotovosti a NRG převzala paroplynový cyklus v Killingholmu. V důsledku změn na trhu, nařízených odprodejů, vnitřních problémů a také zahraniční expanze dospěl management a vlastníci National Power koncem roku 1999 k zásadnímu rozhodnutí – k rozdělení společnosti. V srpnu 2000 se tak National Power rozdělila na dvě části – Innogy, která převzala veškerá výrobní aktiva ve Velké Británii kromě CCGT Deeside, a International Power, které zbyla aktiva National Power v zahraničí⁸⁶. V současnosti (jaro a léto 2002) se jedná o odprodeji Innogy německé společnosti RWE. Tento odprodej byl akcionáři Innogy již schválen. Pro RWE by se tak jednalo o významný průnik na pro ní prozatím uzavřený britský trh, což by pro ní mělo dvě značné výhody – udržela by krok se svým největším konkurentem E.On⁸⁷ a díky tomu, že RWE je vlastníkem Thames Water (která se mimochodem stala hlavním správcem vodárenských aktivit v RWE Group), pak by i v Británii mohla RWE prosazovat svoji multiutilitní strategii (viz kapitola o Německém trhu).

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

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

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

Z již řečeného je patrné, že TXU se postupně zbavovala všech svých výrobních aktiv. Kromě již zmíněných prodejů došlo i na prodej uhelné elektrárny Rugeley International Power. Jedná se o firemní strategii, jejímž cílem má být vytvoření obchodní energetické společnosti⁸⁸. V době, kdy britskému trhu dominovaly National Power a Powergen se nákup elektráren jevil jako cesta k řízení pozice Eastern na velkoobchodním trhu. V současné době je výrobní trh velice likvidní a po sérii divestic není v podstatě nikým dominován. Proto je jednodušší (alespoň podle názoru TXU) získat příslušnou kapacitu pomocí kontraktů, popř. provozovat elektrárnu a mít přístup k její výrobní kapacitě bez toho, že by elektrárny TXU sama vlastnila. TXU má provozní smlouvu (tolling deal) právě s Rugeley a velkoobchodní kontrakt s AES Drax, což jí umožňuje hrát roli určitého virtuálního výrobce elektřiny.

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

Poklesy cen silové elektřiny na Poolu a následné poklesy cen elektřiny po nástupu NETA spolu s dramatickým růstem cen zemního plynu od konce 90. let vyvolaly další vlnu restrukturalizací. Edison Mission Energy prodalo své uhelné elektrárny jiné americké

⁸⁶ Mezi nimi např. i Elektrárny Opatovice a.s.

⁸⁷ Viz kapitolu o Německém elektroenergetickém trhu.

⁸⁸ Bude zajímavé sledovat, jak tento cíl ovlivní pád Enronu, jehož cíle byly podobné.

společnosti AEP (vlastník SEEBOARD) a Entergy prodalo svojí CCGT Saltend další americké společnosti Calpine.

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

Distribuce a dodávka konečným zákazníkům

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

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

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

Zajímavé je, že první významné akvizice tohoto druhu přišly do Anglie ze Skotska⁸⁹. První společností, která expandovala mimo své bývalé vymezené území a koupila jinou bývalou PES byla Scottish Power, která v říjnu 1995 koupila Manweb. V prosinci 1998 fúzovaly Southern Electric and Scottish Hydro Electric a vznikla tak společnost Scottish and Southern Energy. V červenci 1999 koupila London Electricity dodavatelské aktivity (tzv. supply business) společnosti SWEB.

Významným trendem na elektroenergetickém trhu Anglie a Walesu, se stala integrace výroby a dodavatelských aktivit. Stalo se tak především v důsledku již demonstrovaného poklesu podílu původních elektrárenských společností na trhu se silovou elektřinou. V červenci 1998 koupil Powergen East Midlands Electricity a National Power koupil dodavatelské aktivity Midlands Electricity – tato akvizice znamenala také první vlastnické oddělení distribuce a dodavatelských aktivit jedné původní PES. British Energy koupila v červnu 1999 dodavatelské aktivity SWALEC, který však o rok později prodala Scottish and Southern Energy. Po rozdělení National Power na Innogy a International Power v srpnu 2000 pokračovala Innogy v nákupech a získala v únoru 2001 dodavatelské aktivity Yorkshire Electricity a v listopadu 2001 dodavatelské aktivity Northern Electric. Stejně tak TXU Europe (bývalá Eastern Electricity) koupila v srpnu 2000 Norweb Energi. Pouze jediná původní PES SEEBOARD (vlastněná Americkou AEP) zůstala v původní podobě, což nemusí být na dlouho.

Dalším trendem je i konsolidace v oblasti čisté distribuce – hlavními motivy jsou potenciální úspory z rozsahu, redukce nákladů a možná vyšší provozní efektivita. Některé původní PESs se po prodeji svých dodavatelských aktivit přeměnily v čisté distribuční a servisní společnosti. SWEB po prodeji dodavatelských aktivit LE Group vytvořil novou distribuční společnost Western Power Distribution, která v září 2000 koupila Infralec, což není nic jiného než

⁸⁹ Nicméně jedná se o poměrně logický vývoj, neboť ve Skotsku konkurence nebyla a monopolní firmy mají tendenci expandovat do konkurenčních trhů – viz Averch-Johnsonův efekt.

distribuční síť SWALEC. Stejně tak se Midlands Electricity po prodeji svých dodavatelských aktivit přeměnila na GPU Power UK. London Electricity a TXU Europe vytvořily společný podnik 24seven, který provozuje jejich distribuční síť, ačkoliv jejich vlastnictví a příslušné licence si stále ponechaly obě mateřské společnosti tohoto joint venture. V listopadu 2001 TXU Europe ohlásila prodej svých distribučních sítí a svého 50% podílu v 24seven London Electricity. V současnosti tak existuje devět nezávislých skupin distribučních společností, nicméně další spolupráce, fúze a akvizice se dají očekávat v blízké budoucnosti.

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

Dodávka konečným zákazníkům

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

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

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

Druhá fáze otevírání trhu nastala v dubnu 1994 a zahrnovala asi 50000 středně velký odběratelů s maximálním odběrem od 100 kW do 1 MW. V současnosti je asi polovina z nich zásobována někým jiným než lokální společností.

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

Je zajímavé podívat se na ty zákazníky, kteří se rozhodli pro změnu svého dodavatele. Podle výzkumů z poslední doby, neexistuje podstatný rozdíl mezi chováním na elektroenergetickém trhu mezi těmi, kteří využívají předplacené služby oproti těm, kteří platí klasicky (tj. na účet). Stejně tak již dnes neexistuje rozdíl mezi sociálními vrstvami, který existoval zpočátku (vyšší příjmové vrstvy měnily dodavatele elektřiny častěji než nižší příjmové kategorie). Stejně tak neexistují známky toho, že zákazníci se speciálními potřebami (invalidé nebo jednočlenné rodiny) by se chovali jinak než ostatní. Jedinou skupinou, která má tendenci měnit svého dodavatele méně než ostatní, jsou penzisté. Roste také počet zákazníků, kteří změnili dodavatele vícekrát (logicky). Hlavním důvodem, proč lidé nemění svého dodavatele je spokojenost se stávajícím a neexistence nutnosti měnit dodavatele. Někteří z těch, kteří nemění svého dodavatele si také myslí, že je to velmi složité, ačkoliv ti, kteří tak skutečně udělali potvrzují, že proces změny je velmi jednoduchý. Díky konkurenci je spokojenost se současným dodavatelem elektřiny obecně velmi vysoká. Stejně tak je obecná spokojenost s dodávkami elektřiny, pokud jsou srovnávány s ostatními odvětvími. Zajímavé je, že největší spokojenost panuje s frekvencí a přesností vyúčtování⁹⁰. Stejně tak je zajímavé, že o něco menší spokojenost panuje u těch, kteří změnili dodavatele, což ale může být vyvoláno vyššími

⁹⁰ Zde leží pravděpodobně největší problém našich distribučních společností a v tom se mají ze zahraničí čemu naučit.

očekáváními a nebo tím, že lidé, kteří nezměnili svého dodavatele si obecně o něco méně stěžují⁹¹.

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

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

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

Vývoj tržních podílů

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

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

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

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

Největším tržním subjektem je Innogy, která díky akvizicím dodavatelských aktivit Midlands Electricity, Yorkshire Electricity a Northern Electric získala 19% podíl na trhu konečných zákazníků. British Gas Trading je číslo dvě s podílem 17%, následována TXU (ta vlastní Norweb Energi) s 15%. Scottish and Southern Energy díky vlastnictví dodavatelských aktivit SWALEC má tržní podíl 14%. LE Group (včetně bývalých dodavatelských aktivit SWEB) má stejně jako Scottish Power podíl 10%. Powergen Energy drží 8%, zatímco SEEBOARD 6%. Ostatní dodavatelé se dělí o zbývající 1% trhu.

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

Noví příchozí jako jsou Virgin Energy (společný podnik LE Group a společnosti Virgin), Saga, Union Energy, Severn Trent Energy a jiní získali doposud relativně malé množství zákazníků. Dohromady se jedná asi o 300000.

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

Jako důsledek konkurenčního boje se začaly tvořit nové aliance s organizacemi a firmami mimo elektroenergetický sektor jako jsou Tesco, Sainsburys, Barclays Bank, Air Miles, Goldfish, Age Concern, BT apod. Zajímavé je to, že přes určité úspěchy těchto aliancí s Tesco nebo Sainsburys při získávání zákazníků, jsou zatím dosažené výsledky výrazně za očekáváním.

⁹¹ Bez bližší analýzy není možné z tohoto faktu nic vyvozovat, neboť se jedná o klasický případ self-selection bias.

Ofgem

Na konci roku 1999 byl Offer spolu s Ofgasem zrušen, resp. oba úřady byly sloučeny do jednoho většího úřadu Ofgem, což je zkratka pro Office for gas and electricity markets. Současně s tím také odešel z funkce ředitele Offeru Steven Littlechild, který vtiskl britské elektroenergetice nesmazatelnou pečeť. Vedení převzal Callum McCarthy, který byl krátce předtím jmenován šéfem Ofgasu.

Jeho úkolem bylo zaprvé sloučit oba úřady, plně „vtáhnout“ Skotsko do Britského elektroenergetického trhu, dokončit kompletní otevírání trhu jak v elektroenergetice tak v plynárenství a především provést změnu obchodního systému na obou trzích. Pro nový obchodní systém v elektroenergetice se vžil název NETA.

Pravomoci v elektroenergetice Ofgemu jsou stejně jako v případě Offeru silné a rozsáhlé. Především převzal cenotvorné pravomoci od Offeru a reguluje ceny za přenos a distribuci elektřiny a to podle starého principu cenových čepiček, které jsou nově stanovovány každé čtyři až pět let. Dále pak uděluje licence a rozhoduje o obchodním systému, byť jeho provozovatelem je v současnosti společnost Exelon (viz dále kapitola o NETA).

RETA a NETA

Jelikož uspořádání typu Pool mělo závažné nedostatky, o nichž jsme se již částečně zmínili výše, bylo rozhodnuto vytvořit novou strukturu pro obchod s elektřinou. Pro revizi a restrukturalizaci stávajícího uspořádání byl vytvořen projekt RETA, který se postupně přeměnil na projekt NETA, ve kterém šlo nejenom o definitivní podobu nového uspořádání, ale především o jeho implementaci.

NETA neboli New Electricity Trading Arrangements kompletně změnila obchodování s elektřinou a strukturu trhu. NETA byla spuštěna po několika odkladech 27. března 2001.

Podstatným rozdílem od Poolu je to, že silová elektřina je obchodována mezi výrobcí a dodavateli především na bázi dvoustranných smluv, popř. se obchoduje na burzách s elektřinou. Pouze velice malé množství elektřiny je využito v tzv. Balancing Mechanism, skrze nějž National Grid Company (NGC) zajišťuje stabilitu soustavy (tj. v podstatě poskytuje tzv. systémové služby).

V současnosti si tak lze nakoupit elektřinu ve velkém časovém rozmezí – od několika hodin až po několik let dopředu. Existuje celá škála krátkodobých i dlouhodobých trhů, trhů s forwardy i futures a tyto trhy, které jsou z pohledu operátora systému pojednávány jako dvoustranné kontrakty, tvoří kolem 95% všech obchodů. Jednotliví účastníci trhu musí oznámit systémovému operátorovi do 11:00 předchozího dne svoji očekávanou pozici na trhu – tj. plánovanou výrobu nebo plánovaný odběr ze soustavy. Tato předběžná oznámení pozice (IPNs neboli Initial Physical Notifications) slouží k plánování provozu soustavy den dopředu, neboť ukazují pravděpodobnou situaci systému. Konečné oznámení pozice musí být provedeno do 3,5 hodin před reálným časem obchodování. Obchodní jednotkou je jedna půlhodina. Jednotliví účastníci mohou také oznámit svoji ochotu změnit na požádání operátora systému svoji výrobu nebo odběr, tj. za kolik jsou to ochotni provést a podat tak nabídku do vyrovnávacího mechanismu (Balancing Mechanism). Vyrovnávací mechanismus je doplňován také rychlými nabídkami nebo poptávkami, které pomáhají zajišťovat především lokální stabilitu soustavy nebo řešit problémy s úzkými místy v soustavě.

Účast ve vyrovnávacím mechanismu je dobrovolná, nicméně účastníci musí podepsat tzv. Balancing System Code (BSC), který obsahuje pravidla zajišťující fungování vyrovnávacího mechanismu. Operátor systému může také uzavírat smlouvy o podpůrných službách s časovým předstihem. Veškeré náklady na poskytování systémových služeb jsou placeny právě těmi, kteří podepsali BSC, a to prostřednictvím poplatku za systémové služby (BSUoS = Balancing Services Use of System). Pozice jednotlivých subjektů BSC (v ČR by byly obdobou subjekty zúčtování) je stanovena podle toho, zda-li jejich skutečná spotřeba či výroba odpovídá jejich kontrahované spotřebě či výrobě. Ty subjekty, které vykázaly odchylku, jsou penalizovány poplatkem za odchylku. Tento poplatek za odchylku se liší podle toho, zda-li je daný subjekt překoupen, tj. dodal více než měl či odebral méně než měl (tzv. long pozice), či opačně, zda-li je daný subjekt nedokoupen, tj. dodal méně než měl, či odebral více než měl (tzv. short pozice). Cena za odchylku pak zahrnuje cenu elektřiny v dané

obchodní půlhodině a případné náklady na vyrovnání systémové odchylky (tj. v podstatě náklady na podpůrné služby).

BSC je plně řízeno společností Elexon (obdoba našeho OTE), což je akciová společnost, která byla zřízena NGC, avšak je mimo její kontrolu. Rolí Elexonu je pak řízení kontraktů s poskytovateli služeb NETA, administrace NETA a zpracovávání návrhů na modifikace BSC a tržních pravidel. Tyto návrhy jsou projednávány 14-ti člennou radou reprezentující výrobce, dodavatele, konečné zákazníky, Ofgem, NCG, distribuční společnosti a nezávislé poradce.

Velikým rozdílem NETA oproti Poolu je to, že na rozdíl od Poolu, kde NGC centrálně řídil výrobní zdroje, jsou elektrárny v NETA plně samostatné, ale jsou vystaveny riziku plateb za odchylky, pokud se odchýlí od kontrahované dodávky.

Dalším rozdílem je to, že poptávková strana trhu je plně vtažena do vyrovnávacího mechanismu. Dodavatelé a spotřebitelé mohou nabízet, za jakou cenu jsou ochotni snížit svoji spotřebu a konkurovat tak elektrárnám (které v tomto případě nabízejí zvýšení výkonu).

Nové trhy

Zavedení NETA znamenalo rychlý rozvoj velkoobchodního trhu, který již nebyl svázán striktními a omezujícími pravidly Poolu. V podstatě se rozvinul trh s komoditou obdobný ostatním komoditním trhům. Rozvíjejí se spotové i termínované trhy s elektřinou, stejně jako se ustavilo množství burz, které obchodují elektřinu i příbuzné produkty.

Po zavedení NETA se vyvinuly tři hlavní burzy: UK Power Exchange (UKPX), UK Automated Power Exchange (APX) a International Petroleum Exchange (IPE). Z těchto burz nabízejí spotový trh UKPX a UK APX, zatímco UKPX a IPE nabízejí termínové kontrakty (futures). Naprostá většina obchodů na burze se odehrává na spotových trzích, neboť účastníci trhu tyto trhy využívají na doladování svých tržních pozic. Burzy jsou v provozu 24 hodin denně, sedm dní v týdnu a přístup na ně je prostřednictvím internetu.

Termínový trh na UKPX byl spuštěn v červnu 2000 a spotový trh 25. března 2001 – dva dny před začátkem NETA. Burza nabízí místo k obchodování s elektřinou, clearing a vypořádání jak pro spotové, tak pro termínové kontrakty obchodované na stejné burze. Počet členů UKPX vzrostl z 15 na 43 a jedná se o směsici výrobců, dodavatelů, obchodních společností a pěti brokerských firem.

UKPX je největší burzou z pohledu zobchodovaného objemu. V současné době na ní proběhne zhruba 850000 obchodních transakcí za měsíc a obchodované množství činí zhruba 430 GWh. Burza nabízí kaskádu produktů od termínovaných až po půlhodinové kontrakty pro dodávku 1 MW na smlouvenou dobu. Tyto kontrakty jsou obchodovány od začátku dne až do tzv. Gate Closure pro danou obchodní půlhodinu. Připravuje se zavedení obchodování s futures na období jednoho dne od 23:00 hod. do 23:00 hod. jako reakci na poptávku průmyslu, který by rád používal futures kontrakty na UKPX jako hedgeovací nástroje oproti OTC forwardům. UKPX také zavede obchodování s hodinovými bloky, které budou protipólem EFA bloků, které jsou běžně obchodníky používány a které budou doplňovat půlhodinové kontrakty na UKPX spotovém trhu.

UK APX byla spuštěna spolu s NETA a je provozována po internetu. Nabízí 24 hodinový kontinuální spotový trh. Obchodními nástroji jsou čtyř-hodinové bloky dodávek 1 MW, půlhodinové kontrakty a týdenní futures. APX nabízí plný burzovní servis – anonymní nabídky a poptávky, úvěrový management, vypořádání a cenotvorbu. V současnosti je prostřednictvím APX uzavřeno 400000 kontraktů měsíčně a zobchodovaný objem činí 80 TWh. Ve srovnání s UKPX, kde jsou denní objemy obchodů velmi stabilní, je objem obchodů na APX mnohem volatilnější.

Vedle těchto burz se vyvinula řada internetových portálů, které nabízejí obchodníkům větší výběr obchodních partnerů a jsou významné z hlediska cenotvorby v reálném čase. Enron Online (před krachem Enronu) a Spectron Live byly prvními platformami tohoto druhu. Stejně tak se jednalo o neaktivnější portály v transakcích s elektřinou. Tyto „neoficiální“ portály zvýšily likviditu trhu tím, že rozšířily počet hráčů na trhu a především umožnily se na trhu zúčastnit malým hráčům.

Naprostá většina termínových obchodů v rámci NETA probíhá formou OTC forwardů. Díky NETA likvidita na OTC trzích, a to jak z hlediska objemu obchodů tak i z hlediska nabízených produktů, podstatně vzrostla řádově o stovky procent. Stejně tak roste aktivita

obchodníků podél celé cenové křivky, což značí, že obchodníci se snaží si aktivně zajistit své požadavky na dodávku elektřiny mnoho měsíců a dokonce i let dopředu.

Pozitivem je i to, že kromě zvýšené likvidity přinesla NETA i mnohem transparentnější trh. Na trh vstoupilo množství společností, které se zaměřují na reportování cen jako jsou např. Reuters, Platts nebo Heren. Ceny forwardů jsou tak přístupné v mnoha médiích.

Současný stav trhu po zavedení NETA a přijetí Utilities Act 2000

V současné době je trh se silovou elektřinou v Anglii a Walesu velmi diverzifikovaný a zahrnuje od vertikálně integrovaných společností po společnosti vlastníci tzv. obchodní elektrárny (merchant power plants), často jen jednu jedinou. V současnosti se na trhu vyskytuje 38 společností, které jsou považovány za významné producenty elektřiny.

Díky rozvoji plynových elektráren se významně změnil palivový mix a v současnosti je 34% elektřiny vyráběno z uhlí, 35% z plynu, 15% z jádra, 5% elektřiny je dováženo⁹², 4% z ropy či jejích derivátů a zbývajících 7% zahrnuje elektřinu z obnovitelných zdrojů a přečerpávacích vodních elektráren.

Klíčovou pozici má společnost National Grid, jejímž hlavním úkolem je udržovat stabilitu elektroenergetického systému Anglie a Walesu a to jak na národní, tak na lokální úrovni. Spolu s EdF je vlastníkem a operátorem propojovací kabel mezi Anglií a Francií. Stejně tak spolu se Scottish Power a Scottish and Southern Energy vlastní a provozuje propojovací kabel mezi Anglií a Skotskem. V současné době se uvažuje o výstavbě nových propojovacích kabelů především do Irska, Nizozemí nebo Norska⁹³.

Distribuce přesně podle deregulačního mainstreamu zůstává považována za monopolní licencovanou aktivitu. Existuje 9 distribučních společností, které vyvíjejí činnost ve 12 vymezených územích. Distribuční společnosti musí mít pro každou vymezenou oblast specifickou licenci. Stále mají povinnost připojit jakéhokoliv zákazníka a tato připojení udržovat. Podle Utilities Act 2000 byly vytvořeny tzv. Distribution Network Operators, jejichž úkolem je chránit a podporovat konkurenci v dodávkách elektřiny a ve výrobě elektřiny. Stejně tak mají povinnost zajišťovat nediskriminační přístup do distribučních sítí.

Pro vstup na elektroenergetický trh je také stále zapotřebí získat licenci na obchodování s elektřinou (electricity supply licence). Neexistuje žádná povinnost dodávat, ale držitelé licence musí na požádání předložit nabídku dodávky, což je poněkud redundantní ustanovení. Dodávku elektřiny je možné provádět jakémukoliv zákazníkovi v jakékoliv oblasti za předpokladu zaplacení regulované ceny za přenos a distribuci elektřiny. Ti dodavatelé elektřiny, kteří chtějí zásobovat domácnosti musejí mít k licenci ještě speciální autorizaci pro dodávky domácnostem. Podmínkou získání takové autorizace je prokázání dostatku elektřiny pro obsluhu svých zákazníků, což může být zajištěno buď vlastní výrobou nebo kontrakty s jinými výrobci. Naprostá většina významných výrobců je aktivní i na trhu dodavatelském (tj. trhu prodeje konečným zákazníkům). Někteří z nich, jak už bylo zmíněno, si našli cestu na dodavatelský trh tím, že koupili některé z původních distribučních společností (tj. Public Electricity Suppliers neboli původně Electricity Boards). Veškeré požadované licence jsou vydávány Ofgemem.

Skotsko

Skotsko mělo již od 50. let na rozdíl od Anglie a Walesu integrovanou elektroenergetiku – tj. všechny společnosti zahrnovaly v sobě jak výrobu, přenos tak i distribuci a dodávku konečným zákazníkům. Tento stav přetrvával i po privatizaci – jenom se trochu pozpřeházela aktiva. V současnosti tak ve Skotsku operuje několik společností: Scottish Power a Scottish and Southern Electric (vznikla fúzí Scottish Hydro Electric a Southern Electric v prosinci

⁹² V tomto případě se nejedná o dovozy do UK, ale pouze do Anglie a Walesu, tj. dovozy z Francie a Skotska, které jsou propojeny každá jedním tzv. interconnectorem, neboli propojovacím kabelem či spíše kabely.

⁹³ Podobné kabely již existují např. mezi Polskem a Švédskem (vlastněno a provozováno společností Vatenfall) nebo mezi Německem a Norskem (vlastněno a provozováno společností E.On). Technologii, která je na stavbu kabelů na tak velké vzdálenosti používána je tzv. HVDC (High Voltage Direct Current) neboli vysokonapětové stejnosměrné vedení (nikoliv tedy střídavý proud).

1998), což jsou obě plně integrované elektrárenské společnosti, které jsou navíc provázány dlouhodobými smlouvami, které umožňují používat si navzájem některá výrobní aktiva (jejich účelem bylo vybalancovat před privatizací jejich výrobní portfolio). Třetí společností, která operuje ve Skotsku je British Energy, která provozuje na Skotském území jaderné elektrárny – jejich plný výkon je do roku 2005 prodán oběma Skotským společnostem. Obě jaderné elektrárny tak pokrývají asi 50% spotřeby elektřiny ve Skotsku. Pokud jde o ostatní zdroje, pak Scottish Power vlastní dvě velké tepelné elektrárny, vodní elektrárnu a několik větrných (dohromady 4050 MW instalovaného výkonu). Oproti tomu se zdroje vlastněné Scottish and Southern Electric sestávají z plynové elektrárny Peterhead a z velkého množství hydroelektráren a větrných elektráren v Highlands, dohromady 2888 MW instalovaného výkonu. Obě společnosti také investovaly do výrobních kapacit v Anglii a Walesu.

Domovské území Scottish and Southern Electric se nachází na severu Skotska v Highlands, kde obsluhuje kolem 670000 zákazníků na ploše zhruba odpovídající dvěma třetinám České republiky (54390 km²). Jedná se převážně o zemědělské oblasti, kde si dodnes mnoho lidí pamatuje, že Scottish Hydro Electric zavedla do jejich domovů elektřinu, což naprosto změnilo jejich život. To má svůj významný důsledek v poměrně značné loajalitě zákazníků ke společnosti Scottish and Southern Electric, což například pro městské oblasti u jiných společností neplatí.

Naopak domovské území Scottish Power je mnohem menší (22950 km²) a nachází se převážně v Lowlands. Nicméně obsahuje v sobě mnohem více mnohem bohatších, ale mnohem méně loajálnějších městských zákazníků – 2,1 miliónu. Stejně tak je Scottish Power propojena jedním tzv. interconnectorem (ve skutečnosti se jedná o tři vedení) s přenosovou soustavou Anglie a Walesu, tedy s National Grid. Kapacita vedení je 1600 MW. Tato kapacita je sdílena společně Scottish Power, Scottish and Southern Electric a také BNFL. Jelikož výrobní kapacita ve Skotsku převyšuje tamější poptávku a na jih od Skotska po elektřině poptávka naopak je, pak Skotské společnosti vyváží svoje přebytky do Anglie. Všechny Skotské společnosti mají samozřejmě přístup na trh Anglie a Walesu.

Tržní uspořádání ve Skotsku

Přes existenci plně integrovaných společností na Skotském elektroenergetickém trhu byl i v této části Británie zaveden systém TPA do přenosových a distribučních sítí a je možné si zvolit svého dodavatele. V současnosti má licenci k dodávkám konečným zákazníkům deset společností. Ve Skotsku se však prozatím díky tomu, že obě klíčové společnosti jsou plně integrované, nevyvinul trh obdobný tomu v Anglii a neexistuje žádný jednotný tržní mechanismus, který by byl obdobou NETA. Stejně tak 98% výroby ve Skotsku mají ve vlastnictví nebo pod smlouvou dvě výše popsané Skotské společnosti. Od roku 1990 je velkoobchodní trh regulován pomocí cenových čepiček, které stanovuje na základě konzultací se Skotskými společnostmi Ofgem. Ceny za „odchylky“ (tzv. „top-ups“, tj. za elektřinu dodanou v situaci, kdy zákazník potřebuje odebrat ze sítě dodatečnou elektřinu k množství, které si nakoupil od nějakého třetího subjektu, nebo tzv. „spills“, tj. případ, kdy třetí strana má k dispozici elektřinu navíc) jsou stejně jako v případě cen za silovou elektřinu na velkoobchodním trhu regulovány po konzultacích se Skotskými společnostmi Ofgemem.

Historicky se ceny pro Skotsko odvozovaly od cen na velkoobchodním trhu v Anglii a Walesu (tj. od cen na Poolu). Jenomže po zavedení NETA tento cenový indikátor zmizel, protože zmizela jednotná velkoobchodní cena, a proto se Ofgem se skotskými společnostmi dohodl na jiném dočasném uspořádání, které platilo pro období od 27. března 2001 do 1. května 2001. Bylo zapotřebí najít v NETA cenu, která by byla dobrým reprezentantem střednědobých až dlouhodobých cen na velkoobchodním trhu Anglie a Walesu. Dočasná cenová čepička tak byla definována jako cena silové elektřiny plus poplatek za systémové služby (tzv. BSUoS neboli balancing services use of system) minus 1,5%. Přičemž cena silové elektřiny ve vzorci byla stanovena jako vážený průměr z měsíčního indexu obchodů OTC (váha 90%), z časově váženého průměru denních cen silové elektřiny na burze elektřiny (ze 7%) a z časově vážených denních průměrů SBP=(System Buy Price) a SSP=(System Sell Price) (z 3%). Po konzultacích v průběhu odsouhlaseného mezidobí a s ohledem na zkušenosti z prvních týdnů provozu NETA a cen na různých trzích v rámci NETA došly obě

strany (tj. Ofgem a Skotské společnosti) k dohodě, že pro období od 27. května 2001 do 31. března 2002 zůstane cenový vzorec stejný. Avšak způsob výpočtu komponenty cena silové elektřiny byl pozměněn a stal se jí kompozitní index cen elektřiny na měsíc dopředu, který je vážen tak, aby reflektoval význam, který mají na trhu jednotliví market makeři – kompozitní index je odvozen od indexů cen elektřiny EFA na měsíc dopředu v Anglii a Walesu, které jsou publikovány Spectronem, Argusem, Herenem a Plattsem (jim přiřazené váhy jsou 40%, a třikrát po 20-ti%). Měsíční ceny jsou pak modifikovány cenami dosaženými pro půlhodinové intervaly na burze elektřiny UKPX.

Skotské ceny „top-up“ pak byly stanoveny jako SBP (System Buy Price) vyrovnávacího mechanismu v Anglii a Walesu plus poplatek za poskytování systémových služeb a residuální realokace cash flow, přičemž dosažená „top-up“ cena nemohla překročit cenu na Skotském velkoobchodním trhu (která byla určena podle vztahů uvedených výše). To platilo do června 2001. Od té doby je cena regulována stejně avšak cenová čepička je stanovena na úrovni 5% vyšší než je cena na Skotském velkoobchodním trhu. Skotská „spill“ cena je stanovena na úrovni SSP (System Sell Price) avšak minimální cena je 10 liber/MWh. Scottish Power a Scottish and Southern Electric také souhlasily s tím, že od malých výrobců elektřiny (tj. od těch, jejichž instalovaný výkon je nižší než 2 MW) budou vykupovat elektřinu za cenu komponenty silová elektřina z cenového vzorce určeného pro Skotský velkoobchodní trh.

BETTA

Na základě dlouhých konzultací o budoucím obchodním uspořádání ve Skotsku se Ofgem s elektroenergetickými společnostmi dohodl, že NETA by měla být rozšířena i do Skotska, aby byl vytvořen celobritský jednotný elektroenergetický trh. Podle dohod Ofgemu a Skotských společností se Skotsko se stane součástí v současné době tvořené „nové NETA“, jež ponese název BETTA (British Electricity Trading and Transmission Agreements), v roce 2004 nebo 2005. BETTA nahradí současné uspořádání ve Skotsku. Do té doby budou ve Skotsku platit současná pravidla. Nicméně k tomu, aby bylo možné NETA rozšířit do BETTA, je nutné vyřešit velké množství právních, politických a technických problémů, proto jsou jakékoliv predikce v této oblasti předčasné.

Severní Irsko

Elektroenergetika v Severním Irsku se od zbytku Spojeného království v mnoha podstatných ohledech liší. Celý systém obsluhuje relativně malé území (14000 km²) a malé množství zákazníků (1,6 miliónů lidí, což znamená asi 700000 zákazníků). Do roku 1995 byl tento systém od ostatních soustav plně izolován (především z politických a náboženských důvodů – tj. nebyl propojen ani se soustavou Irské republiky). V Severním Irsku existují pouze 4 elektrárny – Ballylumford (původně na ropné deriváty, od roku 1997 na zemní plyn, největší elektrárna v Severním Irsku), Kilroot, Belfast West (obě elektrárny jsou uhelné, Kilroot je navíc dvoupalivový systém a může využívat i ropné deriváty) a Coolkeeragh (jedná se také o elektrárnu na ropné deriváty).

V Severním Irsku existovala na počátku 90. let pouze jedna plně integrovaná elektrárnská společnost Northern Ireland Electricity (NIE), která zajišťovala výrobu, přenos, distribuci a dodávku elektřiny. V roce 1991 schválila britská vláda dokument White Paper: Privatization of Northern Ireland Electricity, podle kterého byla provedena restrukturalizace Severoirské elektroenergetiky. Právně byla pokryta vládním nařízením Electricity (Northern Ireland Order). Vesting Day pro Severní Irsko byl stanoven na 31. března 1992.

Základním krokem reformy rozdělení NIE na několik kusů – výrobní aktiva byla oddělena od zbytku NIE. Elektrárny byly rozděleny do čtyř nezávislých společností – po jednotlivých elektrárnách – a tyto společnosti byly následně privatizovány. Obě uhelné elektrárny Kilroot a Belfast West byly koupeny 31. května 1992 společností NIGEL, což byla joint venture (50:50) mezi Americkou AES a Belgickým Tractabelem. V současnosti jsou však obě elektrárny plně vlastněny AES. Největší elektrárnu Ballylumford zakoupila Premier Power, což je dceřiná společnost British Gas se záměrem ji přeměnit na elektrárnu plynovou, což se stalo v roce 1997. Nejmenší elektrárna Coolkeeragh byla zakoupena jejím managementem a

zaměstnanci (tzv. management-employee buy-out). Zbytek NIE byl prodán na burze k 21. června 1993.

V roce 1998 prošel Severoirský systém další razantní reorganizací. Regulované části podnikání Northern Ireland Electricity (NIE) byly odděleny od neregulovaných částí a dále byla vytvořena zcela nová společnost Viridian Group PLC, která neregulované části od NIE převzala. NIE se tak vlastně chová jako nezávislý systémový operátor pod jehož patronací je přenos elektřiny, a skrze svoji dceřinou společnost SONI má odpovědnost i za distribuci elektřiny. Část NIE nazývaná jako NIE Power Procurement Business byla také odpovědná za nákup elektřiny do systému (funguje tak vlastně jako jediný kupující – single buyer) od jednotlivých elektráren a stala se tak vlastně velkoobchodním market makerem.

V průběhu privatizace byla mezi NIE Power Procurement Business a výrobci elektřiny uzavřena série kontraktů neboli GUAs (Generating Unit Agreements). Elektrárny byly zavázány prodávat vyrobenou elektřinu NIE Power Procurement Business, která ji pak prodávala licencovaným dodavatelům konečných zákazníků (včetně své vlastní dodavatelské divize). Tyto dohody sice zajistily pozici jednotlivých elektráren, ale zároveň efektivně zabránily, aby do Severního Irska vstoupili noví výrobci.

Konkurence měla být zajištěna zavedením tzv. druho-stupňových licencí, což jsou licence pro dodávku elektřiny konečným zákazníkům. Ale do července 1999 byli všichni dodavatelé povinni nakupovat elektřinu právě a jenom od NIE Power Procurement Business, proto se konkurence v dodávce v podstatě nerozvinula. Proto v červenci 1999 však došlo k další razantní změně. Všichni zákazníci se spotřebou větší než 2,5 GWh ročně (26% celkové poptávky) dostali právo nakoupit elektřinu přímo od výrobce nebo od výrobce prostřednictvím druho-stupňového dodavatele. Stejně tak byli někteří výrobci vyvázáni z povinnosti dodávat NIE Power Procurement Business. Čili alespoň pro část trhu zmizel původně povinný mezičlánek NIE Power Procurement Business. Od dubna 2001 se množství takto oprávněných zákazníků postupně zvyšovalo. Od dubna 2001 všichni zákazníci se špičkovou spotřebou vyšší než 1MW nebo ti, kteří spotřebovávali alespoň 0,79 GWh ročně se stali takto oprávněnými (35% celkové poptávky, asi 720 subjektů). Ostatní zákazníci (tj. 65% poptávky) jsou většinou zásobováni NIE Supply. Přesto existuje určitá část těchto zákazníků, kteří jsou zásobováni „druho-stupňovými“ dodavateli. Pro tyto zákazníky musí NIE Supply a dodavatelé nakupovat elektřinu od NIE Power Procurement Business. Výjimkou jsou obnovitelné zdroje, u nichž toto omezení neplatí.

V roce 1995 byla Severoirská elektrizační soustava znovupropojena s irskou elektrizační soustavou. Od konce roku 2001 je také v provozu podmořský kabel HVDC do Skotska s kapacitou 500 MW (jmenuje se Moyle). V letošním roce by také měla být spuštěna do komerčního provozu elektrárna o kapacitě 600 MW stavěná v areálu elektrárny Ballylumford. Zajímavostí je to, že pro Severní Irsko byl vytvořen speciální regulační úřad OFREG neboli Office for the Regulation of Electricity and Gas.

Ostatní ostrovy – Anglický kanál a ostrov Man

Spojené království nejsou jenom hlavní dva ostrovy – Británie a Irsko, ale i ostrovy pobočné – Man v Irském moři, Jersey a Guernsey v Lamanchském průlivu (nebo chcete-li z anglického pohledu v Anglickém kanálu)⁹⁴ a pak Vnitřní a Vnější Hebridy, Shetlandy a několik samostatných pidiostrův jako např. St. Kilda v Atlantickém oceánu. Vnitřní a vnější Hebridy jsou energeticky součástí Skotska (viz výše) a ostrovy v Atlantiku (včetně Shetland se nebudeme zabývat). Zajímavé jsou pouze Man, Jersey a Guernsey.

Jersey a Guernsey

Oba ostrovy jsou obsluhovány svými vlastními společnostmi, které se nazývají Jersey Electricity a Guernsey Electricity, které jsou samozřejmě integrovanými celky.

⁹⁴ Mimochodem se jedná o jedinou oblast Anglie, která byla za druhé světové války okupována Německem. Až příliš vstřícné chování tamějších obyvatel vůči okupantům dodnes budí při vzpomínkách na druhou světovou válku značné rozpaky v ostatních částech Spojeného království.

Jersey Electricity je vlastněna paritně soukromými investory a States of Jersey (lokální vláda) a jejím hlavním úkolem je „zachovat strategickou nezávislost Jersey ve výrobě elektřiny“ (tato věta budí spíše úsměv). Zásobuje 42400 zákazníků na ostrově a její výrobní kapacita 205 MW sestává především z paroplynových turbín a dieslových motorů. Jersey je propojeno podmořským kabelem (27 km) s Francií, tj. s EDF, což umožňuje značné importy elektřiny. V roce 2001 bylo takto importováno 60% spotřebované elektřiny. Pokud se na tento fakt podíváme přes množství elektřiny, pak vlastní výroba 244,746 GWh byla doplněna 349,256 GWh dovezené elektřiny. Zájem EDF je tento podíl zvýšit až na 80 až 85 procent.

I na Guernsey má States of Guernsey vlastnický podíl v Guernsey Electricity, ale tentokrát se jedná o podíl stoprocentní. Společnost zásobuje 27479 místních zákazníků. Pro rok 2001 činila instalovaná kapacita 125,4 MW a jedná se především o plynové turbíny a dieslové motory. Opět je domácí kapacita k pokrytí poptávky nedostatečná, a proto Guernsey elektřinu dováží právě z Jersey. Poměr dovozů k domácí výrobě je však mnohem menší – 556,447 GWh dovezené elektřiny k 255,381 GWh elektřiny vyrobené.

Dnes jsou tedy oba ostrovy integrovány jako jedna síť a to jako Channel Island Electricity Grid, což je společný projekt (50:50) obou ostrovních společností, jehož cílem bylo propojení obou ostrovů a posílení přenosové kapacity do Francie. Celý projekt trval čtyři a půl roku a jeho náklady dosáhly 50 milionů liber sterlinků, nicméně jeho dokončení znamenalo dosažení výrazně levnější elektřiny z pevniny.

Man

Stejně jako u ostrovů u francouzských břehů existuje i na ostrově Man jedna integrovaná elektrárenská společnost – Manx Electricity Authority. Ta zásobuje 41 tisíc zákazníků, její instalovaná kapacita činila v roce 2001 82 MW a sestává se převážně z diesel agregátů. V roce 2000 byl dokončen 100 km dlouhý podmořský kabel, který napojuje ostrovní systém na Anglickou elektrizační soustavu. Jeho kapacita je 40 MW a jelikož spotřeba elektřiny na ostrově roste poměrně rychle (40% za posledních 10 let), pak se uvažuje o stavbě 75 MW elektrárny CCGT.

Německo – život bez regulátora

Vývoj německého trhu pro nás důležitý především pro jeho blízkost, příbuznost a hlavně pro psychologický efekt, neboť se jedná o největšího souseda, obchodního partnera a o zemi, z níž k nám přichází nejvíce zahraničních vlastníků v naší energetice.

Struktura německého trhu před deregulací

K pochopení toho, co se na německém energetickém trhu stalo a stále děje, je nutné vědět, jak byl vlastně trh s energetickými médii v SRN uspořádán v době jeho deregulace. Německá elektroenergetika byla dominována sedmi velkými regionálními společnostmi, které vyráběly zhruba 85% spotřebovávané elektřiny. Jednalo se o plně integrované společnosti v tom smyslu, že v jejich aktivitách byly obsaženy veškeré mezičlánky od těžby surovin po dodávku elektřiny či plynu konečným spotřebitelům. Do struktury těchto společností patřily však také chemické závody, telekomunikační aktivity, stavební firmy, hliníkárný a mnohé další. Jednalo se o následující společnosti – EnBW, RWE, VEW, HEWAG, BEWAG, VEAG, VIAG (resp. její elektroenergetická odnož Bayernwerk) a VEBA (resp. její elektroenergetická odnož PreussenElektra). VEAG a BEWAG byly společnosti vytvořené z energetických závodů na území bývalého NDR v roce 1991 a jejich vlastníky se staly RWE Energie (dcera RWE), PreussenElektra, Bayernwerk a několik dalších západoněmeckých utilit.

Obecně se německý elektroenergetický sektor sestává asi z tisíce společností od zcela lokálních po zmíněné regionální giganty. Jedná se o komplikovanou dvou- nebo někde i tříúrovňovou síťovou strukturu. Tato struktura je z technického pohledu překryta zmíněnými sedmi regionálními a navzájem propojenými přenosovými systémy.

Historicky byl každý lokální nebo municipální distributor odpovědný za provoz a stabilitu své sítě a za pokrytí poptávky na svém území. Tzn., že v SRN neexistuje žádný jednotný Pool (jako třeba existoval v Anglii a Walesu) či dispečerský mechanismus, kde by docházelo k celostátnímu vyrovnávání nabídky a poptávky po elektřině, ať už ve formě jednotné národní elektrizační soustavy (typu EdF) nebo ve formě institucionalizovaného národního trhu s elektřinou (např. typu NordPool). Tento základní fundament německého trhu nebyl deregulačními zákony jakkoliv změněn. Z celkového počtu společností tak více než polovina vlastní distribuční síť a kolem 330 z nich kromě distribuční sítě vlastní také výrobní kapacitu⁹⁵.

Deregulace trhu

Zmíněný deregulační zákon byl přijat v dubnu 1998 s účinností od 19. února 1999. Pro deregulaci byl zvolen model sjednaného TPA (negotiated TPA) kombinovaný s modelem jediného kupujícího (Single Buyer) pro Stadtwerke (dočasně do roku 2005). Dalším rysem je to, že ceny za přenos a distribuci jsou sice zveřejňovány v souladu s modelem negTPA, ale jsou pro každého zákazníka jiné, což způsobuje neustálé „přestřelky“ mezi společnostmi v SRN a Evropskou komisí. Rozsah otevření trhu byl poměrně překvapivě stanoven na 100%. Co je však nejzajímavějším rysem německé deregulace, který ji odlišuje od všech ostatních států v EU je neexistence regulačního úřadu.

Základem německého systému je dohoda mezi energetickými společnostmi a zákazníky – v současné době již druhá v pořadí, proto „Verbändevereinbarung Strom II“. Dohoda byla uzavřena pod patronací zástupců energetických společností tj. Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (neboli VIK), Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (neboli BDI), Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V. (neboli VDEW) a Verband kommunaler Unternehmen e.V. (neboli VKU). Tato dohoda procesně a rámcově upravuje přístup k elektroenergetickým sítím a podmínky, za nichž se tento přístup uskutečňuje. Avšak o výši ceny za přenos a distribuci rozhoduje v SRN na rozdíl od všech ostatních zemí EU

⁹⁵ Mezi tzv. malé společnosti a klasické „stadtwerke“ v SRN patří např. společnost MVV, která vstoupila do české společnosti EPS s.r.o. (99% podíl) a v současnosti pod jménem MVV EPS s.r.o. patří mezi největší teplárenské skupiny v ČR a díky koupi Tepláren Brno patří také mezi velké nezávislé výrobce elektřiny.

především dohoda mezi vlastníkem sítě a dodavatelem elektřiny – a tento systém funguje prozatím velmi dobře, čehož důkazem je celkový vývoj trhu⁹⁶.

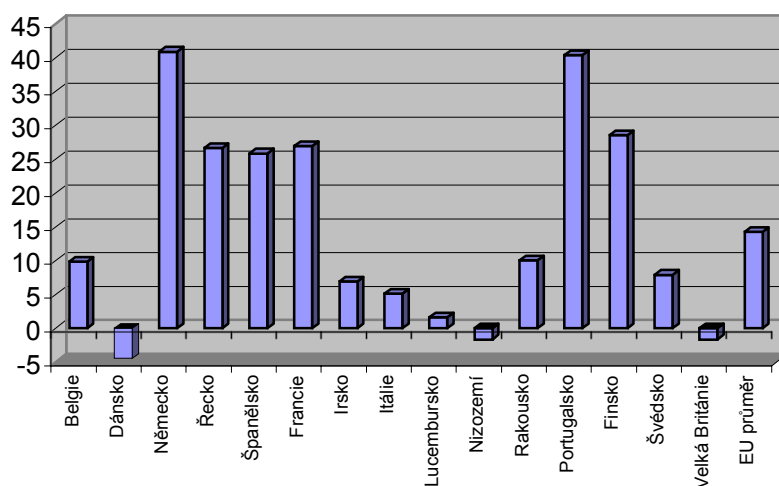
V SRN není zákonem vyžadováno jiné než manažerské a účetní oddělení přenosových a distribučních sítí od výroby a dodávky.

Stejně tak není v Německu vyžadována povinnost veřejné služby po žádném dodavateli elektřiny – tzn. že neexistuje povinnost dodávat někomu elektřinu, pokud to někdo neuzná za profitabilní či jinak výhodné (např. z hlediska PR).

Pokles cen elektřiny

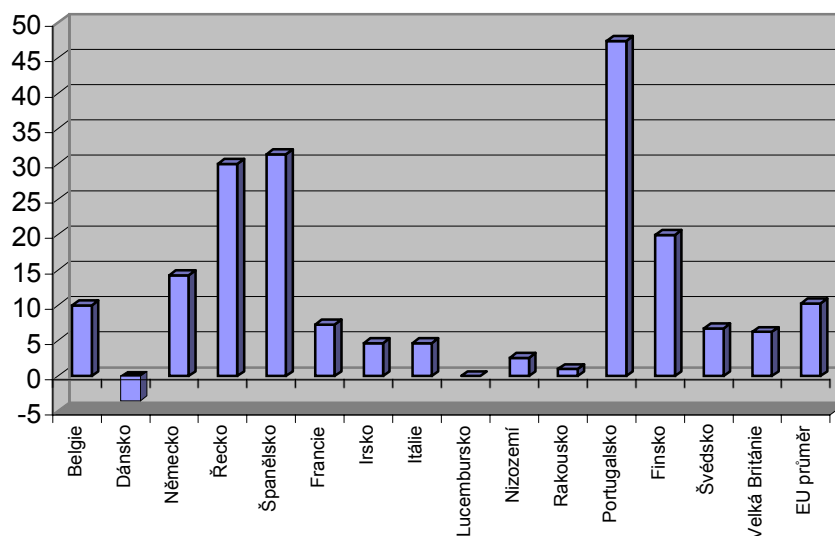
Hlavním a viditelným efektem deregulace byl pokles cen a to pro všechny kategorie zákazníků v celkové míře asi 30 – 50%. Tento pokles byl především vyvolán poklesem cen za silovou elektřinu. Na obrázcích nalezneme cenový vývoj (kladná čísla znamenají pokles cen) u elektřiny pro průmyslové zákazníky a pro domácnosti v jednotlivých zemích EU mezi lety 1995 a 2000, tj. po vstupu elektroenergetické deregulační směrnice 96/92/ECC v účinnost. Všimněme si, že pokles cen pro průmyslové zákazníky, byl největší v SRN.

Obrázek 4 Procentní pokles cen elektřiny pro průmysl



⁹⁶ Obdobně jako otevření trhu s elektřinou proběhlo i 100% otevření trhu se zemním 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 jsou Francie, Nizozemí nebo Belgie). Opět byla uzavřena dohoda o přístupu k sítím pod názvem „Verbandvereinbarung Erdgas I“ (4.7.2000).

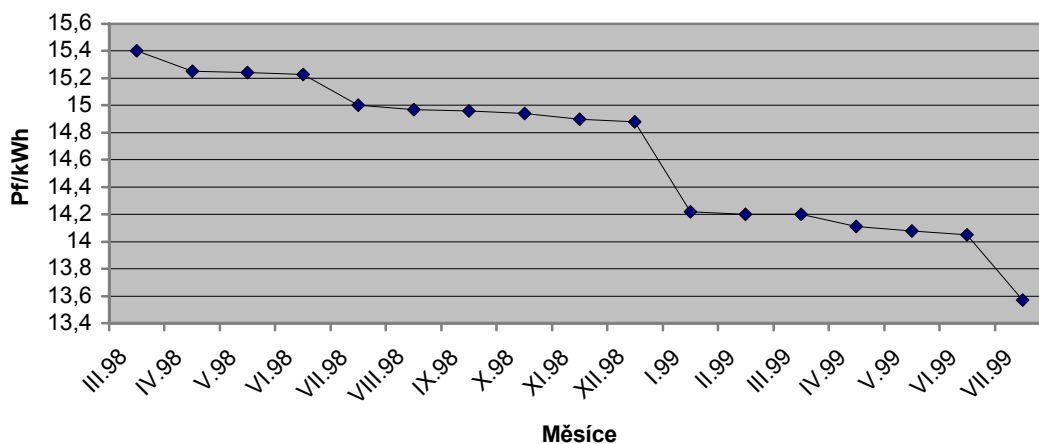
Obrázek 5 Procentní pokles cen elektřiny pro domácnosti v EU



Na pokles cen související s deregulací je možné se podívat ještě z jiného úhlu. 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. Bývalé německé elektrárenské monopoly zkrotilo 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 6 Ceny elektřiny pro průmysl před a těsně po deregulaci

Průměrná cena elektřiny pro průmysl [Pf/kWh]



Jelikož ceny za distribuci, přenos a platby za poskytování systémových služeb se nijak významněji nezměnily, došlo k zajímavému jevu: jestliže před deregulací tvořila ceny 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 známého pod zkratkou KWK.

Teplárenský zákon neboli KWK (=Kraft-Warme-Kopplung Gesetz) ze 14. května 2000 je ryze účelovou a lobbyistickou normou, jejímž účelem, jak již bylo zmíněno, je pomoci přežít některým ohroženým subjektům na německém trhu. Schválen byl v květnu 2000 s platností od 1.1. 2001 po dobu následujících čtyř let. 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.

V současné době jdou ceny za silovou elektřinu na německém trhu postupně opět postupně nahoru, ale to je částečně již tržní fluktuace, která je vlastní každému trhu, a částečně se jedná o souběh několika dalších vlivů:

- Platnost již zmíněného zákona KWK neboli Kraft-Warme-Kopplung Gesetz;
- Platnost zákona EEG neboli Zákona o přednosti obnovitelných zdrojů energie (EEG = Erneuerbarer Energien Gesetz) z 29. března 2000;
- Zavedení energetických daní od 1.1. 2001;
- Růst ceny zemního plynu, který je v SRN významným palivem pro výrobu elektřiny;
- Postupné odstavování přebytečných kapacit a srovnávání nabídky s poptávkou.

Podrobná analýza tohoto vývoje (v letech od 2000 do 2002) však není předmětem tohoto materiálu.

Pokles investiční výstavby

Důvodem poklesu cen elektřiny v Německu bylo především velké množství instalované kapacity a tím značný přebytek nabídky nad poptávkou. Pokles cen elektřiny, jak již víme z analytické kapitoly musí být následován prudkým poklesem investiční výstavby v sektoru výroby elektřiny, stejně jako lze předpokládat odstavování elektráren. Data významný pokles investic do výstavby zdrojů potvrzují.

Již od roku 1995 příjmy v odvětví staveb nových kapacit či retrofitů elektráren v letech 1995 až 2000 stagnovaly přibližně na úrovni 1,5 mld. 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. V SRN se nacházelo na počátku deregulace zhruba 10 GW instalovaného výkonu navíc. V první polovině první dekády tohoto tisíciletí lze očekávat oživení jenom díky zmíněnému KWK – tj. nahrazování starých teplárenských zdrojů modernějšími zařízeními, neboť pro teplárny byla výkupní cena elektřiny uměle zvýšena.

Očekávat rostoucí poptávku po stavbě výrobních kapacit lze očekávat až v druhé polovině této dekády a to z následujících důvodů:

- přizpůsobení nové post-deregulační rovnováže 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 postupném zastavení provozování jaderných elektráren (viz dále).

Ale to neznamená, že struktura německých elektráren bude replikována – některé segmenty trhu s turbínami nebudou oživeny vůbec.

Co lze tedy očekávat ve vývoji elektroenergetických zdrojů:

- průměrná velikost elektráren se sníží;
- out-sourcing závodních elektráren bude pokračovat (zde je prostor pro vstup IPPs);
- prosadí se více technologie CCGT;
- mikrogenerace získá větší podíl na trhu.

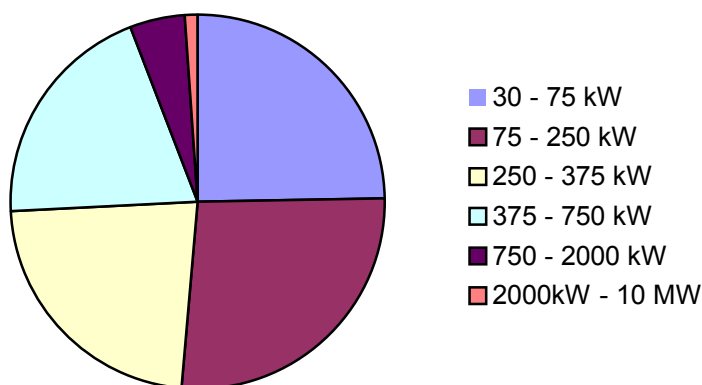
Tabulka 1 Trh výstavby nových zdrojů v r. 1999, dělení podle typu použitého paliva

typ paliva	Podíl v %
uhelné elektrárny	62,1
plynové elektrárny	34,8
jiná paliva	3,2

Tabulka 2 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 7 Prodeje generátorů v SRN v r. 2000



V SRN se tak jedná o zrcadlový stav oproti trhu v USA (viz dále). 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 nasýtí trh v USA (právě někdy v druhé polovině prvního desetiletí).

Konsolidace a restrukturalizace odvětví

Dalším jevem, který je charakteristický pro německý elektroenergetický trh je konsolidace a restrukturalizace odvětví.

EnBW

V zimě 1999 se zemská vláda spolkové země Badensko-Wurtenbersko dohodla s EdF na prodeji 25,01% akcií ve společnosti EnBW. Tato akvizice byla v únoru 2001 schválena Evropskou komisí⁹⁷. Tímto nákupem se EdF dostala na německý elektroenergetický trh přímo. Byla na něm však přítomna nepřímo již dříve, neboť se jednalo o nejvýznamnějšího dovozce elektřiny na německý trh. EnBW vyrábí asi 10% elektřiny spotřebované v SRN. EnBW začala již od počátku liberalizace hrát roli velmi agresivního hráče na německém trhu. Možná pochopila marketing elektřiny o něco dříve, než její větší a mocnější rivalové. Již od počátku vytvořila silnou značku – „Žlutá elektřina“, s jejíž pomocí se začala soustředit především na retail. V současnosti se jedná o velice silnou společnost, která může velmi těžit s podpory EdF, svého největšího vlastníka.

E.On

Ještě před několika málo lety byste firmu se jménem E.On hledali marně. Dnes se jedná o jednoho z největších světových producentů elektřiny a také firmu, která je např. generálním sponzorem fotbalového klubu Borussia Dortmund (a zprostředkovaně tak platí třeba nákupy českých fotbalistů T. Rosického a J. Kollera).

Firma E.ON vznikla v roce 2000 sloučením průmyslových gigantů VEBA a VIAG, tj. na elektroenergetické úrovni se jednalo o sloučení firem PressenElektra a Bayernwerk. Záměr na provedení této fúze byl oznámen již v létě 1999, ale skutečné provedení muselo počkat na souhlas německého antimonopolního úřadu. Tato megafúze byla první velkou reakcí na liberalizaci německého trhu. Energetické firmy byly nuceny v podstatě okamžitě změnit své chování k zákazníkům, naučit se základům marketingu a vystoupit z monopolní anonymity,

⁹⁷ Evropská komise působí jako evropský antimonopolní úřad.

naučit se s elektřinou obchodovat, řídit finanční rizika a mnohé další „maličkosti“, kterým do té doby nepřikládaly žádný význam.

Jedním z kroků, které původní monopoly musely podniknout, bylo snížení nákladů (neboť ceny elektřiny poklesly) a rozhodnutí o nové firemní strategii. Právě fúze je jednou z možných cest, jak snížení nákladů alespoň částečně dosáhnout. Podobnou cestou se v závěsu za VEBAou a VIAGem vydaly i ostatní německé elektroenergetické společnosti. RWE vzápětí ohlásilo fúzi se společností VEW (říjen 1999). Spojením VEBA a VIAG a fúzí RWE a VEW vznikly zhruba stejně velké společnosti, které se vyšvihly v evropské energetice na třetí, resp. čtvrté místo – po EDF a Enel.

V oblasti strategie se všechny společnosti vydaly také velmi podobným směrem – rozhodly se zbavit aktiv, které nesouvisejí s energetickým sektorem, a soustředit se pouze na elektroenergetiku, plynárenství, teplárenství, těžbu energetických surovin, vodárenství, komunální služby, odpadové hospodářství a služby související s energetikou (tj. provozování in-sight energetických zdrojů, obchod s energetickými médii, servis apod.).

Zdánlivě trochu stranou této konsolidace zůstaly nové spolkové země. Ale zdání může klamat. Původně na jejich území vznikly v roce 1991 dvě společnosti – VEAG a Bewag (distribuční společnost pro sjednocený Berlín) a spolu s nimi i společnost pro těžbu hnědého uhlí - Laubag. Majitelem Bewagu se stal E.On, o vlastnictví VEAGu se podělil s RWE (48,75%, resp. 32,5%), stejně jako u Laubagu (45% E.ON a 47,5% RWE). Přesněji řečeno – VEAG a Bewag vlastnili předchůdci E.ONu a „nového“ RWE. Aby vznik E.ONu a fúze RWE a VEW byly antimonopolními úřady povoleny, musely se obě skupiny zavázat k prodeji některých svých aktiv – mimo jiné právě Bewagu, VEAGu, Laubagu a HEWAGu, což je distribuční společnost na území města Hamburгу.

Na podzim 2000 tedy E.ON prodal svůj podíl v HEWAGu švédské společnosti Vattenfall a součástí tohoto obchodu byly další rozsáhlé výměny majetku – mimo jiné Vattenfall E.ONu přenechal své podíly v jiné švédské elektrárenské společnosti – Sydkraft, v dalších švédských, norských a litevských společnostech a také svůj podíl ve Východočeské energetice a.s.

Zde malou poznámku k Vattenfallu. Vattenfall se v SRN objevil poprvé v roce 1996, kdy vytvořil reprezentační kancelář Vattenfall Deutschland a krátce nato začal spolupracovat se společností Vasa Energy, která se specializovala na rozvoj IPP zdrojů. Společnost Vasa byla nakonec prodána HEWAGu, čili vlastně Vattenfallu. Neboť Vattenfall získal od města Hamburгу v roce 1999 25,1% jeho akcií v HEWAGu. V říjnu 2000, jak jsme již napsali, získal Vattenfall další akcie od E.Onu a jeho podíl vzrostl na 71,2%. Záměrem Vattenfallu bylo vytvořit z HEWAGu společnost pro další expanzi do Německa a okolních trhů, což se velice dobře shodovalo s povinnými divesticemi RWE a E.Onu.

Dalším divestičním krokem ze strany RWE a E.Onu byl tedy společný prodej podílů ve VEAGu a Laubagu, o němž projevilo zájem hned několik firem – opět Vattenfall skrze svoji dceru HEWAG, americké Southern Group (později přejmenované na Mirant), American Electric Power (AEP – americká společnost z Columbusu v Ohiu) společně s NRG, EnBW a jiné. Nakonec opět dostal v prosinci 2000 přednost Vattenfall. V případě BEWAGu prodal E.On již v srpnu 2000 svůj podíl (49%) Vattenfallu. Po arbitážním řízení, které trvalo přes pět měsíců, kdy Southern Group (vlastník 26% akcií Bewagu) napadla prodej akcií E.Onu do rukou HEWAGu z důvodů možné existence předkupního práva, pak nějakou dobu řídil Vattenfall BEWAG jako společný podnik spolu s Southern Group (obě firmy měly v Bewagu stejný podíl – 43%). Díky změně strategie Southern Group – Mirantu, který se ze svých evropských aktivit postupně zcela stahuje, došlo koncem roku 2001 k odprodeji jeho podílu (44,8%) v BEWAGu do rukou opět Vattenfallu, který tak získal majoritu (89,6%). Vattenfall tak sjednotil ve svých rukou (skrze svoji dceru HEWAG) celou bývalou energetickou soustavu NDR včetně hnědouhelných dolů. Důležité je připomenout, že VEAG má na rozdíl od zbytku SRN určité výjimky z 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). Evropská komise tento požadavek akceptovala v poněkud modifikované podobě.

Derogace bude platit do konce 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 Evropské komisi, která jej může zvrátit.

V SRN tak postupně vznikly čtyři velké oblasti – E.On, RWE, EnBW (do které vstoupila z 25% EdF) a území ovládané Vattenfallem. Územní členění je zhruba následující:

- Vattenfall – nové spolkové země plus Hamburg a okolí
- E.On – pruh SRN od Šlesvicka-Holštýnska přes Dolní Sasko až do Bavorska
- EnBW – oblast spolkového státu Badensko-Wurtembersko
- RWE – menší oblast mezi EnBW a E.Onem na jihu Německa v blízkosti Bodamského jezera a větší oblast v západní části SRN (Porýní-Vestfálsko, Porúří, Sársko)

Zároveň s konsolidací v německé elektroenergetice došlo i ke zbavování se aktivit mimo energetiku (viz zmíněné prodeje ze strany RWE v kapitole o privatizaci českého plynárenství) a k nákupům jiných energetických společností v zahraničí.

Jak již bylo naznačeno, E.ON má i své aktivity v ČR. A nejsou úplně bez tradic. Již v energetickém dávnověku (od roku 1915) dovážely elektrárny předchůdců E.ONu uhlí ze severních Čech a od roku 1972 (!) se datuje obchodování s elektřinou. To bylo z politických důvodů ukončeno v roce 2001. Od 80. let dovážel Bayernwerk z Československa zemní plyn pro své elektrárny. Po revoluci kontakty pochopitelně vzrostly a to převážně na úrovni distribučních společností, včetně nákupu jejich akcií.

Dnes E.ON vlastní nebo ovládá skrze jiné subjekty skupiny nebo spolu se subjekty jednajícími ve schodě majoritní podíly v JČE, JME. Významné podíly drží v SME (zde podíl koupil od Texas Utilities, původně Eastern Electricity), VČE (podíl byl získán od Vattenfallu) a ZČE, kde rozhodující balík dvou procent akcií drží město Plzeň – FNM a E.ON ovládají každý zhruba 48%. V SČE vlastní malý podíl. Z plynárenských společností se angažuje v JČP (kde ovládá majoritní balík akcií), JMP a ZČP.

Kromě zmíněných vlastnických podílů mezi distributory energií se skrze různé své dceřiné společnosti (především prostřednictvím bavorských distribučních společností OBAG, EVO a IAW) účastní i na dalších projektech v ČR. Nejznámějším je stavba a provozování ŠKO Energo (spolu s RWE), což je zdroj elektřiny a tepla pro automobilku Škoda a pro město Mladá Boleslav (OBAG vlastní 42,5%). Dále se jedná o stavbu a provoz Teplárny Kyjov, kde IAW vlastní 47,5% akcií, a o mnoho dalších, jako jsou Energoreal s.r.o. a SEG Silnoproudá energetika s.r.o. v západních Čechách, Energetika Invest s.r.o. v jižních Čechách, Energo Zdroj a.s. v severních Čechách a třeba SEKV Silnoproudá energetika s.r.o. apod.

Přes rozsáhlost aktivit E.On v ČR je nutné říci, že v rozsahu jeho celosvětových aktivit se jedná o maličkosti. V současnosti je dokončováno převzetí britské společnosti PowerGen. Akcionáři PowerGenu schválili převzetí E.Onem 19.4. 2002. Pro úspěch této akvizice byl E.ON ochoten obětovat leccos a to v souladu se svojí strategií stát se dodavatelem energií – neboli nejvýznamnější privátní multiutilitní společností. Odprodal nebo jedná o odprodeji velkého množství svých dceřiných společností, které nemají s energetikou příliš společného, ale které stále tvoří nemalou část obrátu celé skupiny (přes 50%). Např. se jedná o chemičku Degussa AG, hliníkárnou VAW Aluminium (prodáno HydroNorsk), nebo společnosti Klockner & Co. (odprodáno), E-Plus (odprodáno společně s podílem RWE) Stinnes, Bouygues Telecom, Connect Austria ONE, VIAG Interkom (prodáno), VEBA Oel (ropné aktivity prodány společnosti BP), MEMC (prodáno) a další. Stejně tak se nebude jednat o klasickou fúzi mezi E.Onem a Power Gen, což se v případě akvizic britských společností již stává pravidlem. Obě společnosti si zachovávají vlastní řízení, strukturu atd. Jedná se vlastně pouze o převzetí akcií.

Power Gen (jedna ze společností vzniklých rozdělením bývalého britského monopolisty – viz kapitola o anglickém trhu) před nedávnem finančně nezvládl svoji expanzi na zahraniční trhy, kterou musel řešit zpětným odprodejem některých aktiv (třeba v Maďarsku nebo Německu, kde prodal své podíly americké NRG⁹⁸, nebo v Portugalsku, kde byla kupcem RWE⁹⁹). Jeho

⁹⁸ Jednalo se o podíly ve firmách Saale Energie GmbH (SEG) a Mibrag GmbH v SRN a o elektrárny Czepel I a II v Maďarsku. Skrze Mibrag zvýšil také NRG svůj podíl v elektrárně Schkopau z 33,3 na

největším úlovkem, který mu zůstal i po dezinvesticích, byla americká společnost LG&E Energy Group usídlená ve Frankfortu v Kentucky. A ta je zřejmě hlavním důvodem zájmu E.ONu o Power Gen. Britské společnosti mají totiž díky blízkosti firemních kultur a také díky neexistenci jazykové bariéry jednodušší vstup na americký trh a toho chce E.ON využít a proniknout na velký a dnes do značné míry nenasycený trh s elektřinou v USA. Severní Amerika je rozdělena do čtyř navzájem nesfázovaných oblastí – Východ, Západ, Texas a Quebec. Východ a Západ je pak dále rozdělen do několika koordinačních oblastí. LG&E spadá do ECARu, což je oblast, která zahrnuje Kentucky, West Virginia, Indiana, východní část státu Michigan, Ohio, západní Pennsylvánii (včetně Pittsburgu) a západní část Virginie. Ze stejné oblasti pochází nám dobře známé společnosti jako je Cinergy Corp., AEP či Horizon Energy Development.

Z dalších evropských aktivit E.Onu je nutné zmínit jeho aktivity na severu Evropy, kde postupně získal 55% ve společnosti Sydkraft (díky zmíněným výměnám akcií s Vattenfalle) a s ní asi třetinu švédského trhu (tj. přímý přístup k 1,3 miliónu zákazníků) a také významný podíl ve společnosti Espoon Sahko (63,9%) .

E.On se zúčastnil také privatizací v Maďarsku a letos i na Slovensku, kde získal 49% podíl v distribuční společnosti Západoslovenská energetika a.s. V Maďarsku drží majoritní podíly v distribučních společnostech DEDASZ – 92,1% (oblast na jih od Balatonu okolo měst Nagykanizsa a Pecs) a TITAZS – 92,4% (oblast Debrecenu) a minoritní ve společnosti EDASZ – 27,7% (oblast na sever od Balatonu okolo města Győr), když stejný podíl v téže společnosti drží také EdF. Jedná se o tamější obdoby našich REASů. Také vlastní minoritní podíl v KOGAZu, což je plynárenská distribuční společnost v okolí Balatonu a města Nagykanizsa.

E.On zároveň patří mezi největší distributory plynu v SRN. Jeho podíl na trhu je zhruba jedna třetina. Nicméně, přesto, že má tak velký podíl na distribuci zemního plynu v SRN a vlastní i podobná aktiva v zahraničí, pak dlouho nevládl žádný tranzitní plynovod. Cílem E.Onu tak bylo doplnit toto zbývající aktivum. Významnou příležitostí byla privatizace Transgasu, kde ovšem E.On v přímém souboji s RWE prohrál. Proto je jeho současnou nadějí to, že se mu podaří dotáhnout do konce akvizici společnosti Ruhrgas, kde v průběhu let 2000 a 2001 postupně získával jeden podíl za druhým. Na konci roku 2001 získal dokonce majoritu. Nicméně se mu nepodařilo přesvědčit německý antimonopolní úřad, aby tuto transakci schválil. E.On využil možnosti odvolat se proti verdiktu německého protimonopolního úřadu ke spolkové vládě, která může podle německých zákonů fúzi schválit i proti názoru kartelového úřadu. Obvykle sice takto federální vláda nepostupuje, ale v tomto konkrétním případě rozhodla ve prospěch E.Onu (léto 2002). V současnosti však byla podána proti tomuto rozhodnutí federální vlády soudní žaloba. Uvidíme tedy její výsledek.

RWE

Pokud jde o již několikrát zmiňovanou společnost RWE, pak se jedná o společnost, která se svému takřka dvojčeti E.Onu velmi podobá. Stejně tak jako E.On vznikl sloučením firem VEBA a VIAG v roce 2000, tak současná RWE vznikla fúzí. Nejdříve RWE sfúzovala s firmou Lahmeyer a poté se spojila se sesterskou VEW (v roce 2000). Podmínky souhlasu antimonopolního úřadu s fúzí byly velmi podobné jako u vzniku E.Onu – zbavit se podílů ve VEAGu a Laubagu (tyto podíly prodaly RWE a E.On společně). Rozdílem bylo to, že u fúze VEBA a VEAG se všichni snažili zachovat zdání fúze „rovných“ byt' byla jasná převaha VEBAy, u RWE se nikdo o takové zdání nesnažil a jednoznačně bylo sloučení prezentováno spíše jako akvizice slabšího partnera.

66,7%. Tento nákup přišel NRG na 190 mil. USD. Díky němu, výstavbou ECKG Kladno, kde NRG prostřednictvím společnosti Matra (kterou vlastní společně s další americkou společností El Paso) drží 80% podíl a koupí poměrně významného obchodníka s elektřinou Entrade, si NRG vytvořila ve střední Evropě poměrně zajímavou skupinu. Je otázkou, zda-li se jí podaří z této skupiny vytvořit homogennější strukturu, neboť do současnosti všechny zmíněné elektrárny působí jako samostatné IPPs a Entrade s nimi svoji činnost nijak nekoordinuje.

⁹⁹ Viz kapitola o španělském trhu, nebo v části o RWE.

Stejně jako E.On, i RWE sponzoruje „svůj“ fotbalový klub: RWE si vybralo za partnera Bayer Leverkusen¹⁰⁰. Aby se dvojice německých gigantů odlišila od sebe ještě lépe, pak RWE si vybralo za svoji firemní barvu modrou, E.On červenou.

Strategie nové RWE byla zvolena podobná jako u E.Onu – soustředit se na energetiku, vytvořit multiutilitní společnost a postupně se zbavit neenergetických aktiv (nazývaných jako non-core business). To, že E.On a RWE dokáží na některých projektech a v některých oblastech spolupracovat dokázaly, nejenom společně odprodeje VEAGu a Laubagu, ale i další společné divestice vyplývající ze společné minulosti. RWE se společně s E.Onem např. zbavila svých telekomunikačních aktiv E-Plus a o.tel.o.

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

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

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

Hlavní zdroje jsou dva. Navzdory snížení cen na elektroenergetickém velkoobchodním trhu (viz výše) je energetický byznys stále spolehlivým generátorem peněz (provozní zisk z výroby a prodeje elektřiny činí pro RWE kolem dvou miliard Euro ročně). Druhým významným zdrojem je již zmíněný prodej přebytečných aktiv a majetku: pevné linky v majetku telekomunikační společnosti o.tel.o (dcerka RWE a E.On) odkoupil za 1,1 miliardy Euro koncern Mannesman (dnes vlastněný anglickým Vodafonem), kabelovou televizi TeleColumbus za 750 milionů Euro převzala Deutsche Bank, mobilního operátora E-plus koupil France Telecom za 7,4 mld. Euro, východoněmecký elektrárenský podnik VEAG včetně hnědouhelných dolů Laubag získal za 1,9 miliard Euro švédský Vattenfall, chemickou společnost CONDEA předala jihoafrickému koncernu Sasol za 1,3 mld. Euro atd.

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

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

Kdybychom měli ocenit monopolní postavení Transgasu na domácím trhu, jeho zisky a finanční toky, dostaneme se zhruba k sumě kolem 100 miliard (záleží na úrokových sazbách). Tuto sumu zhruba nabídly klasické plynárenské společnosti GdF-Ruhrigas. Vše, co je nad touto sumou, je nutné najít na straně RWE. Klíčem k pochopení vysokých cen při převzetí podniků, je nové využití stávajících aktiv (což je význam moderního slova „synergie“ – samozřejmě platí i to, že nabyvatelé mohou synergie přecenit a pak nabídnutá cena by byla za kupovaný podnik neadekvátní). RWE se díky koupi Transgasu dostalo do mnohem silnější

¹⁰⁰ Pro zajímavost – novým partnerem Bayernu Mnichov se stal další bývalý monopolista vržený do kvazi-volného kvazi-trhu – Deutsche Telekom AG.

pozice na evropském plynárenském trhu, neboť převážná většina jeho dosavadních plynárenských aktiv byla v oblasti distribuce a nikoliv transportu. Už jenom prostý fakt, že RWE kontroluje tranzit značné části dodávek zemního plynu do západní Evropy posiluje výrazně jeho pozici vůči jeho dodavatelům zemního plynu (ať už pro distribuci nebo pro plynové elektrárny). Čím bude vyjádřena tato silnější pozice ví pouze RWE. Sama RWE tvrdí, že díky úsporám ze spojení s Transgasem (především ovládnutí tranzitu a z úspor při řízení) se jí do osmi let vrátí asi pětina kupní ceny, což je kolem 25 miliard (opět záleží na ceně peněz). Pokud tedy sečteme cenu Transgasu a úspory na straně RWE, pak dostaneme zhruba nabídnutou cenu.

Zajímavou operací podobnou "odložené" divestici a restrukturalizaci skupiny bylo vytvoření společného podniku s firmou Shell, kterým se RWE de facto zbavilo rafinérií a sítě benzínových pump DEA. Společný podnik bude i nadále používat obě značky – DEA i Shell – a jeho podíl na trhu benzínových stanic v SRN činí zhruba 24%. Součástí celé transakce je série navzájem provázaných opcí obou společností. RWE může v období do 1.4. 2003 do 30.9. 2003 uplatnit vůči Shellu put opci, tj. má právo prodat svůj podíl v joint-venture společnosti Shell. Pokud toto právo RWE nevyužije, pak naopak Shell má call opci, tj. právo koupit od RWE, na 1% akcií s platností od 1.7. 2004 a tím získat rozhodující většinu ve společném podniku. A pokud toto právo Shell uplatní, pak naopak RWE má druhou put opci na prodej zbývajících 49% akcií a tuto opci musí uplatnit do 30.4. 2004 a převod se uskuteční s platností od 1.7. 2004. Pokud ji ale RWE nevyužije, pak při každém pozdějším pokusu, svůj podíl prodat, má Shell předkupní právo. Vytvoření společného podniku bylo schváleno německým a evropským antimonopolním úřadem koncem roku 2001 a společnost tak začala fungovat od 1.1. 2002. E.On provedl v průběhu roku 2001 obdobný krok, když postupně prodává svůj podíl ve VEBA Oel (což jsou rafinérie a síť čerpacích stanic Aral) velkému rivalovi firmy Shell – společnosti British Petroleum.

Na rozdíl od E.Onu však byla RWE o něco úspěšnější v akvizicích mimo oblast elektroenergetiky – v plynárenství a ve vodárenství.

Na konci roku 2000 si RWE významně polepšilo na vodárenském trhu tím, že získalo do svého portfolia jednu z největších britských vodárenských společností Thames Water (jedná se zároveň o největšího soukromého provozovatele vodárenských sítí na světě), na kterou následně převedlo řízení veškerého vodárenského průmyslu ve skupině (opět další ukázka zvláštního charakteru akvizic britských společností). Jen pro zajímavost: na českém vodárenském trhu se RWE angažovat odmítla, protože je pro ní příliš pozdě – trh je dnes v ČR de facto již rozdělen mezi Vivendi, Ondeo, Anglian Water, Saur a E.On (skrze společnost GelsenWasser). Není ale všem dnům konec, neboť společnost Vivendi má veliké finanční problémy a bude muset mnohá svoje aktiva odprodat. Mezi největšími zájemci na koupi jejích vodárenských aktivit je právě skupina RWE. Aby se kruh uzavřel, probíhají také jednání mezi společností Bouygues a E.Onem o výměně aktiv – E.On by Bouyguesu přenechal svůj podíl v Bouygues Telecom výměnou za společnost Saur, což je třetí největší francouzská vodárenská společnost po Vivendi a Suez. Pokud by se tak doopravdy stalo, pak by se mohly E.On a RWE opět setkat v ČR a to tentokrát jako partneři, neboť Saur a Vivendi v ČR vytvořily společný podnik CTSE, který vlastní šest vodárenských společností (mimo jiné 1. JVS, Aqua Příbram atd.). Významnou akvizicí, která byla započata na podzim 2001 a v současné době se dokončuje (tento proces, tj. povolování regulačními a antimonopolními orgány, bude trvat zhruba do roku 2003) je nákup největší americké vodárenské společnosti American Water Works. Další zajímavou akvizicí ve vodárenství je nákup slezského vodárenského podniku Silesian Dabrowa Gornicza a tím i vstup na polský vodárenský trh, ke kterému došlo v první polovině roku 2002.

V plynárenství RWE postupně od roku 1999 rozšiřovalo svůj záběr doma i v zahraničí. Získalo významného německého distributora Thyssengas (byť s jeho plným ovládnutím jsou určité problémy), holandské firmy NBH, Intergas a Obragas, maďarské distributory TIGÁZ (44,2%), DDGÁZ (41,4%) a FOGÁZ (32,7%), které získala stejně jako E.On při jejich privatizaci, ale také 40% podíl ve slovenském provozovateli zásobníků zemního plynu Nafta Gbely a britskou plynárenskou společnost Highland Energy, která těží plyn v Severním moři. Koncem roku 2001 se jí ale podařil největší „úlovek“ – před nosem E.Onu získala Transgas a

s ním majoritní podíl v šesti REGASech (viz kapitola o privatizaci českého plynárenství). Po akvizici Transgasu se RWE již další velké privatizace v plynárenství (tj. prodeje SPP) již odmítla zúčastnit (stejně jako E.On, který se soustřeďoval na dokončení akvizice Ruhrgasu). Mimochodem neúčast E.Onu a RWE otevřela cestu pro konsorcium Ruhrgas – Gaz de France.

Do doby koupě českého plynárenství se dají shrnout aktivity RWE v ČR následovně: spoluvlastní a spoluprovozuje ŠKO-Energo, což je energetický zdroj Škody Mladá Boleslav a.s. – dalšími partnery jsou E.On a VW-Kraftwerke (podobný zdroj bude RWE spolu s VW-Kraftwerke – již bez E.Onu – stavět v Mexiku pro zásobování továrny v Pueblo, která je velikostí srovnatelná se Škodou, jako reference je uváděna právě Mladá Boleslav), RWE Plus vlastní 35% podíl ve Středočeské energetice a.s. a ještě před privatizací vlastnila také významný podíl v Pražské plynárenské a.s. a spolu s Hlavním městem Prahou vytvořila Pražská plynárenská holding a.s., který v PRP vlastní 51% akcií. Kromě toho založila RWE společný podnik s Pražskou plynárenskou na bázi joint venture (50:50), který se jmenuje Prométheus.

Pokud jde o akvizice v oblasti elektroenergetiky, pak RWE získala v privatizaci slovenských distribučních společností 49% Východoslovenské energetiky a.s. Již předtím získala kromě maďarských plynárenských distribučních společností stejně jako E.On i podíly v maďarských obdobách REASů – v Emász, což je distributor v severovýchodním Maďarsku v okolí města Miskolc, drží 53,43% (dalších 25% drží EnBW) a v ELMU, což je distributor Budapešti a okolí, drží 51,15% akcií (dalších 25,19% drží opět EnBW).

Na počátku roku 2001 koupila RWE od britské společnosti Powergen její podíl v portugalské elektrárně Tapada do Outeiro a zvýšila tak svůj podíl v elektrárně z 25 na 75%. Jedná se o elektrárnu, která byla spuštěna do provozu v roce 2000 a svojí kapacitou 990 MW pokrývá skoro jednu čtvrtinu poptávky po elektřině v Portugalsku.

RWE se také pokouší napodobit E.On tím, že úspěšně nabídla akcionářům Innogy, což je největší rival PowerGenu na britském trhu (viz kapitola o anglickém trhu), odkup jejich akcií, se kterým do konce května souhlasilo přes 90% akcionářů. V současné době se akvizice dokončuje. Její celková hodnota (se započtením dluhů Innogy), pokud by byla uskutečněna, by činila kolem 8,5 mld. Euro.

Pokud se týká teplárenství, tak asi nejznámější součástí skupiny RWE je i ČR aktivní společnost Harpen, kde RWE vlastní po poslední výměně akcií kolem 95%. Tato výměna se týkala 23,47% podílu firmy RAG v Harpenu, který byl vyměněn za oddíl RWE ve 14,8% podíl STEAGu. Od 1.1. 2002 převedla také RWE na Harpen veškeré aktivity své skupiny v oblasti teplárenství, decentralizované výroby elektřiny a výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů.

I RWE se pokouší proniknout na americký trh a především prostřednictvím své společnosti CONSOL (Pennsylvanie), která se profiluje z čistého producenta kvalitního uhlí na dodavatele všech energetických surovin a výrobce elektřiny. V prodeji černého uhlí se jedná o druhou největší společnost v USA, která v tomto sektoru úzce spolupracuje s AEP. V oblasti plynárenství CONSOL odkoupil podíl Conoca ve společném podniku a ve výrobě elektřiny založil joint-venture s Allegheny Energy na výstavbu a provozování špičkové elektrárny na zplyňované uhlí.

Už z popisu vývoje E.Onu a RWE je jasné, že se jedná o společnosti, které sice jsou schopné spolupracovat na konkrétních projektech, ale které jsou především velkými konkurenty a to ve všech oblastech – především proto, že se sobě tolik podobají.

TXU Europe

Aby nedošlo k omylu – přestože jsme se soustředili pouze na velké společnosti, pak konsolidace probíhá v celém německém energetickém průmyslu. Jako ukázka může sloužit třeba akvizice jedné střední stadtwerke společností TXU Europe, se kterou jsme se již setkali v kapitole o Velké Británii. Jedná se o největšího obchodníka s elektřinou na britském trhu. V lednu 2001 získala TXU Europe od města Kiel povolení k akvizici 51% akcií společnosti Stadtwerke Kiel AG (SWK). Za 0,25 mld. Euro tak TXU získalo trh s přibližně 350 tis. zákazníky, kteří odebírají elektřinu, zemní plyn, vodu a také telekomunikační služby. Výrobní

kapacita SWK je 180 MW. Pro TXU Europe se má SWK stát hlavní základnou pro postupnou expanzi na německý trh. To, co lákalo TXU ke koupi SWK byla mimojiné i blízkost dánského trhu a NordPoolu. Proto TXU bylo ochotno přistoupit na velice zajímavé podmínky, které jsou součástí kupní smlouvy – vytvoření 50 nových pracovních příležitostí v nových podnikatelských aktivitách, povinnost držet akcie po dobu 10 let a podpora výzkumu a vzdělávání v Kielu. TXU také přesunulo své obchodní aktivity z Dusseldorfu do Kielu.

V následující tabulce jsou shrnuty některé další akvizice mimo již zmíněných (tj. RWE, E.On, EnBW, skupina HEW a TXU-SWK).

Tabulka 3 Akvizice v elektroenergetickém sektoru v SRN

Akvizovaná společnost	Nový vlastník	Podíl (%)
Stadtwerke Bielefeld	swb AG	49,9
WEVG Salzgitter	Thuga, Avacon	49,0
EMR	E.On	25,1
Stadtwerke Saarbrücken	Tractebel	51,0
Stadtwerke Heidenheim	Contigas	25,1
EV Offenbach	MVV	51,0
swb AG	Essent	51,0
Stadtwerke Kassel	HEW	24,9
Stadtwerke Hildesheim	Thuga, Ruhrgas	49,6
Stadtwerke Rostock	VNG, Vasa	25,0
Elektrizitätswerk Wesertal GmbH	Fortum	100,0

Vytvoření burz s elektrickou energií

V SRN neexistuje žádný centrální vyrovnávací mechanismus. Stejně tak neexistuje jednotný spotový trh s elektřinou. Místo elektroenergetických burz v německém systému je poněkud jiné než v ostatních zemích – především se jedná o místa, kde se organizovaně obchoduje s deriváty.

Na území SRN vznikly dvě navzájem se doplňující a zároveň si konkurující burzy – ve Frankfurtu (EEX – European Energy Exchange, zahájila činnost 8. srpna 2000) a v Lipsku (LPX – Leipziger Power Exchange zahájila činnost 14. června 2000).¹⁰¹

EEX vznikla na základě iniciativy Deutsche Borse a s vládní podporou. Naopak LPX byla jediná z množství regionálních iniciativ, která se prosadila. Byla založena konsorciem NordPoolu, Deutsche Bank a Saskou vládou. Původní nápady sfúzovat obě burzy se neuskutečnily a tak má německý trh možnost sledovat paralelní činnost dvou burz s elektřinou a jejími deriváty.

Obě burzy začaly nabízet od počátku spotové obchody. Nicméně jejich podíl na elektrickém trhu se pohybuje kolem 4%, což je oproti jiným trhům velmi málo (např. NordPool dnes obhospodaruje kolem pětiny poptávané elektřiny). Nicméně tento vývoj vyplývá z toho, že v Německu neexistuje na trhu Poolové uspořádání ani jednotný vyrovnávací mechanismus. Proto se hlavní oblastí činnosti burz postupně stávají deriváty.

EEX začala nabízet futures kontrakty v březnu 2001 a jako market makeri na ní působí především E.ON, RWE a HEW. LPX začala obchodovat s futures o něco později – v druhé polovině roku 2001. Těmto formalizovaným trhům konkuruje obrovský forwardový trh, který se po liberalizaci v SRN vytvořil.

Konec jaderné energetiky v SRN?

Dalším významným faktorem, který sice nepatří přímo do oblasti deregulace, ale který ovlivnil a ovlivní elektroenergetiku nejenom v SRN, je dohoda mezi vládou SRN s

¹⁰¹ Vedle elektroenergetických burz v SRN vznikly samozřejmě i burzy i jinde: Electricity Pool pro Anglii a Wales (již z roku 1990), který byl ale nahrazen v roce 2001 systémem NETA, NordPool pro Severní Evropu (Švédsko, Norsko, Finsko – již od roku 1996), Amstredam Power Exchange (APE), REN v Portugalsku a třeba GIELDA v Polsku a další. Určitým typem burzy je i české OKO.

provozovateli a vlastníky jaderných elektráren (společnostmi E.On, RWE a EnBW) o ukončení jaderného programu.

Tabulka 4 Postavení německého jaderného sektoru v EU

	SRN	EU
Počet jaderných elektráren	14	65
Počet bloků – reaktorů	19	143
Z toho: PWR	13	91
BWR	6	18
AGR	0	14
Magnox	0	20
Ve výstavbě	0	1
Instalovaný výkon (MW _e)	22209	112207
Výroba (TWh)	169,7	831,7
Využití instalovaného výkonu	90,25	87,2
Podíl jaderné energetiky	35	35,4

Dohoda byla vyvolána tlakem menšího koaličního partnera v německé vládní koalici – Strany Zelených – jejíž zaměření bylo a je ostře protijaderné. Jak je v Německu dobrým zvykem jedná se o poměrně zajímavý kompromis. Dohoda uspokojila elektrárenské společnosti, nikoliv však militantní části Zelených, kteří ministra životního prostředí Jurgena Trittina za uzavření dohody silně kritizovali.

Jednání předcházející dohodě mezi výrobcí elektřiny z jádra čili E.Onem, RWE a EnBW na jedné straně a německou rudo-zelenou vládou na straně druhé nebyla jednoduchá a byla dlouhá – táhla se osmnáct měsíců. Byla úspěšně završena a dohoda podepsána v polovině roku 2000.

Základní body dohody lze shrnout následovně:

- Spolková vláda se zaručuje, že nebude v budoucnu zasahovat do provozování jaderných elektráren a do nakládání s jaderným odpadem z politických důvodů a naopak německé elektrárenské firmy se vzdají dalšího jaderného programu;
- Životnost jednotlivých jaderných elektráren je limitována residuálním množstvím elektřiny, které může být jednotlivými elektrárnami vyrobeno a tato množství jsou přenosná podle určitých pravidel jak mezi jednotlivými elektrárnami tak i mezi jednotlivými operátory;
- Základním pravidlem pro transfer jednotlivých residuálních množství určených jednotlivým elektrárnám je zásada, že elektřina může být transferována pouze ze starších elektráren na mladší – příkladem takového transferu je přesun 107 TWh určených pro elektrárnu Mulheim-Karlich, o které RWE rozhodla, že ji nebude modernizovat; u některých elektráren bylo výslovně stanoveno, že množství elektřiny v nich vyrobené není možné zvýšit transferem z jiné elektrárny – příkladem takové jaderné elektrárny je třeba Biblis A;
- Celkové množství residuální elektřiny, která může být v jaderných elektrárnách vyrobena činí 2623 TWh, což by při vysokém využití jaderných elektráren a při nepřenesení jednotlivých residuálních množství mezi elektrárnami znamenalo konec jaderného programu v SRN po 32 letech od 1.1. 2000, od kdy je zahájen odpočet sjednaného residuálního množství;
- Největší část sjednaného residuálního množství připadá na největšího provozovatele jaderných elektráren v SRN společnost E.On, druhá největší část připadá na RWE a nejmenší část na EnBW;
- Skladování jaderného odpadu bude po 1.7. 2005 omezeno pouze na konečná úložiště jaderného odpadu; toto datum bylo zvoleno proto, že v té době končí platnost současných kontraktů s britskou BNFL a francouzskou Cogemou o dodávkách vyhořelého jaderného paliva k přepracování; zákaz prodloužení kontraktů v sobě nese i konec transportů vyhořelého paliva, neboť po vypršení smluv je do převezení do konečných úložišť budou energetické společnosti nuceny skladovat v meziskladech na území jaderných elektráren; pokud jde o financování, pak mezisklady budou

financovány jednotlivými společnostmi, stejně jako konečná úložiště Konrad a Gorleben, ale ta budou provozována vládou.

Dohoda v současné době přesahuje horizont uvažování jakéhokoliv politika i manažera či vlastníka dotčených energetických společností. Pro energetické společnosti znamená klid pro provozování již postavených jaderných elektráren. O nových díky liberalizaci a poklesu cen stejně žádná z nich v dohledné době neuvažovala. O tom, co se bude dít za dvacet let, kdy dojde k odstavení většího množství jaderných elektráren, se bude diskutovat mnohem později.

Severní Evropa – k trhu pod socialistickými vládami

Stejně jako Velká Británie patřily severské země mezi průkopníky deregulace. Mezi těmito zeměmi zaujímal již od počátku vůdčí postavení Norsko. Hlavním důvodem pro toto vůdcovství v tržních reformách na elektroenergetickém trhu paradoxně je pravděpodobně archaičnost institucionálního uspořádání norské elektroenergetiky.

V severských zemích sice po deregulaci poklesly ceny silové elektřiny, nicméně v cenách koncovým zákazníkům se toto příliš neprojevovalo, neboť v souvislosti s deregulací byly zavedeny nové daně z energie, dále byly uloženy nové poplatky za udržování bezpečnosti a stability soustavy.

Důsledkem severské deregulace nebylo teda ani tak příliš změněné postavení zákazníků, nýbrž velké změny ve struktuře odvětví. Jsou do značné míry podobné změnám, které jsme popisovali již v souvislosti s německým či britským trhem:

- Hlavními změnami byly především fúze a akvizice mezi jednotlivými společnostmi, kdy především výrobní společnosti kupují distributory a distributoři se navzájem slučují.
- Jednotlivé společnosti se postupně mění z monopolních molochů na zákaznický orientované firmy – tzn. dochází k jejich vnitřní restrukturalizaci.
- Začíná vytváření značek.
- Zlepšují se služby pro zákazníky, rozšiřuje se jejich sortiment a flexibilita.
- Objevili se noví příchozí do jednotlivých trhů.

Norsko

Je zajímavé, že ačkoliv je tlak EU ve většině zemí považován za tahouna změn v energetice, pak Norsko jako jeden z nejvýznamnějších nečlenů EU v Evropě, je oproti jiným státům velmi napřed právě v oblasti deregulace trhu s elektřinou. A náskok mělo vždy. Spolu s Anglií a Walesem se jednalo o průkopníky ve všech oblastech deregulace elektroenergetického trhu.

V Norsku již od roku 1971 existoval předchůdce dnešní burzy s elektřinou, kde se v omezeném množství obchodovalo s elektřinou a ceny byly určovány hrou nabídky a poptávky. Důvodem pro toto uspořádání byla velká atomizace norské elektroenergetiky, která díky státním regulacím do současnosti přetrvává, byť restrukturalizace a konsolidace postupuje i na Norském trhu – viz dále.

Tržní reforma

Cílem tržní reformy v Norsku bylo zvýšení efektivnosti norského elektroenergetického sektoru bez toho, aby byl masivně privatizován. V tomto duchu byla reforma podporována všemi politickými stranami v Norsku a ze stejného důvodu byla zpočátku oponována i elektroenergetickými společnostmi. Nicméně po provedení transformace si na volný trh zvykly a neexistuje jakýkoliv zájem jakkoliv zavést nové regulace. V roce 1990 byl schválen Energetický zákon. Na jeho základě bylo nařízeno organizační a účetní oddělení síťových struktur od výroby a dodávky elektřiny – nepožaduje se však vlastnické oddělení. Přenosová soustava je provozována státem, resp. státní společností Statnett SF. Ta byla vytvořena v roce 1991 rozdělením jiné státní společnosti Statkraft na dvě části – Statnett, který provozuje přenosový systém a Statkraft, kterému zbyla výrobní aktiva. Statnett je společností, která je zodpovědná za stavbu a udržování přenosové soustavy a za její stabilitu.

Ceny za použití elektroenergetických sítí byly regulovány do roku 1996 podle starší metodiky „Rate-of-Return regulation“. Ta byla od roku 1997 nahrazena metodou cenových čepiček, kdy ve vzorci $\text{RPI} - X$ je faktor X stanovován na období pěti let.

Ceny za použití přenosových a distribučních sítí jsou odstupňovány podle napěťových úrovní a jsou pro všechny zákazníky bez rozdílu (tj. bez ohledu na jejich skutečnou spotřebu elektřiny) na dané napěťové úrovni stejné.

Vstup do odvětví výroby elektřiny a výstavby sítí je vázán na udělení licence. Otevření trhu proběhlo pro všechny zákazníky od samého počátku – tj. od 1. ledna 1991. V tomto směru drží Norsko světový primát.

Nord Pool

Podle zákona byla také vytvořena elektroenergetická burza jako dceřiná společnost Statnettu a hlavní organizátor obchodování s elektřinou. V roce 1991 byla vytvořena společnost Statnett Market AS jako 100% dcera Statnett SF. V roce 1996 byla vytvořena nová společnost Nord Pool AS, jejíž vlastníci jsou z 50% Statnett a z 50% Svenska Kraftnat, neboli švédská přenosová soustava – viz dále. Nord Pool organizuje dva základní trhy – Elspot (neboli spotový trh s fyzickými toky elektřiny) a Eltermin (neboli termínový trh, kde se obchodují futures; jedná se tedy o čistý finanční trh pro zajištění budoucích dodávek elektřiny).

Právě burzy s elektřinou jsou jednou z nejzajímavějších částí norské elektroenergetiky.

Elspot

Na spotovém trhu se tvoří cena elektřiny na následující den. Od roku 1996 se cena tvoří v hodinových intervalech. Do 12:00 hod. předchozího dne nabízejí výrobci množství a cenu elektřiny, kterou chtějí obchodovat. Kupující naopak podávají poptávku po elektřině, kterou chtějí nakoupit. Burza funguje na principu Poolu, tj. výsledná celková nabídka a celková poptávka stanoví Poolovou cenu a množství zobchodované elektřiny. Poolová cena je pak platná pro všechny úspěšné nabízející i poptávající.

Za přístup na spotový trh se platí poplatek.

Eltermin

Na termínové burze se uzavírají tzv. týdenní kontrakty. Tzn., že délka kontraktu je jeden týden. Nejdelší smluvní období pro sjednanou cenu elektřiny jsou tři roky.

Do roku 1995 bylo obchodování založeno na smlouvách o budoucích fyzických dodávkách – neboli forwardech. V roce 1995 došlo ke změně podmínek a to tak, aby uzavírané kontrakty získaly charakter futures a byly obchodovatelné na sekundárních finančních trzích. To znamenalo především přísnou standardizaci smluv. Rozdíl aktuální a smluvní ceny je periodicky vyrovnáván, čímž se snižují rizika nesplnění pohledávky.

Na burze se uzavírají dva typy kontraktů:

- Smlouvy pro oblast základního zatížení s konstantním výkonem během celého týdne;
- Smlouvy pro denní výkon s konstantním výkonem během pracovních dnů v době od 7:00 do 20:00.

Obchody jsou uzavírány s předstihem 1 až 27 týdnů a clearing (periodické vyrovnávání) je denní.

Opční burza

Opční burza byla vytvořena jako obdoba finančních opčních trhů. Objem obchodů na všech elektroenergetických burzách tvoří zhruba 20 až 25% veškerého zobchodovaného množství. Drtivá většina všech obchodů s elektřinou je však uskutečněna na bázi bilaterálních smluv mezi dodavatelem a zákazníkem, jejichž podmínky jsou plně na jejich vzájemné dohodě. Obecným trendem ale je to, že délka, na kterou jsou uzavírány dlouhodobé bilaterální kontrakty se postupně zkracuje.

Statnett SF

Statnett SF je státní podnik, který přímo podléhá Ministerstvu pro energetiku neboli Ministry of Petroleum and Energy. Vznikl v roce 1991 oddělením od společnosti Satkraft. V roce 1993 sfúzoval se společností Samkjoringen, která provozovala starší burzovní systém. Provozuje všechny přenosové sítě v Norsku a je za jejich stabilitu odpovědný, ale vlastní jen 77% vedení vvn – tj. 420, 300 a 130 kV. Ostatních 23% vlastní dalších 39 vlastníků (např. Norsk Hydro), kteří však do jejich provozu nezasahují a pronajímají je právě Statnettu. Právě Norsk Hydro své přenosové sítě Statnettu nakonec v roce 2001 prodal. Zároveň Statnett provozuje veškerá mezinárodní propojení. Má také za povinnost jejich rozvoj a výstavbu. Statnett sám organizuje tzv. regulační burzu neboli trh s elektřinou v reálném čase. Kromě toho vlastní

podíly v telekomunikačních společnostech a společnostech kabelových televizí. Nevlastní a nesmí vlastnit žádné podíly ve společnostech zabývajících se výrobou elektřiny. Organizačně je rozdělen do šesti divizí – Energetické systémy, Systémová provoz, Výstavba a údržba, Engineering, Telekomunikace a Podmořské kabely.

Regulační burza

Úkolem burzy regulačního výkonu je vyrovnávat odchylky poptávky a nabídky. Nabízející podávají svoje nabídky na jednotlivé hodiny dne následujícího a to do 19:30 hod. dne předcházejícího. Pro tvorbu ceny opět platí poolový princip. Zajímavostí je to, že na trh s regulačním výkonem mají přístup i spotřebitelé. Stejně jako výrobci nabízejí, za kolik a v jakém rozsahu jsou schopny v daných hodinách nabídnout změny výkonu plus i minus. Operátor trhu seřadí nabídky podle ceny a v případě nerovnováhy na trhu reguluje výkon podle jednotlivých nabídek. Cena za regulační výkon je tak určena pro každou hodinu ex post – na rozdíl od starého “administrativního” anglického systému, kdy cena byla určena ex ante. Tzn., že na trhu s regulačním výkonem dochází de facto k oceňování spolehlivosti soustavy, protože i spotřebitelé explicitně nabízejí, za kolik jsou ochotni se spokojit s méně kvalitní dodávkou – neboli s jejím přerušením či omezením. Regulační výkon se tak v severském systému stal ekonomickým fenoménem nikoliv pouze technickou záležitostí.

Regulace

Hlavním regulátorem odvětví je Norwegian Water Resources and Energy Administration (NVE), které vyvíjí činnost ve spolupráci s norským Ministerstvem pro energetiku, byť je na něm ve všech podstatných věcech nezávislý. Oficiálními úkoly NVE jsou tyto:

- Podpora trhu
- Regulace monopolních činností
- Efektivní využívání energie
- Řešení sporů a připomínek účastníků trhu

O všem ve srovnání třeba s regulací v UK je celý regulační systém mnohem jednodušší a méně sofistikovaný. Tomu odpovídá i personální vybavení. Norský regulátor zaměstnává asi 30 lidí a včetně oddělení pro efektivní využívání energie. Dalších 15 lidí se v NVE zabývá vodními zdroji. Platové podmínky nejsou z důvodů omezených rozpočtových zdrojů nijak valné. Většinu úředníků úřadu tak tvoří kromě malého počtu starších regulátorů mladí lidé po vysoké škole. Po získání zkušeností tito mladí odcházejí za lepšími podmínkami do energetických společností. Fluktuace je tak obrovská a zaměstnanci regulačního úřadu se tak obmění v průběhu dvou až tří let.

Druhým regulačním úřadem, který má na norskou elektroenergetiku značný vliv je Norský úřad pro hospodářskou soutěž, který řeší případy mimo kompetenci NVE. Celkový počet zaměstnanců je zhruba 150.

Výroba

Zhruba 85% výrobních kapacit je stále ve veřejném vlastnictví. Z toho je 30% ve státním vlastnictví (společnost Statkraft) a 55% v regionálním nebo municipálním. Ohledně výroby je situace o to komplikovanější, že 99,6% elektřiny je v Norsku vyráběno z vodních zdrojů. V současnosti probíhá konstrukce tří plynových elektráren, což přeci jenom změní poněkud fádní výrobní mix. Díky významu vodních zdrojů existuje poměrně komplikovaný systém práv k vodním zdrojům a také práv k výrobě elektřiny. Tento systém velmi diskriminuje soukromé vlastnictví zdrojů elektřiny a tím i zahraniční vlastnictví. Hlavním důvodem je to, že každý nákup více než 20% podílu na výrobních kapacitách veřejně vlastněných utilit ze strany neveřejně vlastněných subjektů vyústí v revizi a v možné odebrání práv k vodním zdrojům a výrobě elektřiny ze strany státu. Stejně tak každý nákup většího než třetinového podílu ve veřejných utilitách ze strany více než jednoho neveřejného subjektu umožňuje norskému státu odebrat dané utilitě práva k vodním zdrojům a k výrobě elektřiny.

Důsledkem tohoto systému je regionalizace celého systému, který je dominován státem vlastněnými a municipálními výrobci. Restrukturalizace a konsolidace tak probíhá především na úrovni municipálních výrobců. Např. Oslo Energi vytvořilo na podzim 1997 alianci

s Drammen Kraft a Buskerud Energi. Hlavním cílem bylo využít úspory z rozsahu při provozování elektráren všech společností podél jedné řeky – Drammenslagen.

Zajímavou fúzí z počátku roku 2000 je spojení firem Hafslund a Elkem. Obě společnosti totiž vlastní nejenom výrobní aktiva v Norsku, nýbrž také v USA. Jejich spojením pod jménem Hafslund vznikl výrobce s roční výrobou zhruba 6,5 TWh, který také vlastní některá distribuční aktiva.

Nicméně největším výrobcem elektřiny v Norsku je státní společnost Statkraft, jejíž podíl na trhu je asi jedna třetina. Druhou největší společností je Norsk Hydro AS, jejíž podíl je méně než 10%. Celkový počet výrobních společností je kolem 130. Deset největších z nich má podíl asi 70% na VO trhu s elektřinou. 25 největších společností pak ovládá zhruba 85% trhu. Těchto 25 společností vytvořilo čtyři velké skupiny výrobců, které si navzájem konkurují. Striktně vzato by taková činnost odporovala norskému zákonu o hospodářské soutěži, ale pro elektroenergetický trh byla udělena výjimka.

Distribuce a obchod

Distribuce je stejně jako výroba dominována municipálními a regionálními společnostmi, kterých je asi 220, byť toto číslo se postupnými fúzemi a akvizicemi pomalu snižuje. V konečném důsledku se očekává vytvoření zhruba deseti distribučních společností. Kolem tří čtvrtin distribučních společností jsou městské podniky. Zbytek jsou akciové společnosti nebo družstva. Od roku 1995 u distribučních společností neexistuje povinnost dodávat ani exkluzivní právo zásobovat na nějakém vymezeném území. Platí pouze povinnost připojit. Distribuční společnosti jsou samozřejmě jako každý jiný oprávněnými zákazníky, nicméně zpravidla odebírají elektřinu od svých původních regionálních dodavatelů – viz dále o obchodních společnostech.

Z velkého množství distribučních společností popíšeme pro ilustraci šestou největší distribuční společnost EAB neboli Energiselskapet Asker og Baerum AS. Jedná se o distribuční společnost měst Asker a Baerum. Kromě distribuce elektřiny, jejím nákupem a prodejem se zabývá také její výrobou (zhruba 500 GWh ročně). Dále pak výrobou centrálního tepla (36 GWh) a chladu (9 GWh). Zabývá se také telekomunikačními službami, které poskytuje pro 36 tisíc zákazníků. Těm pak nabízí především přístup k internetu a kabelovou televizi. Na 67 tisíc zákazníků má zhruba 280 zaměstnanců. Typickým zákazníkem je takový, který spotřebuje zhruba 55% dodávané elektřiny pro topení a 15 až 20% na přípravu TUV. Zde také leží vysvětlení toho, že spotřeba elektřiny na hlavu je v Norsku suverénně nejvyšší ze všech zemí OECD – zhruba 24 MWh/ročně.

Společnost EAB vznikla sama o sobě fúzí dvou samostatných komunálních společností k 1. lednu 1996. Po reorganizaci v roce následujícím byly vytvořeny čtyři dceřinné společnosti – EAB Síť, EAB Obchod, EAB Výroba a EAB Telekomunikace.

Pokud jde o celkové ceny elektřiny, pak v Norsku zhruba jedna třetina ceny je tvořena cenou silové elektřiny, jedna třetina poplatky za přenos a distribuci a jedna třetina daněmi.

Pokud jde o změnu dodavatele, pak kdokoli může změnit dodavatele bez omezení. Trh byl otevřen od 1. ledna 1992 a to v plném rozsahu. Nicméně pro domácnosti byly zavedeny speciální tarify, které podléhají schválení regulátora. Od roku 1995 však tyto tarify nejsou pro domácnosti povinné a ty si mohou dohodnout podmínky dodávek s dodavatelem individuálně. Změna dodavatele se musí nahlásit dosavadnímu dodavateli tři týdny předem. Společnost provozující distribuční síť na daném území pak změnu dodavatele potvrdí jeden týden předem. Původně byla změna dodavatele možná jednou za tři měsíce. Od roku 1998 pak je tato změna možná teoreticky jednou za týden. V praxi jsou však uzavírány smlouvy s ročním trváním a to fluktuaci neboli mezi energetiky nepopulární „churning“ podstatně omezuje.

V případě neplacení účtů ze strany zákazníka je nejprve zákazník upozorněn na nutnost zaplacení, poté varován, že v případě nezaplacení bude odpojen a v takovém případě přijde o elektřinu do 48 hodin po termínu splátky.

Velcí zákazníci (zhruba nad 500 MWh roční spotřeby, ale limit se postupně snižuje) mají instalované elektroměry s průběžným měřením. Menší zákazníci mají přidělený tzv. load profile, neboli typický průběh zatížení.

Pro zákazníky bylo kromě zlepšení služeb důsledkem deregulace i snížení cen (byť omezené vysokými daněmi). Především však došlo k vyrovnání cenových rozdílů mezi jednotlivými regiony. Částečně jde o snížení cen na vrub vyšší produktivity vyvolané díky konkurenci, částečně jde na vrub přebytku instalovaného výkonu v norské soustavě.

Pokud jde o obchod, pak existuje 23 regionálních velkoobchodních společností, které nakupují a prodávají elektřinu dále a které také obvykle vlastní regionální síť či regionální nebo místní výrobu. Vlastnictví velkoobchodníků je zpravidla komunální. Kromě nich existuje kolem 20-ti obchodníků s elektřinou, což jsou většinou dceřiné firmy výrobců elektřiny, kteří se snaží obcházet a konkurovat tradičním regionálním velkoobchodníkům. Vedle těchto subjektů existují na trhu také makléři, kteří neobchodují na svůj účet, ale obchody s elektřinou zprostředkovávají.

Norské poselství

Důležitým poselstvím, které norská energetika a její deregulace vyslala světu je to, že ačkoliv se jedná o systém, který je plně závislý na vodní energii – tj. na množství vody v akumulacích vodních elektrárnách a tím tedy i na množství srážek, tak je možné jej bez problémů deregulovat. Norsko je empirickým potvrzením teoretického poznatku, že technologická specifika regionů nebo odvětví nehrají v deregulaci žádnou roli. Výkyvy mezi poptávaným a nabízeným množstvím jsou vyrovnány pohybem cen, což se již několikrát prokázalo v obdobích velkého sucha. Právě funkční cenový systém je klíčem k úspěchu norské deregulace. Pro teoretického ekonomu se nejedná o převratné poznatky, nicméně pro energetiky, kteří byli vychováni v neustálém přesvědčování o specifčnosti odvětví a nemožnosti konkurence v energetice, je Norsko důkazem, že „obecné pravdy“ o monopolním a specifickém charakteru energetiky vtlučené do hlav studentům technických škol jsou naprosto chybné a nemají s realitou nejmenší spojitost.

Švédsko

Charakteristika Švédského modelu deregulace bude mnohem kratší než v případě Norska. Především proto, že mnohé důležité instituce jsou oběma trhům společné v rámci Nord Poolu a také proto, že obecné trendy a charakteristické znaky obou systémů jsou do značné míry obdobné. Výraznější odlišností je pouze výrobní mix, kdy na rozdíl od Norska má ve Švédsku výrazné zastoupení jaderná energetika.

Švédská reforma elektroenergetického trhu byla spuštěna v lednu 1996, byť její příprava byla zahájena již mnohem dříve. V lednu 1992 byla vytvořena společnost Svenska Kraftnat k provozování švédské přenosové sítě a to vyčleněním ze státní elektroenergetické společnosti Vattenfall AB. V lednu 1996 vytvořila Svenska Kraftnat spolu s norskou společností Statnett společný podnik Nord Pool, jehož podrobnou charakteristiku jsme provedli výše. Do 31. prosince 1997 byl provoz přenosové sítě dozorován tzv. Grid Authority při Swedish National Board for Industrial and Technical Development. Poté začal být monitorován Swedish National Energy Administration.

Od 1. ledna 1996 byl ve Švédsku aplikován regTPA v celém rozsahu trhu. Stejně tak bylo nařízeno účetní oddělení výroby, distribuce a dodávky elektřiny a to formou čínského zdi v rámci jednotlivých společností. Postupně se však přechází na oddělení organizační.

V oblasti výroby existuje ve Švédsku velká pluralita jak v otázce vlastnictví, tak i ve velikosti jednotlivých společností - od gigantů jako je Vattenfall, který je plně vlastněn státem, přes soukromé giganty typu Sydkraft až po malé municipální nebo soukromé nezávislé zdroje.

Celkový počet společností je zhruba sto. Jejich počet se však fúzí a akvizicemi postupně snižuje. Tento trend je však mnohem starší, než deregulační proces – stejně jako v Norsku, kde spojování podniků výroby a distribuce je záležitostí posledních zhruba 20 let. Největších 7 výrobců dnes produkuje zhruba 92% veškeré elektřiny. Největší společností je již několikrát zmiňovaný Vattenfall, který vlastní zhruba 55% všech výrobních kapacit ve Švédsku.

Dalšími významnými společnostmi jsou zmíněný Sydkraft, v němž má významný podíl německý E.ON a Graninge, v němž má zase významný podíl EdF. Další zajímavou a významnou společností je Gullspang, kterou vlastní finská společnost IVO (dnes Fortum – viz dále).

Obecně platí, že vstup do odvětví výroby je ve Švédsku volný pro všechny subjekty, které tak chtějí činit.

Distribuční sítě jsou provozovány ve Švédsku jako oddělené entity od výroby a dodávek elektřiny. Přístup do přenosové sítě získává každý zákazník, který zaplatí příslušný poplatek. Ve Švédsku stále existuje povinnost poskytovat veřejnou službu, což poněkud komplikuje systém dodávek malým zákazníkům.

Finsko

Ve srovnání se Švédskem nebo Norskem je Finsko relativně pozdním příchozím do rodiny deregulovaných elektroenergetických trhů. V roce 1995 byl schválen Electricity Market Act. Podle tohoto zákona byla konkurence v dodávkách elektřiny zavedena v podstatě pro všechny zákazníky (2,7 miliónu) od ledna 1997. Nicméně možnost změny dodavatele je svázána s nutností vlastnit měřicí přístroj, který je schopen odečítat průběžně spotřebu a ten není nejlevnější. Proto se reálná konkurence zpočátku rozšířila především v sektoru zhruba 30 tisíc větších a středních spotřebitelů elektřiny. Ovšem povinnost vlastnit průběžné měření elektřiny pro to, aby mohl zákazník změnit dodavatele byla zrušena s platností od 1. září 1998, kdy se začal využívat systém tzv. load profilů.

Přenosová soustava a Nord pool

V září 1997 začal fungovat operátor finského elektroenergetického trhu Fingrid, který zároveň působí jako provozovatel přenosové sítě. Od 1. května 1998 se Finnish Electricity Exchange EIEx stala součástí Nord Poolu, byly zrušeny přeshraniční poplatky a byl tak vytvořen jediný elektroenergetický trh na území Norska, Švédska a Finska. V současnosti mají na Nord Pool přístup i subjekty z jiných zemí – např. z Dánska nebo Ruska.

Historicky byla finská přenosová síť vlastněna společnostmi IVS a TVS, které zároveň měly zodpovědnost za stabilitu celého elektrizačního systému. IVS (dceřiná společnost společnosti IVO) provozovala zhruba 80% přenosových kapacit stejně jako propojovací vedení do Ruska a Švédska. TSV (dceřiná společnost PVO) provozovala zbývající část přenosového systému. Koncem roku 1996 obě společnosti prodaly svá přenosová aktiva, ze kterých pak byla vytvořena jediná společnost – Suomen Kantaverkko Oy (SKO) neboli Finnish Power Grid Ltd., která začala fungovat v srpnu 1997 a provozuje přenosovou síť a přenosové kapacity do Norska, Švédska a Ruska. SKO je vlastněna společnostmi IVO a PVO (každý vlastní 25% - při prodeji aktiv se tak jednalo spíše o zajímavé swapy majetku), finská vláda vlastní 12,3% a zbytek je držen institucionálními investory.

Distribuce

V souladu s obecnými trendy je pro finskou distribuci charakteristická konsolidace odvětví. Počet distribučních společností se snížil z kolem 200 na 110. Leč tento trend započal již dávno před deregulací systému. Většina finských distribučních společností je však stále ve veřejném vlastnictví. To se však postupně mění. Hlavními investory do distribučních sítí jsou IVO, Vattenfall nebo třeba německý E.On – viz předchozí kapitola o vývoji německého trhu.

Výroba a společnost Fortum

Na trhu se silovou elektřinou je dominantní společností společnost Fortum. Společnost Fortum vznikla v únoru 1998 fúzí dvou firem – několikrát zmíněné IVO (neboli Imatran Voima Oy) a Neste Oy. Touto fúzí, která byla hnána snahou vytvořit subjekt schopný konkurovat nejenom na trhu severovýchodních zemí, nýbrž i na jiných evropských trzích. Byl tak vytvořen gigant, který se na finském trhu stal dominantním dodavatelem elektřiny, tepla, ropy a zemního plynu.

Na počátku roku 1999 byly aktivity Fortumu rozděleny do pěti divizí, z nichž největší byly – Ropa a zemní plyn, Elektřina a teplo. Tyto byly podporovány divizemi Opravy a údržba a Divize engineeringu. Poslední divizí (svým významem menší) a nespádající do core business vytvořené společnosti je Divize chemické výroby. Takové uspořádání a vývoj poněkud připomíná německé energetické společnosti. Spolu s vytvořením divizní struktury (do té doby

se jednalo o volnější holdingovou společnost) byla vytvořena i nová jména pro jednotlivé divize s tím, že značky IVO a Neste budou i nadále z marketingových důvodů používány.

Vlastníkem společnosti Fortum je ze 75% stát, což, jak jsme již viděli, není na severské poměry neobvyklé. 25% akcií bylo prodáno na veřejných trzích.

Významnou částí Fortumu byla i společnost Gasum, která zajišťovala import, distribuci a prodej zemního plynu ve Finsku. Avšak v červnu 1999 Fortum svůj 50% podíl v Gasumu prodal. Na tomto místě je však dobré se zmínit o struktuře finského plynárenského trhu, která je natolik specifická a liší se od ostatních evropských zemí, že stojí za to zmínit se o ní podrobněji, ačkoliv tato studie není primárně zaměřena na plynárenský trh. Spotřeba plynu ze strany domácností je minimální, protože téměř polovina populace žije v domech vytápěných CZT (ve velkých městech dokonce 90%). Přímá spotřeba plynu v domácnostech tak tvoří pouhé 2% celkové Finské spotřeby. 70% spotřeby plynu je využíváno pro kogenerační způsob výroby elektrické energie a tepla u velkoobděratelů - z toho je 38% v elektrárnách a 32% v průmyslu. Další využití zemního plynu je následující: 5% pro výrobu dálkového tepla ve výtopnách, 7% pro výrobu elektřiny v kondenzačních elektrárnách a 16% pro vlastní průmyslové účely. Počet odběratelů je tak ve Finsku relativně malý - 35 tis. s průměrnou spotřebou 100 tis. m³ ročně. Podíl zemního plynu na spotřebě energií je ve Finsku 10% (pro úplnost ostatní energie: ropa - 28%, jaderná energie - 15%, uhlí - 13%, vodní elektrárny - 9%, rašelina - 8%, ostatní - 17%). Celková spotřeba plynu dosáhla ve Finsku v roce 1998 4 mld. m³. Dodávky plynu jsou ze 100% kryty dvacetiletým kontraktem se společností Gazprom, který uzavřela společnost Neste ještě jako samostatný subjekt.

Fortum také zahájilo expanzi do zahraničí. Získala ve Švédsku dvě energetické společnosti – Gullspang a Stockholm Energi, které sfúzovala a vytvořila tak firmu Birka Energi. Ve Švédsku také Fortum vybudoval velice kuriózní elektrárnu – CHP na biomasu – v Harnosandu.

Od podzimu 1999 začala být Fortum aktivní také na nizozemském trhu, kde si založila společnost Fortum Energy Trading B.V. Od dubna 2001 se stala členem APX, což je holandská energetická burza – Amsterdam Power Exchange.

V UK zakoupila společnost Fortum Power and Energy Division (SPE) společnosti Symonds. SPE je jednou z hlavních konzultačních firem v oblasti výstavby kogeneračních zdrojů (CHP) v UK.

V SRN zakoupila společnost Fortum za 400 mil. USD společnost Elektrizitatswerk Wesertal GmbH, čímž získala přístup na Německý trh. Elektrizitatswerk Wesertal GmbH je středně velká „stadtwerke“ s ročním obrátem 260 mil. USD.

V Čechách spolupracuje Fortum se společností Sokolovská uhelná, která provozuje na našem území paroplynovou elektrárnu, kde jako palivo slouží zplyňované hnědé uhlí.

Španělsko – tak trochu jiné/stejně Německo

Španělsko by nebylo tak zajímavou zemí z pohledu České republiky, kdyby jedna ze společností - Soluziona¹⁰², která spoluvytvářela českého operátora trhu nebyla dceřinou firmou významné španělské energetické společnosti Union Fenosa.

Španělsko aplikovalo Evropskou elektroenergetickou směrnici zákonem Electricity Act z roku 1997, který začal platit od 1. ledna 1998. Zákon stanovuje, jakým tempem se jednotlivé skupiny zákazníků stanou postupně oprávněnými – tj. budou si moci vybrat dodavatele a obchodovat na spotovém trhu.

Od 1. ledna 1998 se oprávněnými zákazníky stali ti spotřebitelé, jejichž roční spotřeba elektřiny přesáhla 15 GWh. Od 1. ledna 1999 ti, jejichž roční spotřeba přesáhla 5 GWh a od poloviny roku 1999 ti, jejichž spotřeba přesáhla 1 GWh ročně. V současnosti je tak otevřeno zhruba 45% španělského trhu. Kompletní otevření trhu má nastat od 1. ledna 2003, kdy všichni zákazníci si budou moci vybrat vlastního dodavatele elektřiny.

Základem deregulace ve Španělsku je regTPA. Na základě Energy Act byly vytvořeny dvě samostatné nezávislé společnosti – Market Operator (OMEL) a System Operator (Red Electrica de Espana = REE). Podíl energetických společností na základním jmění Market a System Operator nepřesahuje 40%.

Distribuční systém zachovává vymezená území a vládní licence k nim. Zajatí zákazníci jsou zásobováni právě držiteli licence na daném území, přičemž celkový počet distribučních společností, které jsou převážně v soukromých rukou nebo jsou v současnosti privatizovány, je 120.

Energetický zákon vyžaduje úplné oddělení tří regulovaných aktivit na trhu od ostatních neregulovaných činností – řízení sítě, přenos a distribuce. Společnosti, které provozují jednu z vyjmenovaných aktivit nemohou provozovat ani výrobu elektřiny, ani její dodávku. S účinností zákona bylo vyžadováno zavedení odděleného účtování a tzv. „čínských zdí“ mezi částmi společností, které se zabývaly jak regulovanými, tak neregulovanými aktivitami. Kompletní separace regulovaných aktivit musela být dokončena do konce roku 2000.

Byl také vytvořen regulační úřad pro energetiku – Spain's National Energy Commission (CNE). Základní trendy po deregulaci sektoru jsou stejné nebo obdobné jako v předchozích případech, a proto je nebudeme znovu vyjmenovávat. Zaměříme se přímo na některé aktivity významných firem.

Španělskému elektroenergetickému trhu dominuje čtveřice velkých firem:

- Iberdrola
- Endesa
- Union Fenosa
- HidroCantabrico

Na počátku deregulace bylo pouze méně než 1% elektřiny vyrobeno jinými výrobci než velkou čtyřkou španělského trhu. Iberský poloostrov je také velice málo propojen do ostatních evropských sítí. K úplnosti musíme dodat, že struktura Iberského trhu je doplňována portugalskou společností – EdP. Nicméně tento charakter Iberského poloostrova jako skoro ostrovního provozu se postupem času mění – rostou dovozy zejména z Francie a vznikají noví producenti – zpravidla jako dceřiné společnosti silných zahraničních výrobců.

Typickým příkladem je výstavba elektrárny Tapada de Outeiro nedaleko Lisabonu. Jednalo se o společný projekt Powergenu a RWE, kde RWE vlastnilo 25% a Powergen 50% akcií. Na počátku roku 2001 koupila RWE od Powergenu, který v té době řešil své problémy se zadlužením, její podíl a zvýšila tak svůj z 25 na 75%. Elektrárna byla spuštěna do provozu již v roce 2000 a svojí kapacitou 990 MW pokrývá skoro jednu čtvrtinu poptávky po elektřině v Portugalsku.

¹⁰² Konzorcium, který vytvářelo českého Operátora trhu, bylo tvořeno firmami – Logica (nositel projektu), Soluziona, Sun Microsystems a španělský operátor trhu Omel. Klíčovou roli v projektu hrála především Logica a Soluziona.

HidroCantabrico

Jedná se o nejmenší z velkých španělských elektroenergetických společností. Velikost jejího instalovaného výkonu je 2160 MW a její podíl na španělském elektroenergetickém trhu činí zhruba 7%. Jako nejmenší společnost začala Hidrocantabrico hledat jiné možnosti, jak zlepšit své postavení na trhu. Aby posílila svoji pozici uzavřela nejprve alianci s britskou TXU Europe. TXU tím získala 13,9% podíl v HidroCantabrico. V první polovině roku 2000 se rozhořel boj mezi TXU Europe a Union Fenosou o zisk většinového podílu v HidroCantabrico. V březnu nabídlo TXU za zbývající podíl do 100% 2,1 mld. USD. Nicméně tato nabídka byla přebita nabídkou Union Fenosy ve výši 2,4 mld. USD. Akcionáři nabídku UF schválili. Nicméně převzetí nebylo schváleno v květnu 2000 španělskými antimonopolními orgány. A tak na počátku roku 2001 získal rozhodující podíl v HidroCantabrico německý gigant EnBW podporovaný EdF. EnBW získala 60% podíl spolu s místní firmou Ferroatlantica v dubnu 2001 po zveřejnění nabídky na převzetí.

Dalším významným vlastníkem, který drží 25% hlasovacích práv v HidroCantabrico je portugalská EdP spolu se svým partnerem Cajastur.

Kromě zprostředkovaného podílu v HidroCantabrico vlastní EdF na Iberském poloostrově ještě společnost Elcogas, která vlastní 335 MW instalovaného výkonu a v Portugalsku společnost Tejo Energia, jejíž instalovaný výkon činí 600 MW. Spolu s těmito podíly a vývozem do Španělska ve velikosti 6 TWh ročně, je EdF jedním z nejsilnějších hráčů v boji o zákazníky ve Španělsku a Portugalsku.

Odpovědi španělských společností je spíše než přímá konkurence rozvoj multiutilitního businessu, byť ten je zatím v počátcích a jeho velký rozvoj se očekává s kompletním otevřením trhu v roce 2003.

Iberdrola

Iberdrola je druhou největší firmou na španělském elektroenergetickém trhu stejně jako byla těsně před deregulací. Její charakteristiky jsou spolu s jejím největším konkurentem Endesou v tabulce.

Tabulka 5 Porovnání Iberdroly a Endesy

	Endesa	Iberdrola
Instalovaná kapacita ve Španělsku (MW)	22500	16000
Počet zákazníků ve Španělsku (miliony)	9,8	8
Podíl na trhu (výrobní kapacita) - %	45	37,7
Podíl na trhu (prodeje elektřiny) - %	41	41
Jiné	Celková instalovaná kapacita na světě je 36500 MW, prodej elektřiny 149 TWh a 22 mil. zákazníků	Největší distributor elektřiny v Brazílii s 5,2 mil. zákazníků a podílem na trhu 11%

Nicméně vše mohlo být již jinak. Aby posílila své postavení na španělském trhu podepsala Iberdrola dohodu se společností Repsol o vytvoření společné firmy na výstavbu a provozování elektráren. Nicméně díky vývoji v jiné části trhu tato dohoda padla. Repsol získal kontrolní balík akcií ve společnosti Gas Natural od banky La Caixa v lednu 2000. Před tím držel v Gas Natural 45% akcií a banka 25%. Společně pak Gas Natural kontrolovali a řídili. Součástí koupě bankovního podílu byl i závazek zůstat nezávislým a neutrálním subjektem na domácím elektroenergetickém trhu. Aliance s Iberdrolou tak padla – důvodem na první pohled podivného ujednání je to, že La Caixa je jedním z hlavních vlastníků největšího rivala Iberdroly – gigantu Endesa (o společnosti podrobněji dále).

Po neuskutečnění plánu spolupráce s Gas Natural kvůli odporu Endesy bylo rozhodnuto než s Endesou bojovat, tak se s ní raději spojit. Po dlouhých jednáních odsouhlasila na svých zasedáních dne 17. října 2000 představenstva Iberdroly a Endesy sloučení obou společností, lépe řečeno odsouhlasila přátelské převzetí Iberdroly Endesou. Měla vzniknout společnost s názvem Endesa Iberdrola, jejíž tržní kapitalizace se měla pohybovat okolo 40 mld. dolarů a

jejíž podíl na španělském elektroenergetickém trhu by dosáhl zhruba 80 procent. Navíc by se stala jednou z pěti největších elektroenergetických společností na světě.

Struktura její výroby by zahrnovala široké portfolio jaderných, vodních a tepelných elektráren ve Španělsku a v Latinské Americe. Právě Latinská Amerika spíše než Evropa nebo vnitřní Španělsko byla pravděpodobně důvodem, pro který se obě společnosti rozhodly spojit své síly a fúzovat. Jejich společný tržní podíl na celém jihoamerickém trhu by dosáhl 12 procent a tím by se spojená společnost stala největším dodavatelem elektřiny v této části světa. Endesa totiž vlastní 64 procent chilské energetické skupiny Enersis, která dále vlastní aktiva po celé Latinské Americe. Zatímco Iberdrola investovala především do brazilských energetických společností.

Obě společnosti počítaly již od počátku se silnou opozicí proti tomuto navrženému spojení ze strany Evropské komise, španělské vlády, jejích protimonopolních úřadů a také ze strany konkurentů, a proto již v návrhu fúze nabídly odprodej velké části svých výrobních a distribučních aktiv ve Španělsku – ve velikosti zhruba 30 procent společné výrobní kapacity. Tyto divestice měly být provedeny nejenom formou prodeje aktiv, ale i formou výměny elektráren s potenciálními zájemci o vstup na španělský trh, především s francouzskou EdF a italským Enelem.

První krok byl pozitivní. Španělský odvětvový regulátor CNE s navrhovanou fúzí souhlasil. Avšak přidal několik podmínek. Především by podíl celé skupiny na španělském trhu neměl přesáhnout stávající podíl Endesy, což v té době by znamenalo divestici zhruba 16000 MW instalovaného výkonu. Nově vytvořená skupina by neměla povolenu výstavbu elektráren po dobu pěti let a podíl na distribuci nesmí přesáhnout 41%.

Avšak ani tak velké ústupky vládě a španělským či evropským protimonopolním úřadům nestačily. Fúze byla proto v únoru 2001 zamítnuta (resp. nebylo dáno povolení k jejímu uskutečnění) a obě společnosti zůstávají i nadále samostatné.

Na první pohled je dobré, že vláda a regulační orgány zabránily vzniku „monopolu“ na španělském trhu a zabezpečily tak pro energetický trh konkurenci. Podobně se zachovaly odpovědné orgány i o pár měsíců dříve v květnu 2000, když zarazily fúzi třetího a čtvrtého největšího producenta elektřiny ve Španělsku, tj. fúzi společností Union Fenosa a HidroCantabrico. Ale právě takový pohled je fundamentálně chybný. Konkurence není zaručena pouhým vysokým počtem účastníků na trhu, ale pouze volným vstupem na něj, tj. rizikem, že nový subjekt vstoupí do hry. Nikdo vstoupit nemusí, ale potenciální konkurence bohatě stačí k tomu, aby i sebesilnějšího tzv. dominantnějšího hráče zkrotila. Čili paradoxně trh s jedním dominantním hráčem může být velmi konkurenční s klesajícími cenami a s rostoucím objemem produkce a naopak tržní prostředí nemusí být příliš vyvinuto na trhu s několika účastníky, na který je ovšem zakázán vstup jiných subjektů.

Endesa

Podle většiny kritérií je Endesa největší španělskou energetickou společností. Endesa Group je také největší energetickou společností v Latinské Americe. Jak již bylo řečeno, jejím největším rivalem na místním trhu je společnost Iberdrola – stejně jako na trzích Latinské Ameriky, byť tam se jejich geografické oblasti zájmu poněkud liší.

Kromě aktivit na elektroenergetickém trhu je Endesa aktivní (stejně jako i jiné španělské společnosti) na telekomunikačním, plynárenském a vodárenském trhu.

Největším akcionářem Endesy je stále stát – skrze Sociedad Estatal de Participaciones Industriales (Sepi), což je jakási obdoba českého FNM. Endesa je také postupně privatizována – v říjnu 1997 prodal Sepi 25% podíl v Endese, ale stále drží zhruba 40% akcií.

Podíl na španělském maloobchodním trhu je zhruba 45%.

V letech 1998 a 1999 v souvislosti s dopadem deregulace pohltila Endesa dvě další společnosti – Fesca a Sevillana. Součástí skupiny jsou i další společnosti jako např.: Nansa, Gesa, Enher, Unelco, ERZ nebo Viesgo. Na přelomu let 2000/2001 došlo k neúspěšnému pokusu o fúzi s Iberdrolou – viz výše.

V důsledku požadavků na oddělení regulovaných a neregulovaných aktivit, vytvořila Endesa dvě samostatné divize – Endesa Generacion, která zahrnuje veškeré výrobní aktivity Endesy, a Endesa Distribucion, která naopak zahrnuje veškeré distribuční aktivity firmy. Třetí částí

Endesy je Endesa Energi, která se zabývá dodávkou elektřiny oprávněným zákazníkům a tradingem.

Operace v Latinské Americe jsou sjednoceny v divizi Endesa Internacional. Ostatní aktivity – non-core business a také multiutilitní aktivity – jsou zahrnuty pod divizi Endesa Diversificacion. Zajímavostí, že mezi tyto aktivity jsou počítány také kogenerační zdroje (CHP) a obnovitelné zdroje energie (RES).

V listopadu 2000 podala Endesa nabídku na nákup 30% akcií francouzského výrobce elektřiny – společnosti SNET (Société Nationala d'Electricité Termique), což je společnost vlastníci pět tepelných elektráren. Přesněji řečeno, Endesa nakoupila 30% akcií dominantního vlastníka SNETu – společnosti CdF, který drží 81,25% akcií SNET. Zbývajících 18,75% vlastní EDF. Tento nákup byl nakonec schválen Evropskou komisí v květnu 2001.

Jak již bylo řečeno, Endesa je významným investorem v Latinské Americe. Nicméně kvůli finančním problémům své chilské dcery byla nucena prodat v listopadu 2000 přenosovou společnost Transelec kanadské skupině Hydro-Quebec International za 1,08 mld. USD a tyto peníze použít na úhradu vysokého dluhu. Transelec je největší chilská přenosová společnost. Spolu se snižováním dluhu ohlásila Endesa diverzifikaci svých aktiv na chilském trhu a zakoupila chilského mobilního operátora Smartcom.

Union Fenosa

Union Fenosa je oproti gigantům Iberdrola a Endesa přece jenom o něco menší společností. Její podíl na trhu činí zhruba 13%. O jejím pokusu získat HidroCantabrico jsme již mluvili. Proto, aby byla schopna konkurovat těmto gigantům, cítila potřebu se spojit s nějakým silným zahraničním partnerem. Strategickým partnerem Union Fenosy se tak stala britská společnost National Power, která v té době měla již nepřehledné zkušenosti s pohybem na volném trhu, stejně jako měla přístup na trh se zemním plynem. National Power získala v létě 1999 25% podíl na výrobních aktivitách Union Fenosy (UF Generacion, která vlastní zhruba 8500 MW instalovaného výkonu).

Důležitým se z pohledu českého trhu stal krok Union Fenosy, která vytvořila ze svých podpůrných oddělení a dceřiných společností jednu firmu – Soluziona. V ní zahrнула všechny aktivity v oblasti engineeringu, IT, outsourcingu, consultingu.

Stranded costs v Evropě

Jak již bylo několikrát zdůrazněno, lze o stranded costs bez jakýchkoliv rozpaků říci, že jsou cokoliv, jenom ne věda. Zmíněné 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 jako obyčejně stát od státu. Pokud jde o EU, pak bylo Evropskou komisí rozhodnuto uhradit „rozumné“ stranded costs. Uznání rozumnosti nákladů jako uvízlých 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. Rozhodnutím Evropské komise také platí, že žádné náklady, které vznikly po únoru 1997 (tj. od doby platnosti – nikoliv účinnosti – elektroenergetické směrnice) nebudou akceptovány jako uvízlé a nebudou tak moci být uhrazeny v žádné formě (jednou z těchto forem je i derogace platnosti některých ustanovení energetických směrnic). Kromě toho stanovila Evropská komise několik kategorií stranded costs, které bude možné uznat a následně v nějaké akceptované formě 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 zavlažovací zařízení apod.) a některé další.

Pravidla pro poskytnutí pomoci některým společnostem ve formě hrazení stranded costs mohou mít následující podobu:

- pomoc musí být přímo navázána na hrazení ospravedlnitelných stranded costs;
- tato pomoc se musí po roce 2006 postupně 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 elektroenergetické společnosti s jejím jediným 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, neboť společnost VEAG uzavřela s distribučními společnostmi v nových spolkových zemích dlouhodobé kontrakty (20 let) na výkup elektřiny z nově odsířených starých hnědohelných 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 Evropské komisi a ta jej může zrušit.

Švédsko a Finsko

Nepožádaly o žádnou výjimku ze Směrnice ani o hrazení jakýchkoliv stranded costs.

Španělsko

Španělsko požadovalo o možnost uvalení poplatku CTC neboli „Cost of Transition to Competition“ k ceně elektřiny z důvodů uhrazení nákladů na elektrifikaci ostrovů a zámořských území, tzn. Kanárských a Baleárských ostrovů, Ceuty a Mellily (což jsou území na severoafrickém poloostrově obklopená Marokem), které jsou jednotlivými společnostmi

považovány za uvízlé. Celkově by se jednalo o částku asi 1,7 mld. peset rozloženou na deset let. Evropská komise tyto požadavky akceptovala.

Dánsko

Původní požadavek Dánska obsahoval tři položky stranded costs:

- take-or-pay kontrakty na nákup zemního plynu;
- náklady uzavírání uhelných elektráren vyplývající z jejich nekonkurenceschopnosti;
- náklady energetických společností vyplývající z povinnosti vytvářet penzijní fondy pro své zaměstnance.

Nicméně ještě před projednáváním zmíněných požadavků u Evropské komise byly poslední dva z nich staženy. Evropská komise pak akceptovala za stranded costs navržené take-or-pay kontrakty na nákup zemního plynu, stejně jako způsob jejich hrazení přírůžkou k ceně elektřiny. Velikost těchto nákladů bude stanovena ex post a případné „přeplatky“ budou spotřebitelům vráceny.

Velká Británie

Požadavky UK se omezily pouze na krytí nákladů vyplývajících z kontraktů na dodávky elektřiny v Severním Irsku u čtyř tamějších producentů elektřiny (viz kapitola o anglickém trhu). Původním záměrem bylo uvalit tyto náklady jako přírůžku k ceně pro všechny spotřebitele v UK. Ale Ofgem nakonec usoudil, že energetické společnosti jsou natolik silné a náklady vyplývající z dodavatelských kontraktů natolik zanedbatelné, že je není potřeba hradit.

Rakousko

Zajímavý je případ Rakouska, které požadovalo uznání nákladů na výstavbu tří vodních elektráren za stranded costs a to ve výši 2,5 mld. Euro neboli 35 mld. šilinků. Evropská komise si však nechala vypracovat studii oceňující „skutečné“ stranded costs (musíme mít ale vždy na paměti, že kvantifikace stranded costs vždy hraničí s magií) a akceptovala uhrazení uvízlých nákladů pouze ve výši 620 milionů euro neboli 8,7 mld. šilinků, což je asi 30% z původně žádané částky. Tyto prostředky budou vybrány ve formě poplatku k ceně elektřiny. Tento poplatek bude odváděn do roku 2009.

Nizozemí

V Nizozemí se hlavním důvodem pro žádost o povolení uhrazení stranded costs staly investice do výstavby svého druhu experimentální plynové elektrárny, která jako paliva využívá zplyňovaného uhlí. Druhým důvodem pro podání žádosti byly cenové garance teplárenských distribučních společností známé jako garance typu „no-more-as“. Výše stranded costs byla odhadnuta na 650 milionů euro neboli zhruba 2 mld. guldenů (některé původní „odhady“ však činily až 2,6 mld. Euro neboli 8 mld. guldenů). Tato částka bude odváděna ve formě přírůžky k ceně přenosu elektřiny a bude vybírána společností provozující přenosovou soustavu, tj. společností TenneT.

Belgie

Belgičané požadovali uhrazení stranded cost, které měly několik zdrojů:

- náklady na likvidaci experimentální jaderné elektrárny (asi 30% veškerých stranded costs);
- náklady na splnění závazků vyplývajících z penzijních obligací energetických společností (asi 60% veškerých stranded costs);
- náklady vyplývající z výstavby a provozu tzv. obnovitelných energetických zdrojů neboli RES (asi 10% veškerých stranded costs).

Celková požadovaná částka dosáhla a byla akceptována ve výši 600 milionů Euro a bude hrazena ve formě poplatku k ceně přenosu elektřiny.

Řecko

Řecké požadavky na možnost uhrazení stranded costs se vztahovaly na:

- některé náklady výstavby a provozování domácích hnědouhelných a vodních elektráren, jejichž ekonomická efektivnost je pochybná;

- dlouhodobé take-or-pay kontrakty
- investice provedené mimo obvyklou činnost energetických společností, což především znamená investice do zavlažování.

Náklady byly vyčísleny na 1,4 mld. Euro s tím, že samotné schéma jejich uhrazení se nyní projednává.

Francie

Původním francouzským návrhem 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, kde se jedná o skutečně kuriózní případ. Původním návrhem na uznání nákladů jako stranded costs měly být náklady vyplývající z kontraktů na nákup elektřiny z moderní paroplynové elektrárny v Tapada de Outeiro (viz výše). Nicméně tento požadavek natolik překvapil a šokoval i úředníky v Bruselu, že Portugalsko svoji žádost raději stáhlo samo a nepožádalo o možnost uhrazení žádných stranded costs.

Kapitola 5: Energetika v USA

Elektroenergetický trh v USA je natolik veliký, složitý a diverzifikovaný, že se zaměříme pouze na některé jeho aspekty a části. Především provedeme rozbor jedné z nejpůvodnějších a pravděpodobně nejméně pochopených kapitol elektroenergetické historie vůbec – Kalifornské energetické krize v letech 2000 a 2001. Kalifornskou deregulaci pak porovnáme s dalšími dvěma státy – Pensylvánií a Texasem. Spolu s popisem konkrétní situace podáme také v nejnútnejším rozsahu výklad o obecných otázkách americké elektroenergetiky.

Kalifornská energetická krize

Pro plné pochopení toho, co se na přelomu tisíciletí v Kalifornii stalo, je nutné vysvětlit, jaká je struktura tamní elektroenergetiky, jak se liší od ostatních částí USA a jakým způsobem byla provedena „deregulace“ tamější elektroenergetiky. V USA má každý stát Unie jinou strukturu elektroenergetického trhu. Regulační pravomoci nad elektroenergetickým sektorem jsou totiž převážně svěřeny do rukou regulátorů na úrovni jednotlivých států. Na federální úrovni existuje regulační orgán zvaný FERC¹⁰³, nicméně v jeho pravomoci je především obchod s elektřinou mezi státy a některé související činnosti¹⁰⁴. Stejně tak existují i další federální regulační orgány¹⁰⁵, 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 zákonů¹⁰⁶ není zanedbatelná.

Stejně tak jako každý stát zvolil svojí svébytnou metodu regulace, pak také každý z nich zvolil nebo právě volí svébytnou metodu deregulace či spíše reregulace. A právě 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, rozhodnutím California Public Utilities Commission o dalším vývoji sektoru (Final Policy Decision on Electric Utility Restructuring) z 20. prosince 1995 a vyvrcholila schválením Assembly Bill 1890 (AB 1890) v 31. srpna 1996.

¹⁰³ FERC = Federal Energy Regulatory Commission

¹⁰⁴ V roce 1996 vydal FERC dvě významná nařízení 888 a 889, která jsou obdobou směrnic EU o tvorbě energetických trhů – nařizovala energetickým firmám nebránit wheelingu, což je americký výraz pro TPA, v oblasti obchodu mezi státy Unie.

¹⁰⁵ 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 v rámci tzv. univerzální služby atp.

¹⁰⁶ Viz např. zákony známé jako PUHCA nebo PURPA.

Starší z nich je PUHCA, 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 (ve formě tzv. QFs).

Hlavním motivem proklamované deregulace v Kalifornii byly relativně vysoké ceny elektřiny, kterými trpěli všichni kalifornští spotřebitelé. Kalifornie byla typickým příkladem klasické monopolní struktury, kdy monopolní (ale soukromí) vertikálně integrovaní dodavatelé elektřiny, tzv. IOUs¹⁰⁷ byly odpovědny za výrobu, přenos, distribuci a dodávku elektřiny na svých vymezených územích. Hlavními zdroji elektřiny pro jednotlivé IOUs byly vlastní výroba, nákup od tzv. QFs, dlouhodobé bilaterální kontrakty mezi jednotlivými společnostmi a krátkodobé nákupy na velkoobchodním trhu mezi státy.

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.

Ceny elektřiny v USA byly regulovány pomocí metody nazývané tradičně „Rate-of-Return Regulation“, což znamenalo, že elektroenergetické společnosti navrhly regulátorům na státní úrovni cenu, která měla pokrýt jejich oprávněné náklady a přiměřený zisk. Státní regulátor pak tyto návrhy buď schválil nebo také občas ne. Stejně tak jednotlivé společnosti z různých důvodů měly různé požadavky, stejně jako různí regulátoři měli různé představy. Ale obecně platilo pravidlo, že to, co si jednotlivé společnosti přály do nákladů zahrnout, to tam také zahrnuto bylo.

Pro úplnost je třeba dodat, že toto pravidlo bylo stejně jako každé jiné potvrzeno některými výjimkami, které většinou vyplývaly z toho, že investované prostředky byly natolik neefektivně vynaloženy a tlak spotřebitelů již byl natolik velký, že i „ovládnutý“ regulátor nemohl jejich plné započítání do regulovaných cen povolit. V USA lze poukázat na případ stavby jaderné elektrárny Seabrook v New Hampshire společnosti PS&G, kdy regulátor nedovolil zahrnout celý objem proinvestovaných prostředků do regulované ceny (bylo zahrnuto pouze 50%) a společnost stavějící elektrárnu následkem tohoto nezahrnutí v roce 1990 zkrachovala. Stejně tak regulační komise státu Arizona nezahrnula do celkové sumy oprávněných nákladů 577 milionů USD proinvestovaných společností APS v jaderné elektrárně Palo Verde (z celkové investované částky 2,3 mld. USD) a tím způsobila APS značné potíže.

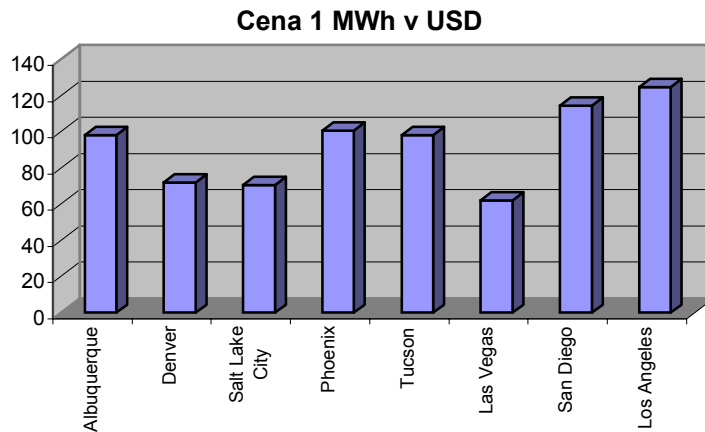
Dalším z typických příkladů, kdy náklady nebyly zahrnuty do cen, ale zaplatili je daňoví poplatníci je situace na severozápadě USA (Oregon, Washington, Idaho). Tamější energetická společnost Bonneville Power Administration (BPA) tam ve 30-tých letech započala mohutný program výstavby obřích vodních elektráren (jednou z nich je i Grand Coulee Dam na Columbia River, největší přehrada v USA a jedna z největších na světě) financovaných samozřejmě za velmi levné úvěry od federální vlády. Kombinace velkého množství vody a levných úvěrů učinila zpočátku ze severozápadu ráj spotřebitelů. BPA se pak pustila do ambiciózního jaderného programu, který skončil naprostým fiaskem (ze sedmi jednotek ve třech rozestavených elektrárnách je jen jedna v provozu), ale účet zaplatili daňoví poplatníci, takže v cenách elektřiny se to neprojevílo.

Postupem času se tak vyvinuly v jednotlivých regionech obrovské cenové rozdíly. Podívejme se tedy na západ USA do doby před deregulací tamějších elektroenergetických trhů (data jsou z roku 1997¹⁰⁸). Graf udává cenu jedné MWh pro domácnosti v různých městech v západní části USA.

¹⁰⁷ IOUs – Investor Owned Utilities

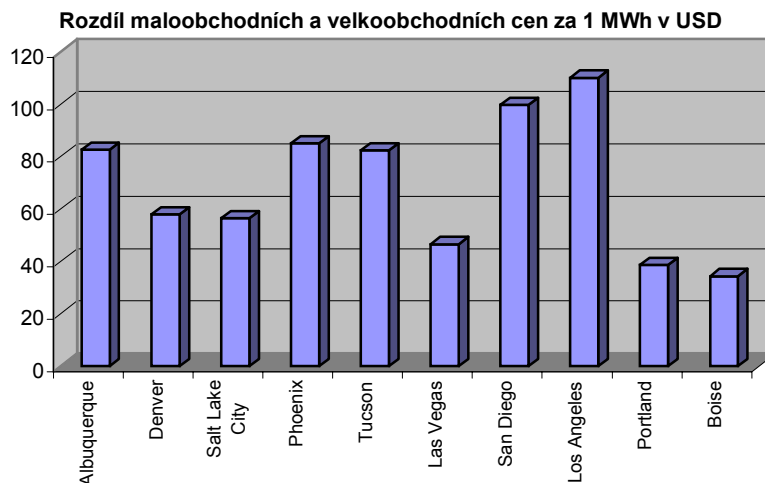
¹⁰⁸ Zdroj: Michael K. Block, Robert Franciosi, Melinda, L. Ogle: How I stopped Worrying and Learned to Love Deregulation, Goldwater Institute, 1998, str. 4.

Obrázek 8 Ceny v západní části USA před deregulací



Díky systému americké regionalizované regulace docházelo až ke kuriózním situacím, kdy jedna část města měla jiné ceny elektřiny než druhá prostě proto, že městem procházela dělicí čára mezi vymezenými územími jednotlivých společností. 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 grafu¹⁰⁹.

Obrázek 9 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) v mezistátním obchodu s elektřinou. Kalifornie však ve všech ohledech vychází jako stát s nejvyšší cenou elektřiny.

Na počátku 90. let neexistovalo na světě příliš mnoho států, které by de(re)regulovaly svoje elektroenergetické trhy – v podstatě se jednalo pouze o Norsko, Anglie a Wales a Chile, částečně pak Nový Zéland a Argentina. Důsledkem deregulace byl vždy pokles cen nakonec pro všechny skupiny odběratelů. Cílem kalifornských zákonodárců tedy bylo pomocí deregulace sektoru snížit ceny za elektřinu odstraněním monopolních zisků a zefektivněním strany výroby. Nižší náklady na energii měly podpořit ekonomický růst a odvrátit mnoho firem od rozhodnutí odejít do jiných částí USA. Musíme si uvědomit, že v první polovině 90. let prožívala Kalifornie poměrně velkou hospodářskou recesi.

¹⁰⁹ Ibid., str. 5.

Dobře zamýšleno, mnohem hůře uděláno. Kalifornský model deregulace zcela nepokrytě vycházel z britského vzoru, 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. Zmíněný Final Policy Decision z prosince 1995 obsahoval mimo jiné následující návrhy, které měly změnit dosavadní strukturu kalifornské energetiky a provést „deregulaci“ odvětví:

- Vytvoření ISO (Independent System Operator, neboli Nezávislého systémového operátora), který by měl odpovědnost za řízení kalifornské přenosové soustavy, byť by ji nevlastnil (přenosové „dráty“ měly zůstat v majetku jednotlivých IOUs);
- Vytvoření Kalifornské energetické burzy CPX (Californian Power Exchange) jako trhu pro elektrickou energii a prostředku pro řízení nasazování zdrojů;
- Postupné otevírání trhu konkurenci;
- Hrazení stranded costs ve formě Poplatku za přechod ke konkurenčnímu prostředí neboli CTCs (Competition Transition Charges);
- Povinné divestice nejméně 50% výrobních kapacit IOUs na fosilní paliva;
- Vznik ISO a CPX k 1.lednu 1998.

31. srpna 1996 kalifornský parlament (California State Legislature) bez připomínek schválil zákon AB 1890, kterým implementoval Final Policy Decision vydané předtím CPUC. Tehdejší guvernér státu Wilson zákon podepsal 23. září 1996. Mezi jiným tento zákon obsahoval:

- Potvrzení termínu 1. ledna 1998, jako startovního dne pro CPX a ISO – tento termín byl nakonec stejně posunut na 31. 3. 1998 a to především kvůli technickým problémům – a také sjednotil ke stejnému datu otevření trhu pro koncové zákazníky (čili neaplikoval se gradualistický přístup v otevírání trhu);
- Změnil délku období pro možnost vybírání CTC;
- Požadoval zmrazení cen elektřiny pro koncové zákazníky na úrovni 1. ledna 1998 a zároveň nařídil 10% snížení cen pro domácnosti a malé a střední podniky a to až do 31. března 2002 nebo do doby plného uhrazení stranded costs;
- Toto snížení cen bylo povoleno financovat emisí k tomu určených dluhopisů.

Jelikož je velice důležité pro pochopení Kalifornské energetické krize poznat strukturu tamější energetiky a její uspořádání po provedené reformě, tak podrobnému rozboru této otázky věnujeme následující kapitolu.

Kalifornský energetický systém po reformě 1998

Základními znaky deregulace v Kalifornii byly:

- Povinný Pool a zvláštní charakter energetické burzy
- Existence nezávislého systémového operátora – ISO
- Povinné divestice
- Povinnost zásobovat na vymezeném území
- Specifické hrazení stranded costs a přetrvávající regulace cen

Povinný Pool pro utility a energetická burza – Californian Power Exchange = CPX

Hlavním záměrem při vytváření energetické burzy bylo vytvořit nezávislou, neziskovou organizaci, která by byla zodpovědná za organizaci konkurenčního elektroenergetického trhu, na kterém by se setkávala nabídka s poptávkou. Vytvořená burza měla za úkol organizovat jak trh s elektrickou energií na den dopředu, tak i trh s elektrickou energií na hodinu dopředu. Hlavním principem fungování Kalifornského trhu byla zvolena povinnost IOUs provádět veškeré transakce prostřednictvím této burzy – tj. prodávat veškerou elektřinu vyrobenou zdroji, které si ponechaly ve svém portfoliu po povinných divesticích (viz dále), a zároveň veškerou elektřinu pro potřeby svých zákazníků na burze nakupovat. Ostatní účastníci na trhu mimo IOUs sice mohli služeb CPX využít, ale na rozdíl od nich se na ně nevztahovala povinnost tak činit.

Burza byla organizována „poolovým“ způsobem podle anglického vzoru s jedinou cenou čistící trh.

CPX provozovala dva různé trhy – denní a hodinový. Na denním trhu poptávali a nabízeli jednotliví účastníci elektřinu na každou hodinu dne následujícího. Tyto nabídky a poptávky musely být předloženy do 7:00 ráno dne předcházejícího. CPX pak z těchto nabídek a poptávek sestavilo tržní nabídku a poptávky, která určila cenu a obchodované množství pro každou jednotlivou hodinu. Tyto údaje včetně údajů o tom, kdo, kdy a kde bude dodávat a odebírat elektřinu byly předány ISO (viz dále) do 10:00 dopoledne dne předcházejícího. Ve stejnou dobu byly ISO předány také pozice vyplývající z bilaterálních kontraktů.

Na hodinovém trhu měli jednotliví účastníci možnost pracovat s pozicemi, které získali jako výsledek denního trhu. V podstatě se jednalo o jediný způsob, jak mohli poskytovatelé služeb modifikovat své denní pozice v případě např. změn v poptávce a nabídce způsobené např. výkyvy počasí nebo výpadky některých zdrojů.

Účastníky obchodování byli IOUs, federální a komunální autority, IPPs a market makeři. V roce 1999 existovalo 45 účastníků, kteří mohli obchodovat na CPX. V roce 2000 jejich počet vzrostl zhruba na 80. Na straně poptávky byli dominantními účastníky především IOUs, které reprezentovaly asi 95% poptávky.

Na existenci trhu měla vliv také výroba elektřiny označovaná jako RMT (Regulatory Must-Take). Mezi tyto zdroje patřily tzv. QF neboli Qualified Facilities (podle zákona PURPA), jaderné elektrárny a průtočné vodní elektrárny. Jejich charakteristickou vlastností bylo to, že musely běžet v důsledku existujících kontraktů nebo regulačních opatření. Tyto zdroje byly proto na CPX nabízeny za nulovou cenu, aby bylo zajištěno, že vždy poběží. Jejich majitelé pak obdrželi za jejich elektřinu cenu, která odpovídala ustavené tržní ceně. Objem těchto zdrojů byl kolem 20000MW, což byla polovina až dvě třetiny všech zdrojů na trhu.

Kromě provozování těchto forwardových trhů byly další úkoly CPX následující:

- Funkce subjektu zúčtování vůči trhu s odchylkami ISO – viz dále;
- Dispečink v reálném čase pro účastníky CPX;
- Účetní a vypořádávací centrum pro denní a hodinový trh.

Celé uspořádání trochu to připomínalo Rusko první poloviny 90. let, kdy si také mnozí mysleli, že kapitalismus rovná se burza (na cokoliv). V Anglii, podle jejíhož vzoru byl Pool vytvořen, 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 osobě 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 neboli Californian Power Exchange. Zákaz uzavírání dlouhodobých kontraktů pro utility neznamenal v žádném případě to, že by žádné dlouhodobé kontrakty v Kalifornii uzavřeny nebyly. Zákaz se ale 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.

Tabulka 6 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

Nezávislý systémový operátor = ISO

Hlavním úkolem již zmíněného ISO bylo řízení kalifornské přenosové soustavy, která byla tvořena přenosovými soustavami jednotlivých společností – tzv. Participating Transmission Owners (PTOs). Jednalo se vlastně o sloučení řízení jednotlivých přenosových soustav, které

předtím řídily IUOs, čímž však jejich vlastnictví nebylo jakkoliv dotčeno. Hlavním úkolem ISO tak bylo zajistit dostatečné množství podpůrných služeb pro stabilitu soustavy. Z pravomoci a odpovědnosti ISO byly vyčleněny tři oblasti – oblast obsluhovaná Los Angeles Department of Water and Power, Imperial Irrigation District a oblast elektroenergetických společností City of Pasadena.

Dostatek zdrojů byl zabezpečován nákupy na denním a hodinovém trhu a nákupy na trhu v reálném čase, stejně jako nákupy mimo stávající tržní struktury. ISO také zajišťovala, aby v oblasti pod její správou byly dosaženy minimální kritéria kvality a bezpečnosti stanovené WSCC. K jejich dodržení mohl ISO použít v podstatě jakýchkoliv prostředků.

ISO tak provozovalo tři různé trhy:

- Trh s odchylkami (Imbalance Energy Market neboli Real-Time Market)
- Trh podpůrných služeb (Ancillary Services market)
- Trh s kapacitou vedení (Transmission Congestion Management)

Trh s odchylkami

ISO používal nabídky dodávek elektřiny z denního a hodinového trhu k tomu, aby určil cenu dodatečné elektřiny potřebné k vybalancování soustavy nebo cenu elektřiny, o kterou je nutné výrobu snížit. Tyto ceny jsou kalkulovány v 10-ti minutových intervalech ex-post. Tato cena byla používána jako cena pro vypořádání odchylek. Takový subjekt zúčtování (z pohledu ISO byla i CPX subjektem zúčtování), který dodal více do systému, než měl, dostal zaplacenou tuto cenu. Ten kdo naopak dodal méně, tuto cenu zaplatil.

Trh s podpůrnými službami

ISO organizovalo čtyři denní a čtyři hodinové aukce pro poskytovatele podpůrných služeb.

Mezi poptávané podpůrné služby patřily:

Regulace napětí a frekvence (Regulation)

Točivá záloha (Spinning Reserve)

Netočivá záloha (Non-Spinning Reserve)

Dispečerská záloha (Replacement Reserve)

Jednalo se pouze o trhy s kapacitou. Nicméně s každou nabídkou kapacity musela být přiložena i nabídka ceny dodávky elektřiny. V případě regulace byly pak jednotlivé zdroje podle nabídek spouštěny automatickým dispečerským mechanismem Energy Management System. Ceny za elektřinu dodanou v rámci ostatních podpůrných služeb pak vstupovaly spolu s dodatečnými nabídkami do výpočtu cen pro trh s odchylkami.

Jako dodatek k těmto čtyřem produktům zajišťoval ISO také podporou napětí/reaktivní nabídku a start ze tmy. Tyto dvě služby, ale byly zajišťovány prostřednictvím dlouhodobých kontraktů.

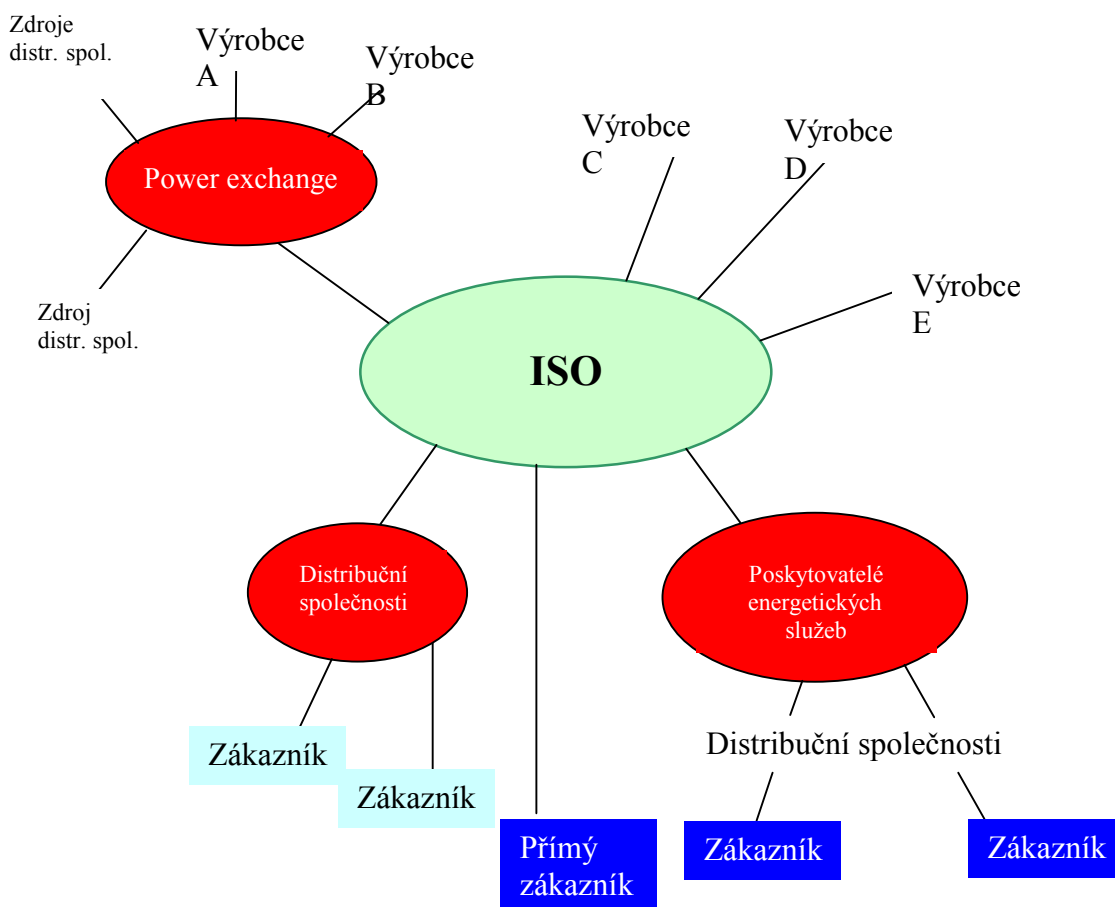
Trh s kapacitou vedení

Trh pracoval na principu nabídek úprav spouštění jednotlivých zdrojů (Schedule Adjustment Bids) ze strany jednotlivých subjektů zúčtování. Tyto nabídky ukazují ochotu jednotlivých subjektů zúčtování zvýšit nabídku elektřiny v případě růstu ceny, nebo naopak snížit nabídku elektřiny v případě jejího poklesu a vice versa u poptávky a u exportu elektřiny. Jsou tedy ukazatelem snahy získat kapacitu na přenos elektřiny mezi jednotlivými zónami. Tyto nabídky tak byly používány jako základ pro výpočet ceny za kapacitu na úzkých místech soustavy a nebo ceny k úpravě jednotlivých spouštění zdrojů v rámci subjektů zúčtování.

Aby byla situace komplikovaná dostatečně, pak činnost ISO podléhala z větší části federální, nikoliv státní regulaci¹¹⁰.

¹¹⁰ Podle Federal Power Act

Obrázek 10 Institucionální struktura kalifornského elektroenergetického trhu



Povinné divestice

Podle schváleného AB 1890 musely jednotlivé IOUs divestovat naprostou většinu svých fosilních zdrojů elektřiny – nejméně však 50% svých kapacit. Typickými kupci těchto zdrojů byly elektroenergetické společnosti, které provozovaly svoji činnost jako neregulovaní výrobci elektřiny. Ti pak prodávali elektřinu vyrobenou v divestovaných zdrojích na CPX nebo jiných trzích. Některé z těchto divestovaných zdrojů byly předmětem tzv. Reliability Must-Run regulace, neboli speciálních kontraktů s ISO. Základní myšlenka stojící za těmito kontrakty byla taková, že tyto zdroje musí běžet proto, aby se nezhroutil přenosový systém a nebo aby se snížila tržní síla jiných výrobců. Tyto zdroje musely být dány k dispozici ISO pro stabilizační potřeby, pokud již nebyly používány na CPX. Typickým příkladem takového zdroje v jižní Kalifornii byly elektrárny Alamos, jejíž jednotlivé části měly kapacitu od 175 do 480 MW nebo elektrárny Etiwanda, jejíž části měly kapacitu od 132 MW do 320 MW. Tyto zdroje divestovala SCE. Příkladem ze severní Kalifornie může být Morro Bay s bloky od 163 MW do 338 MW nebo Potrero s bloky od 52 MW do 207 MW či geotermální elektrárna v Geysers. Tyto zdroje divestovala naopak zase PG&E.

Do konce roku 2000 bylo prodáno 20212 MW instalovaných kapacit. Pro rok 2001 byl plánován prodej dalších zhruba 6000 MW instalovaných kapacit (k tomu však již nestačilo dojít).

Tabulka 7 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 8 Prodej instalovaných kapacit podle společností

Prodávající utilita	Prodaná instalovaná kapacita (MW)
PGaE	8040
SCE	10016
SDGaE	1996

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! Po odprodeji značného podílu výrobních kapacit IOUs došlo víceméně k úplnému majetkovému oddělení přenosu a distribuce od ostatních aktivit jako je výroba a obchod. Z původních utilit tak vznikly téměř dokonalé DisCos (společnosti distribuující elektrickou energii)¹¹¹ a z nových příchozích pak dokonalé GenCos (společnosti zabývající se pouze výrobou elektřiny).

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 nulová¹¹². 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 obyvatel Kalifornie, kteří nechtějí ani slyšet o jakékoliv stavbě elektrárny, protože „škodí životnímu prostředí“. Ze stejných důvodů jsou v Kalifornii zdaleka nejdrastičtější ekologické předpisy na světě¹¹³. Ekologické předpisy se neustále 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.

¹¹¹ Pro úplnost existuje v mainstreamovém reregulovaném „ideálním“ světě vedle GenCos, DisCos, PoolCos ještě samozřejmě TransCos, neboli společnost zabývající se přenosem elektrické energie.

¹¹² Jak taková slyšení probíhají, je velmi dobře zobrazeno v knize A. Haileyho „Přetížení“.

¹¹³ 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 důsledně demokraty a to velkou většinou (s jedinou výjimkou R. Reagana) – bez Kalifornie by demokraté byly menšinovou stranou – a nebo tím, že Ralph Nader, čili samozvaný „ochránce práv spotřebitelů“ a ekologický aktivista, má tradičně nejvyšší podporu právě v Kalifornii.

Poplatky za přechod k tržnímu prostředí a cenová regulace

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 z 1. ledna 1998. Pro domácnosti a malé podniky byly dokonce cenové stropy ještě sníženy o 10%. Do doby než velkoobchodní ceny překročily tuto hranici (což se stalo v létě 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 štedré uhrazení a peníze k tomu potřebné měly být získávány velmi zajímavým způsobem. Zprvce nucenými divesticemi (jak byly popsány 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 CPX. Na účtech zákazníků se pak tyto rozdíly objevily jako poplatky za přechod ke konkurenčnímu prostředí (Competition Transition Charges = CTCs), jak se těmto 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 CPX se měl zvětšovat prostor pro hrazení stranded costs. Tato regulace měla skončit rokem 31. březnem 2002 a od 1. dubna 2002 měly být ceny určovány výlučně trhem. V případě plného uhrazení stranded costs před tímto datem, což se také u SDGaE skutečně stalo, měly začít platit tržní ceny okamžitě po ohlášení uhrazení stranded costs.

Kalifornie a její energetická struktura

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 a námi již zmíněné 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 9 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 díky „zelenému šilenství“ 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 společnosti, které sériově vyrábějí malé plynové turbíny vhodné pro decentralizovanou energetiku. Nebyly stavěny žádné atomové elektrárny, minimálně uhelných (a starší byly odstavovány z provozu díky neustále se zpřisňujícím 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 10 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 (zaplaceným 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 Council¹¹⁴. 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 propojené 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 viz dále).

Krize

Právě kombinace ne příliš povedené deregulace, resp. reregulace, politického oportunismu, 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 postupně a později rychleji a rychleji měnit. Ceny ropy zamířily vzhůru a po nich i ceny zemního plynu, což se samozřejmě

¹¹⁴ www-stránka je www.nerc.org

projevilo okamžitě v nákladech na výrobu elektřiny u velké části zdrojů. Spolu s tím se trochu více rozkolísalo počasí.

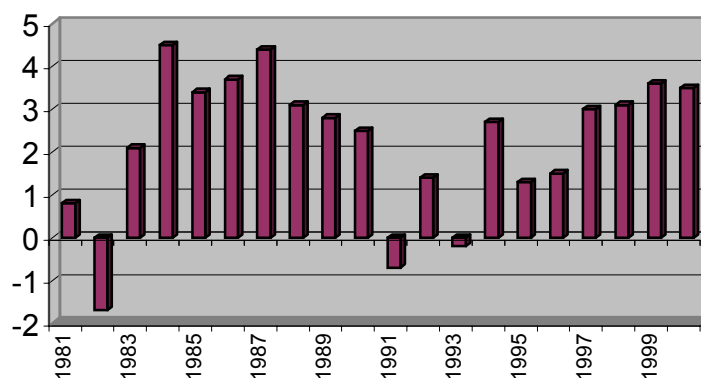
Spolu s tímto vývojem šel i růst spotřeby elektrické energie. V Kalifornii došlo v 2. polovině 90. let k růstu počtu obyvatelstva, ale i spotřeby elektrické energie na hlavu a to především díky moderním technologiím, které jsou velmi energeticky náročné – např. růst počtu počítačů v domácnostech, rozmach 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 11 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

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 11 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“¹¹⁵, ve kterých šlo vždy o adresování stejného problému byť 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 (mimořadně 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 - již v létě 2000 přišlo varování 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. SDGaE zdědila z minulosti nejméně stranded costs, a proto jejich uhrazení trvalo podstatně kratší dobu než u jiných utilit. Hrazení stranded costs pro SDaE

¹¹⁵ Arthur Hailey: Přetížení, TalPress Praha, 1991; Thomas N. Scortia, Frank M. Robinson: Prométheus v plamenech, Nakladatelství Svoboda, Praha, 1979.

tedy skončilo před limitem 1.1. 2002. V červnu 1999 ohlásila SDGaE, že plně pokryla svoje stranded costs z CTCs poplatků. Toto prohlášení odstranilo cenovou regulaci pro maloobchodní ceny zákazníků SDGaE. Ceny okamžitě skokově spadly a začaly se pohybovat podle vývoje cen na velkoobchodním trhu – tedy na CPX.

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. Průměrná nákupní cena elektřiny v druhé polovině roku 1999 činila pro SDGaE 41,5 USD/MWh. V druhé polovině roku 2000 byla průměrná nákupní cena SDGaE 155,1 USD/MWh.

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 – zaprvé, reakce politiků na růst cen konečným zákazníkům byla velmi instinktivní - uvalení „dočasných“ cenových čepiček pro konečné zákazníky v oblasti San Diega. V září 2000 byla uvalena cenová čepička 65 USD/MWh pro náklady, které mohla SDGaE přenést na spotřebitele. Skupiny, které spadaly do cenových čepiček byly – domácnosti a malí spotřebitelé. Tato cenová čepička byla uvalena retroaktivně od 1. června a má trvat do 31. prosince 2002. Pokud to CPUC uzná za vhodné (tj. ve veřejném zájmu), pak až do 31. prosince 2003¹¹⁶. Dále měli politici snahu uvalit maximální ceny na spotovém trhu. Pro přesnost – na spotovém velkoobchodním trhu regulace cen existovala již od jeho začátku, ale v tzv. soft formě. Tzn., že tuto cenovou čepičku (150 USD/MWh) bylo možné překročit, pokud se jednalo o “ospravedlnitelné” zvýšení (např. způsobené vyššími výrobními náklady) s tím, že pokud by se prokázalo, že tato cena nebyla „oprávněná“, pak by částku nad 150 USD/MWh musel výrobce zákazníkovi vrátit (proto soft price cap).

V létě 2000 během období s vysokou poptávkou bylo také pro zajištění stability soustavy nutné nakupovat kapacity mimo organizované trhy a to za ceny mnohem vyšší, než byly ceny na CPX. Příkladem jsou ceny z června a července 2000, kdy na spotovém trhu v průměru činily 230 USD/MWh a mimotržní nákupy se pohybovaly mezi 450 a 650 USD/MWh.

Na CPX trhu existovala také regulace ve formě hard price cap (tj. taková, kterou nebylo možné překročit za žádných okolností) ve výši 2500 USD/MWh, která ale byla spíše formální. Naopak na trhu s odchylkami byla cenová čepička mnohem nižší – v průběhu roku 2000 od 150 USD/MWh do 750 USD/MWh. Proto existovala silná motivace snižovat poptávku na trzích CPX, kde cena mohla vystoupat mnohem výše a spoléhat na platby za odchylky, neboť cenové čepičky byly mnohem nižší. ISO reagovala tak, že nakupovala rezervní zdroje na denním trhu, aby mohla pokrýt poptávku, pokud překračovala její předpověď výrazně zajištěné množství. Tím se chtěl také ISO vyhnout mimotržním nákupům, u kterých neexistovala žádná cenová čepička. Typickým případem tohoto chování bylo období tří dnů od 13. do 15. června 2000, kdy předpokládané poptávka se pohybovala kolem 45000 MW, zatímco zajištěné dodávky na CPX se pohybovaly na úrovni 35000 MW a dodavatelé spekulovali na to, že zaplatí odchylku a tím vlastně elektřinu levněji, než kdyby jí kupovaly na trhu. ISO pak nakupoval elektřinu za částky kolem 1400 USD/MWh.

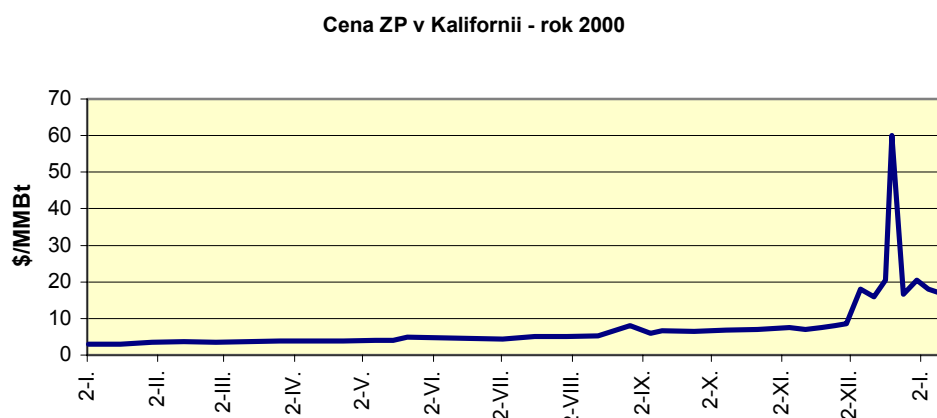
Druhým poznatkem z letní epizody bylo to, že především SCE a PGaE se začaly zadlužovat a vyčerpávat své zdroje (tj. začala výše zmíněná „charitativní“ činnost). Za třetí, voda se v akumulacích hydroelektrárnách postupně vyčerpávala a u klasických elektráren se odložily mnohé údržbářské práce, čímž se 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

¹¹⁶ 6. dubna 2001 byla cenová regulace rozšířena na všechny zákazníky SDGaE. Cenová čepička se nevztahuje na elektřinu nakoupenou od Department of Water Resources – viz dále.

politické řešení – tj. opětovou regulaci, v čemž byli mnohými politiky včetně guvernéra státu halasně 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 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 díky odloženým údržbářským pracím v relativně špatném stavu. Důležité je, že ačkoliv poptávka dočasně klesla, pak ceny na CPX nijak závratně. Pro ilustraci těchto faktů lze uvést následující obrázky a tabulky.

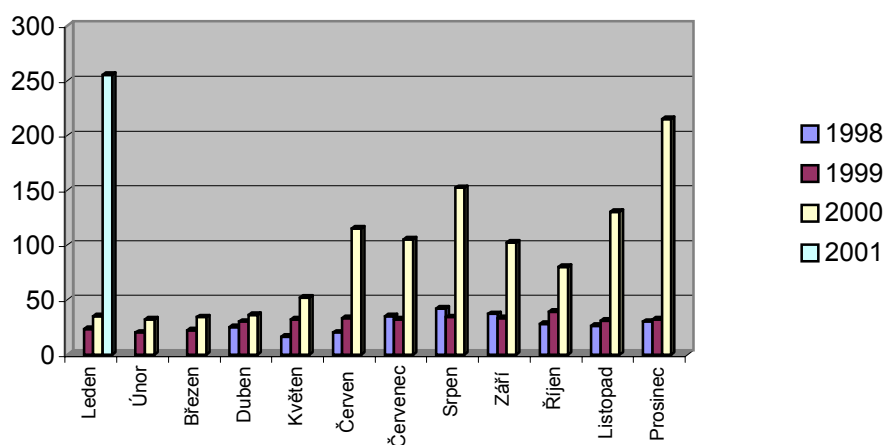
Obrázek 12 Cena zemního plynu v Kalifornii v roce 2000



Tabulka 12 Odstávky elektráren v Kalifornii

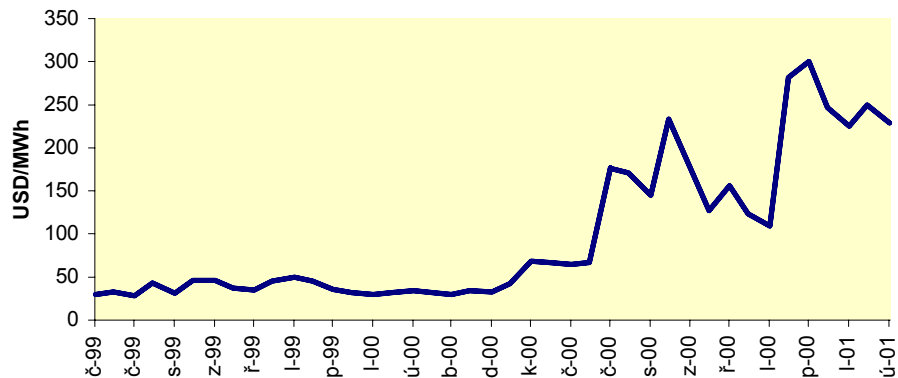
	říjen 1999	říjen 2000	listopad 1999	listopad 2000
Plánované odstávky (MW)	400	4340	930	5470
Vynucené odstávky (MW)	930	3350	940	5730

Obrázek 13 Ceny elektřiny 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)

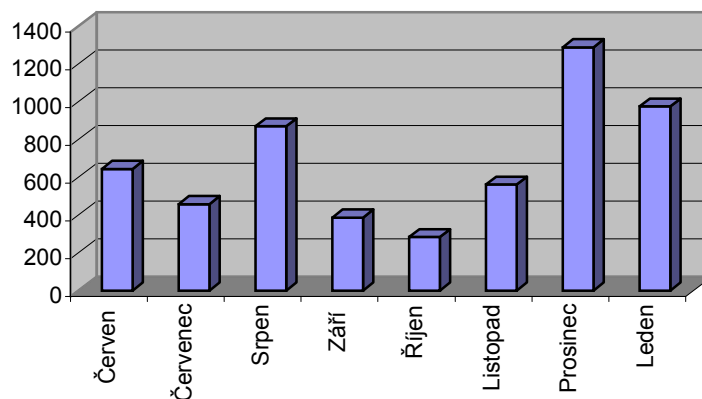


Podobný obrázek by vám poskytl přehled spotových cen na CPX, pouze obrázek by byl poněkud roztěkanější.

Obrázek 14 Průměrné velkoobchodní ceny elektřiny pro SCE



Obrázek 15 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.

Již 21. července 2000 PG&E a SCE požádaly CPUC o povolení uzavírat dlouhodobé kontrakty, neboť by jim umožnily zajistit se proti prudkým výkyvům cen na CPX v období vysoké poptávky. Podobnou žádost předložila 9. srpna i SDG&E.

Možnost uzavírat dlouhodobé bilaterální smlouvy byla PG&E a SCE povolena 3. srpna 2000, SDG&E pak 21. září 2000. Rozhodnutím komise mohly jednotlivé společnosti uzavírat kontrakty na dodávku elektřiny, podpůrných služeb a držení kapacity, ale skrze CPX. Tyto kontrakty musely být ukončeny do 31. prosince 2005.

V době počínající dluhové agónie v listopadu 2000 požádaly SCE a PG&E také o zvýšení cen pro zákazníky. Dne 4. ledna 2001 rozhodla CPUC o dočasném zvýšení cen o 10 USD/MWh. V té době už však bylo příliš pozdě a povolený vzestup cen příliš malý.

13. prosince 2000 nařídil odstupující ministr energetiky energetickým společnostem dodávat elektřinu jednotlivým IOUs a ISO po dobu "nezbytně nutnou". Ta bylo později stanovena na dobu do 11. února 2001.

15. prosince byla rozhodnutím FERC zrušena povinnost IOUs prodávat veškerou svoji kapacitu na CPX a naopak veškerou elektřinu na stejném trhu nakupovat. Stejně tak zůstala zachována cenová čepička 150 USD/MWh. Zároveň FERC nařídil rozpustit stávající vedení ISO se zdůvodněním, že kalifornský energetický trh nebyl funkční. Kalifornský guvernér pak 24. ledna 2001 jmenoval nové představenstvo ISO. Toto rozhodnutí nemělo však na vývoj trhu v podstatě žádný vliv.

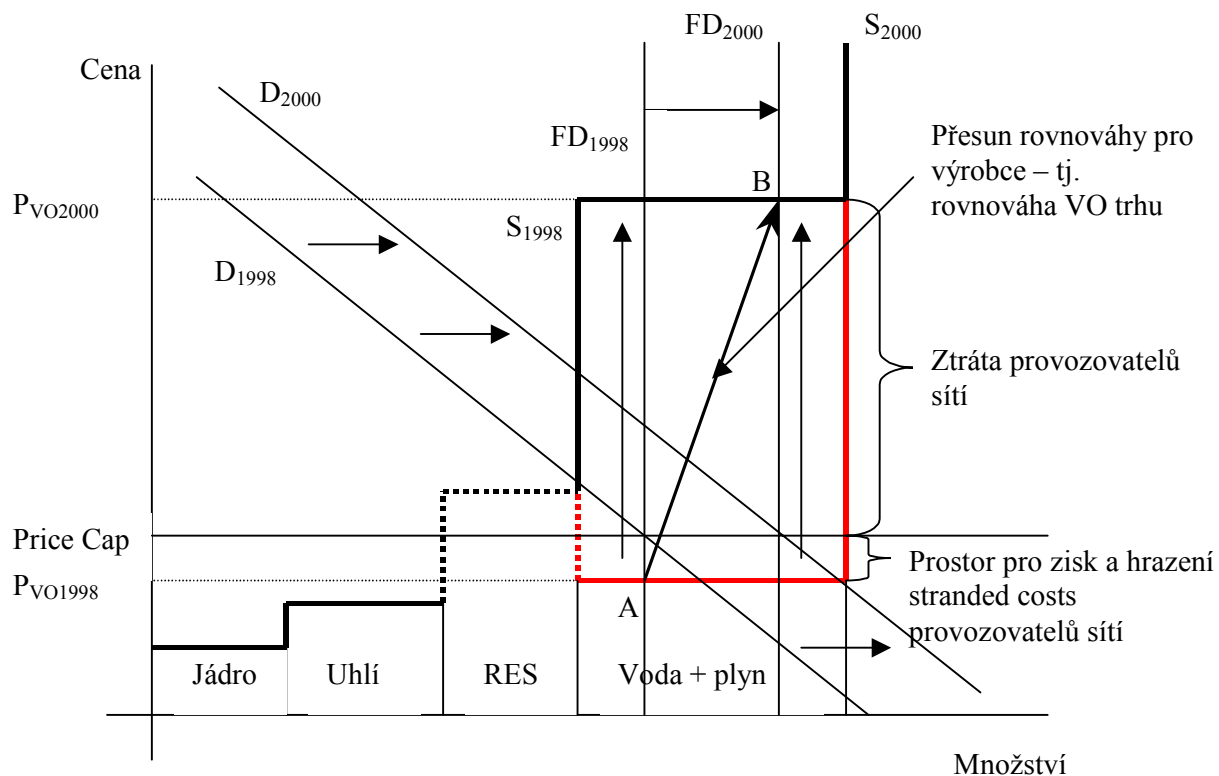
V lednu 2001 SCE a PG&E přestaly platit své dluhy CPX, ISO a přímým dodavatelům. To samozřejmě znamenalo, že CPX a ISO přestalo platit svým dodavatelům.

Po zrušení povinnosti obchodovat na CPX se velikost obchodů dramaticky snížila. Spolu s platebními problémy se jednalo o konec CPX. CPX ukončila svoji činnost 31. ledna 2001.

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 probíhala cena vzrostly tak drasticky.

K naprosto logickému vysvětlení není potřeba žádné magie, pouze jednoduchý graf nabídky a poptávky.

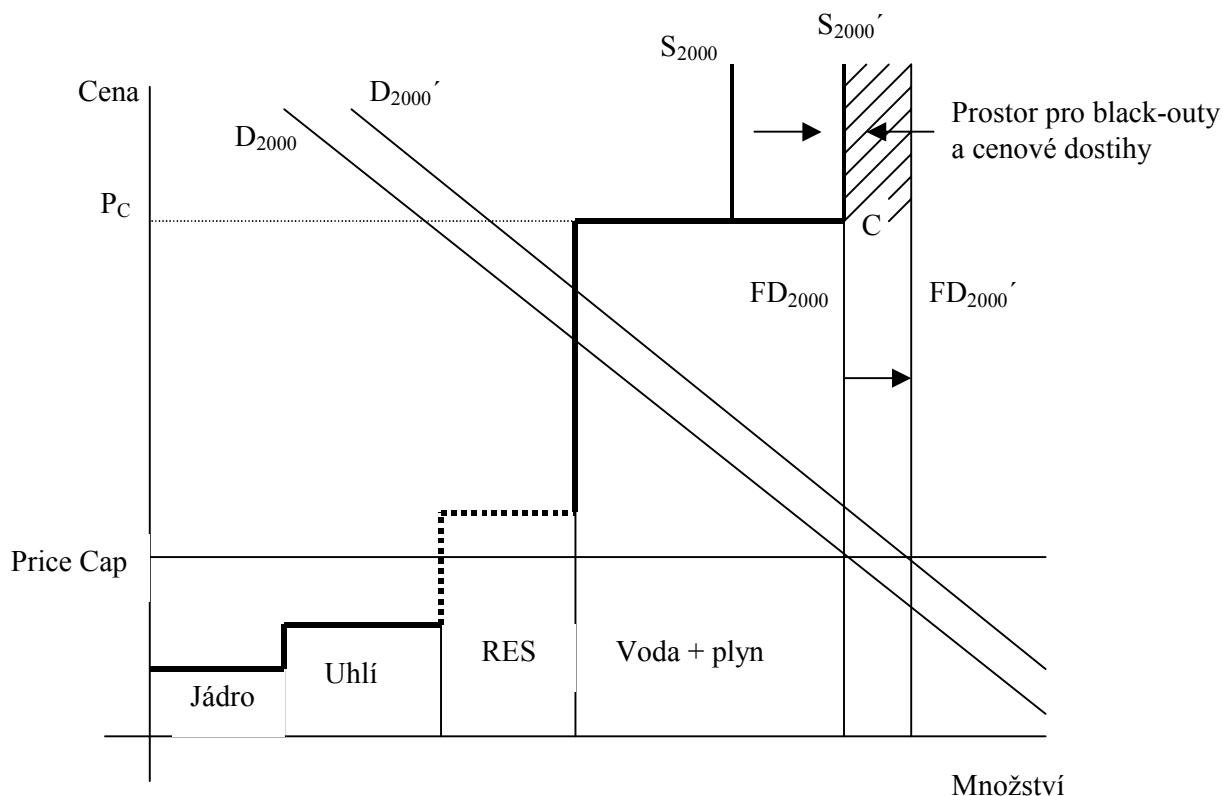
Obrázek 16 Situace na Kalifornském trhu s elektřinou



Kde D_{1998} je poptávka v roce 1998, D_{2000} je poptávka v roce 2000, FD_{1998} je fixní poptávka po elektřině v roce 1998 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 CPX. 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.

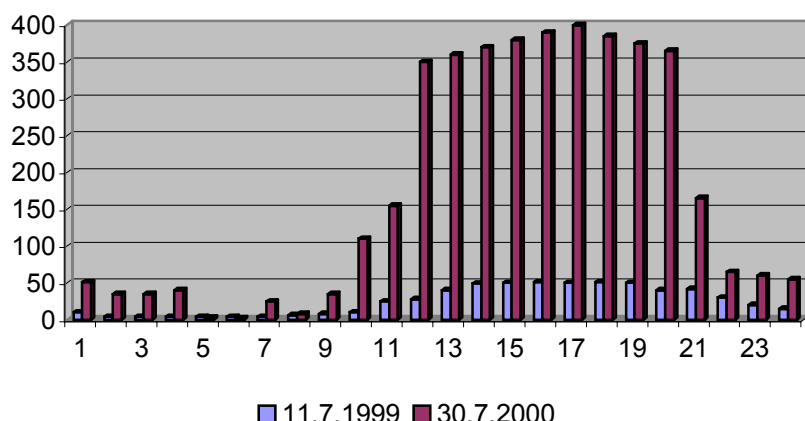
Obrázek 17 Kalifornský systém na hranici technických možností



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 ovšem 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 zaprvé 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 black-out“. Neustálá dynamika systému také vysvětluje, proč ceny na Poolu tak výrazně fluktovaly. Kalifornský systém se ocitl na hranici technických možností a malé změny poptávky a nabídky tak mohly vyvolávat skokové změny cen.

Obrázek 18 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.

Jak jsme již popsali, 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 nemohly elektřinu dodávat díky malé přenosové kapacitě. Neochota dodávat se dala „řešit“ příkazy k dodávkám – viz výše, když odcházející Clintonova administrativa si snažila zazpívat svoji labutí regulační píseň. Ale de facto se stále nekonala žádná energetická krize – pouze krize finanční a regulační.

V polovině zimy však 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 vodní 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 13 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

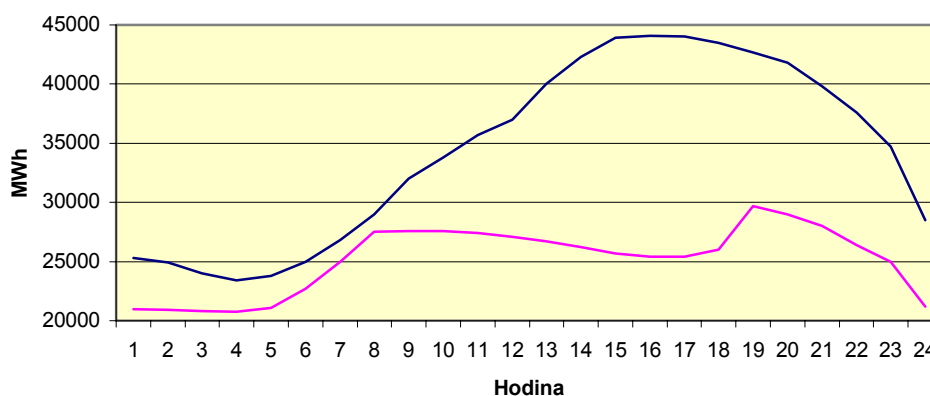
Stav 1 – disponibilní rezervy jsou pod 7% očekávané poptávky

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 19 Vliv „rolling blackout“ na poptávku po elektřině (tj. zatížení soustavy)



Modrá křivka ukazuje poptávku po elektřině během letní špičky 16. 8. 2000. Růžová 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 naoproti.

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 analytiků a ekonomů, 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 obětním beránkem měli být výrobci, kteří ve své „sveřepé a bezohledné“ snaze maximalizovat zisk způsobili růst cen na spotovém trhu, nebo spotový trh alespoň manipulovali. Zaprvé, 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“ obětním beránkem jsou liberální ekonomové, kteří nám „to“ neřekli. Ale řekli, pouze je jakýkoliv ekonom bezbranný proti lobbyům 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. Tím také byl plán, který začal být uskutečňován od 17. ledna, tj. od prvního black-outu, který začal realizovat guvernér Kalifornie Davis.

Plán na stabilizaci elektroenergetického trhu a další vývoj v roce 2001

Již v prosinci 2000 a lednu 2001 požádal ISO Californian Department of Water Resources jako provozovatele State Water Project, aby pomohl při snaze zabránit rolling blackouts tím, že by nakupoval na spotovém trhu elektřinu, kterou by pak předával ISO a to ji dále předávalo IOUs. V lednu 2001 bylo provedeno několik takových nákupů ve velikosti 68000 MWh za zhruba 39 mil. USD.

17. ledna 2001 vydal guvernér Davis prohlášení, ve kterém nařídil na základě ustanovení Emergency Services Act Departmentu nakupovat elektřinu a pomoci tak řešit problémy se zásobováním. Tyto nákupy měly být prováděny odděleně od provozování a financování State Water Project. Na základě tohoto prohlášení bylo uvolněno 440 mil. USD z prostředků fondu pro nákupy elektřiny.

Tento příkaz ke vstupu na elektroenergetický trh byl podpořen zákonem SB 7X, který byl schválen a podepsán 19. ledna 2001. Tento zákon dále uvolňoval dalších 400 mil. USD pro stejné účely – nákup elektřiny.

1. února 2001 byl schválen další zákon, který umožňoval Departmentu kupovat elektřinu pro potřeby konečných zákazníků a uvolňoval dalších 500 mil. USD. Stejně tak vytvořil postup, který umožňoval Departmentu požádat o uvolnění dalšího množství peněz pro nákup elektřiny a to žádostí předloženou státnímu zákonodárnému sboru 10 dní před zamýšleným nákupem. Dále pak vytvořil určité pravomoci a požadavky pro Department jako dodavatele elektřiny:

- zmocňuje Department jménem státu Kalifornie k zajištění nutných dodávek elektřiny pro jejich přeprodání konečným zákazníkům;
- umožňuje Departmentu využívat pro distribuci a billing služeb bývalých IOUs;
- omezuje činnost Departmentu do 1. ledna 2003, avšak umožňuje mu obhospodařovat stávající kontrakty i po tomto datu;
- stanovuje, že platba za elektřinu je závazkem zákazníka vůči Departmentu atd.

Základní činností Departmentu byl zpočátku nákup elektřiny na spotovém trhu a postupně začal být Departmentem vyvíjen program vytváření portfolia bilaterálních kontraktů a podpory energetických úspor.

27. března vydala CPUC rozhodnutí, které umožňovalo zvýšit společně PG&E a CSE ceny elektřiny asi o 30 USD/MWh. Z dodatečných příjmů, ale nesměly být hrazeny minulé dluhy elektroenergetických společností. Tento růst cen se ale netýkal SDG&E. Dále nebylo rozhodnuto, jakým způsobem bude toto zvýšení cen provedeno v praxi – to bylo ponecháno dalšímu nařízení (ze dne 15. května).

6. dubna PG&E požádala u Bankrotového soudu pro severní oblast Kalifornie o ochranu (U.S. Bankruptcy Court for the Northern District of California) před věřiteli podle článku 11 Zákona o bankrotech. Prakticky to znamená, že oznámila finanční krach¹¹⁷.

Stejně tak ve stejný den vydal FERC nařízení, aby veškeré transakce, které provádí ISO, byly zaštitěny nějakým bonitním subjektem. Na základě tohoto příkazu bylo oznámeno, že za veškeré nákupy ISO na trhu podpůrných služeb a na trhu v reálném čase platí Department of Water Resources. Avšak příjmy z prodeje poskytovaných služeb Department nezískával. Do konce roku 2001 utratil na těchto nákupech přes 1 mld. USD.

26. dubna vydal FERC nařízení, kterým byl oficiálně ohlášen plán na postupné zmírnění problémů na Kalifornském energetickém trhu a na jeho monitorování. Tento plán byl časově omezený na dobu jednoho roku a navrhoval některé změny v institucionálním uspořádání Kalifornského trhu:

¹¹⁷ V české terminologii podala žádost na vyhlášení konkurzu.

- zvýšení koordinace a řízení plánovaných odstávek jednotlivých elektrárenských bloků;
- vytvoření povinnosti některých výrobců nabízet elektřinu v reálném čase;
- stanovení výše cen, při jejichž dosažení má být sníženo zatížení soustavy;
- vytvoření jednotné ceny pro trh v reálném čase;
- snížení cen dostupných kapacit během období jejich nedostatku.

Tento plán však neobsahoval cenové regulace, jak požadoval guvernér a někteří kalifornští zákonodárci.

15. května rozhodla CPUC o realizaci zvýšení cen, které bylo povoleno rozhodnutím z 27. března. Typicky pro regulátory bylo rozhodnuto, že sazby budou výhodnější pro nízkopříjmové domácnosti a také pro domácnosti, jejichž spotřeba elektřiny je nižší než 130% úrovně spotřeby elektřiny, kterou stanovila komise jako množství, pro které nebude platit žádné zvýšení cen. Ostatní sazby byly stanoveny podle principu – čím vyšší spotřeba, tím vyšší zvýšení cen¹¹⁸. Nové sazby začaly platit pro PG&E 1. června a pro SCE 3. června.

19. června vydal FERC nařízení, kterým se snažil řešit “Kalifornský problém” na úrovni WSCC. V něm stanovil soft price caps pro ceny elektřiny, přičemž výše těchto měkkých cenových čepiček byla určena v závislosti na teplotě, ceně nejméně efektivního zapojeného bloku a ceně zemního plynu při posledním vyhlášeném Stupni 1. Při vyhlášení Stupně 1 (nebo vyššího) je tak cenová čepička rovna ceně elektřiny vyrobené v nejméně efektivním zdroji při průměrné ceně zemního plynu v Kalifornii plus 6 USD/MWh plus 10% ceny jako riziková premie. Pokud není vyhlášen žádný stupeň stavu nouze, pak je cenová čepička sestavena jako 85% cenové čepičky z posledního Stupně 1. Tato cenová čepička je pak kalkulována pro všechny Stupně 1, jejichž délka je 60 minut a více. Samozřejmě platí vše, co jsme již o tzv. Měkkých cenových regulacích (soft price caps) napsali výše.

20. září rozhodla CPUC o zvýšení cen také pro zákazníky SDG&E o 14,6 USD/MWh.

Tyto popsané kroky byly v podstatě realizací (byť pomalejší, váhavější, “nedokonalejší” a hlavně mnohem umírněnější) plánu guvernéra Davise na “záchranu” kalifornské energetiky. Za zveřejnění takového plánu by se však nemusela stydět leckterá komunistická vláda. Jeho podstatou měly být následující body:

- Stát by měl koupit přenosové a distribuční sítě od předlužených utilit za „férovou“ cenu, tj. za ceny, které by uhradily jejich ztráty - neuskutečněno;
- Produkční kapacity, které jsou ještě v držení utilit, by měly po následujících deset let dodávat elektřinu za cenu odvozenou z oprávněných nákladů – neuskutečněno (viz nařízení FERC výše);
- Velký program úspor energií a regulace trhu, který by se týkal nejenom Kalifornie, ale celého Western Gridu (uskutečněno - viz nařízení FERC);
- Podpora výstavby nových zdrojů (uskutečněno – viz dále);
- Zajištění úhrady minulých a budoucích ztrát utilit (postupně uskutečňováno s výhradou);
- Rozumné zvýšení cen pro konečné zákazníky (provedeno – viz výše);
- Povolení „rozumných a spravedlivých“ dlouhodobých kontraktů (uskutečněno – viz dále).

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.

Podívejme se na další aktivity státních orgánů v Kalifornii, z nichž některé jsme již naznačili výše ve stručném popisu plánu guvernéra Davise, jednalo se především o činnost Department of Water Resources.

- Změna systému oceňování na elektroenergetickém trhu, která znamenala ústup od tzv. poolového uspořádání, kdy každý úspěšný nabízející získal mezní cenu „čistící“ trh a stejně tak každý kupující platil cenu „čistící“ trh. Tento ústup pramenil mimo jiné také z toho, že CPX ukončila svoji činnost. Mechanismem určování cen se stal

¹¹⁸ Trochu to připomíná české regulátory v 90. letech a jejich „sociální“ přístup ke stanovování cen.

- princip „pay-as-bid“, kdy každý úspěšný nabízející získal cenu, kterou nabídl a opačně, kupující platil cenu, kterou akceptoval.
- Uzavírání dlouhodobých bilaterálních kontraktů mezi výrobcí a Departmentem na nákup elektřiny.
 - Vytvoření nového obchodního systému, který zahrnuje mnohem širší škálu možných produktů od hodinových až po dlouhodobé kontrakty.
 - Plánování a implementace několika programů zaměřených na úspory a snížení spotřeby energií jako např. – slevy na nákup energeticky efektivnějších domácích spotřebičů, podpora snižování energetické náročnosti budov na severu Kalifornie a naopak ke snížení tepelných zisků na jihu Kalifornie (program je často nazýván jako cool-roof), program podpory dosažení úspor energií v porovnání s předchozím rokem na bázi měsíc/měsíc a to formou dotací za snížení atd.
 - Poskytování plateb za dobrovolná snížení zatížení ve špičkových letních měsících především u velkých spotřebitelů.
 - Modifikace cenových formulí v kontraktech QFs tak, aby lépe odrážely vývoj na plynárenském trhu
 - Vytvoření nového zrychleného povolovacího řízení na stavbu špičkových zdrojů, který začal platit v létě 2001.
 - Uzavírání smluv s developery, kteří byli ochotni urychlit stavbu nových špičkových zdrojů.

Tato umírněná realizace Davisova plánu v sobě obsahovala některé realistické a rozumné prvky – ty se především týkaly urychlení povolovacích řízení výstavby nových elektráren a umožnění větší smluvní volnosti jednotlivým subjektům. Přesto skutečné dlouhodobé řešení krize by vyžadovalo aplikaci několika jednoduchých, ale účinných principů. Ty byly v Kalifornii aplikovány nedůsledně a váhavě. Politici ale mnohdy tyto jednoduché principy nechápou nebo se jimi nechtějí řídit.

Cenová deregulace

Především je třeba deregulovat ceny pro konečné spotřebitele. Jediným krokem v tomto směru bylo administrativní zvýšení cen, které CPUC odsouhlasilo v březnu 2001 – viz výše, a které začalo platit od června 2001. Sice tento krok částečně pomůže řešit nedostatky elektřiny, protože se jedná o určitou nedokonalou aproximaci zákona nabídky a poptávky, ale dokud nebudou ceny uvolněny úplně, o skutečné řešení se nejedná.

Vysoké ceny elektřiny, které by se ustavily po skutečné deregulaci by měly dvojí 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 peněžních jednotek je ochoten zaplatit za určité množství elektřiny. Za elektřinu, kterou topí, je ochoten zaplatit více než za elektřinu, kterou svítí, protože bez tepla se žít v zimě nedá, bez světla ano. A tak dále. Suma těchto jednotlivých poptávek dává dohromady tržní poptávku. Cena pak určí poptávané množství. Při jejím růstu se poptávané množství sníží a každý omezí spotřebu elektřiny v takovém užití, které má pro něho nejmenší hodnotu. Čili takové zvýšení cen, které vybalancuje trh, tak činí nejefektivnějším a paradoxně tím nejméně bolestivým způsobem – každý sníží své poptávané množství tak, aby co nejméně trpěl a jen on sám ví, jaká jeho potřeba je pro něj nejméně hodnotná. Snižování poptávaného množství administrativně např. pomocí „rolling black-outs“ je vždy bolestivější než tržní proces. Stejně tak je regulovaný vzestup cen neefektivní, neboť nemůže brát v úvahu mezní užítky jednotlivých spotřebitelů – v nejlepším případě bere v potaz představu regulátorů a politiků o mezních užících. Realističtěji však bere v úvahu politickou sílu jednotlivých spotřebitelských skupin. Tržní snížení poptávaného množství je optimální cesta – nemůže být nic „optimálnějšího“ ze samotné podstaty věci.

Krach utilitních společností

Stejně tak je vhodné nechat finančně vyčerpané utility zkrachovat, tak jako asi nakonec zkrachuje PG&E. Je to nepříjemné, bolestivé, ale nejrychlejší a dokonce i nejférovější řešení. Monopolní společnosti, které 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.

Uvolnění ekologických regulací

Positivní na skutečných krocích kalifornských regulátorů bylo uvolnění některých regulací na stavbu elektráren a zkrácení povolovacích řízení. Nicméně tato povolení jsou pouze pro některé typy zdrojů a pouze dočasná – např. povolení provozování některých fosilních zdrojů, které musely být z environmentálních důvodů předtím odstaveny. Ke skutečnému řešení je však nutné dlouhodobě uvolnit striktní ekologické předpisy a pravidla pro stavbu nových elektráren, nebo alespoň pro stavbu propojovacích vedení a tranzitních plynovodů vedoucích mimo Kalifornii.

Růst nabídky

Dlouhodobým řešením je vzrůst nabídky elektřiny, který může nakonec cenu elektřiny snížit – a to bez jakýchkoliv pochybností třeba i na původní úroveň let před krizí. 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 Energy¹¹⁹, což je energetický gigant z Texasu (kolem 20 mld. USD ročního obratu) podnikající ale i v Kalifornii. 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. Důkazem tohoto tvrzení je skutečný vývoj v Kalifornii v průběhu roku 2001. Právě uvolnění regulací a fungování trhu byly důvodem toho, že v průběhu roku 2001 došlo k „překvapivému vývoji“. Podle všech předpokladů regulátorů a Departmentu of Water resources se neměly ceny elektřiny nikterak snižovat a léto 2001 mělo být létem plným „rolling black-outů“. Nicméně, přestože se regulátoři snažili, pak fungování trhů se jim nepodařilo zastavit. Pokud by se někdo na počátku roku 2001 podíval na trh výstavby elektráren v USA, získal by zajímavý obrázek.

Rostoucí ceny elektřiny na velkoobchodních trzích v USA (nejenom v Kalifornii, ale i na středozápadě a východním pobřeží) působily jako katalyzátor velkých investic do zařízení na výrobu elektřiny. Jako proxy proměnou 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.

¹¹⁹ O Reliant Energy podrobněji viz níže.

Tabulka 14 Dodávky turbín (plynových i parních) s výkonem nad 2 MW (v letech 2001 až 2006 založeno na objednávkách firem)

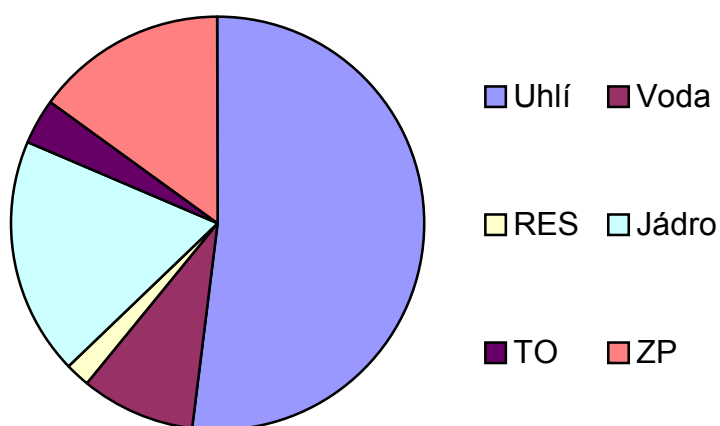
Rok	Počet dodaných jednotek	Příjmy v milionech USD
1996	84	1059,9
1997	79	883,6
1998	137	1872,1
1999	439	8217,4
2000	441	8590,5
2001	435	8926,5
2002	421	8746,5
2003	389	8597,1
2004	326	7117,5
2005	305	6905,5
2006	300	7098,7

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 – projevil 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.

V roce 2001 tak bylo rozestavěno asi 175000 MW, převážně díky IPPs v deregulovaných trzích – tzv. merchant power plants. Následující obrázek dává představu, jaká je struktura amerických elektráren.

Obrázek 20 Výrobní mix na americkém elektroenergetickém trhu



Podívejme se konkrétně do Kalifornie, jestli i tam na počátku roku 2001 platilo to, co bylo řečeno o USA jako celku. Kladná odpověď je nasnadě. Již na počátku roku 2001 (tj. v době vrcholící krize) bylo možné říci, že v letech 2001 – 2004 na tom Kalifornie nebude tak špatně, jak by se na první pohled mohlo zdát. V té době bylo ve stavbě asi 6273 MW instalovaného výkonu, v licenčním řízení bylo dalších 7716 MW a navržených je dalších 5780 MW. To dohromady dává necelých 20 GW instalovaného výkonu. Obdobný obrázek by vznikl, pokud bychom se podívali na trh s turbínami, kde objednávky zařízení na výrobu elektřiny zažily na

přelomu tisíciletí a stále zažívají nebývalý boom, a ten vydrží (alespoň podle objednávek) nejméně tři nebo čtyři roky.

Pokud šlo konkrétně o rok 2001, pak v červenci bylo uvedeno do provozu 500 MW v Los Medanos, v srpnu 500 MW v Sutteru a dalších zhruba 1000 MW bylo uvedeno do provozu mezi červnem a zářím v menších zdrojích. V těchto číslech nejsou zahrnuty instalace mikroturbínek, kterých masově přibývá (klíčovými produkty v tomto segmentu jsou výrobky firem Honeywell¹²⁰ a Capstone).

Pokud bychom se podívali na oblast Western Gridu jako celku, pak v červnu a červenci 2001 přibylo dalších 2200 MW instalovaného výkonu ve vedlejších státech. Pro rok 2001 tedy byl zřejmý výrazný nárůst zdrojů elektřiny jak v Kalifornii, tak i v jiných státech a to především proto, že vysoké ceny na velkoobchodním trhu byly dostatečným incentivem pro výrobce, aby se “prokousali” jednotlivými veřejnými slyšenými a stavbu elektráren nakonec uskutečnili. Trh tak fungoval přesně. Uvolnění přístupu do odvětví v roce 2001 tento již existující trend jenom podpořilo. Ale trend již existoval předtím, než guvernér Davis a státní regulátoři vůbec zjistili, že nějaký problém vůbec existuje.

Dalším faktorem, který je třeba brát v úvahu, je to, že mnoho elektráren vyřazených kvůli opravám z provozu na podzim 2000 a v zimě na přelomu let 2000/2001 se po jejich dokončení vrátilo do normálního provozu – z výše zmíněné tabulky je patrné, že se jednalo o značná množství instalovaného výkonu.

Snížení poptávky

Stejně tak došlo v Kalifornii i k výraznému snížení poptávky po elektřině. A to opět nikoliv kvůli programům energetických úspor, které jsme popisovali výše. Důvodem bylo ekonomické ochlazení především v oblasti tzv. “nové ekonomiky”. Dot.comová bublina, která praskla v dubnu roku 2000 byla jedním z hlavních motivů růstu spotřeby elektřiny v Kalifornii koncem 90. let.

Poklesy cen akcií a následné skutečné krachy internetových start-upů, ke kterým došlo se zpožděním po prasknutí bubliny na přelomu let 2000 a 2001, způsobily poměrně značný pokles růstu poptávky o elektřině¹²¹. Na počátku roku 2001 již tento vývoj byl opět zřetelný. Čili, pokud by regulátoři a úředníci v čele s guvernérem Davisem neudělali vůbec nic, pak vývoj v roce 2001 by se příliš nelišil od toho, co se skutečně stalo po aplikaci jejich programů.

Pokud totiž roste nabídka elektřiny a zároveň klesá poptávka, pak člověk nemusí být velkým ekonomem, aby prohlásil, že výsledným efektem bude zcela jistě pokles cen s tím, že výsledné tržní množství nelze analyticky určit – bude záležet na velikosti poklesu poptávky a růstu nabídky.

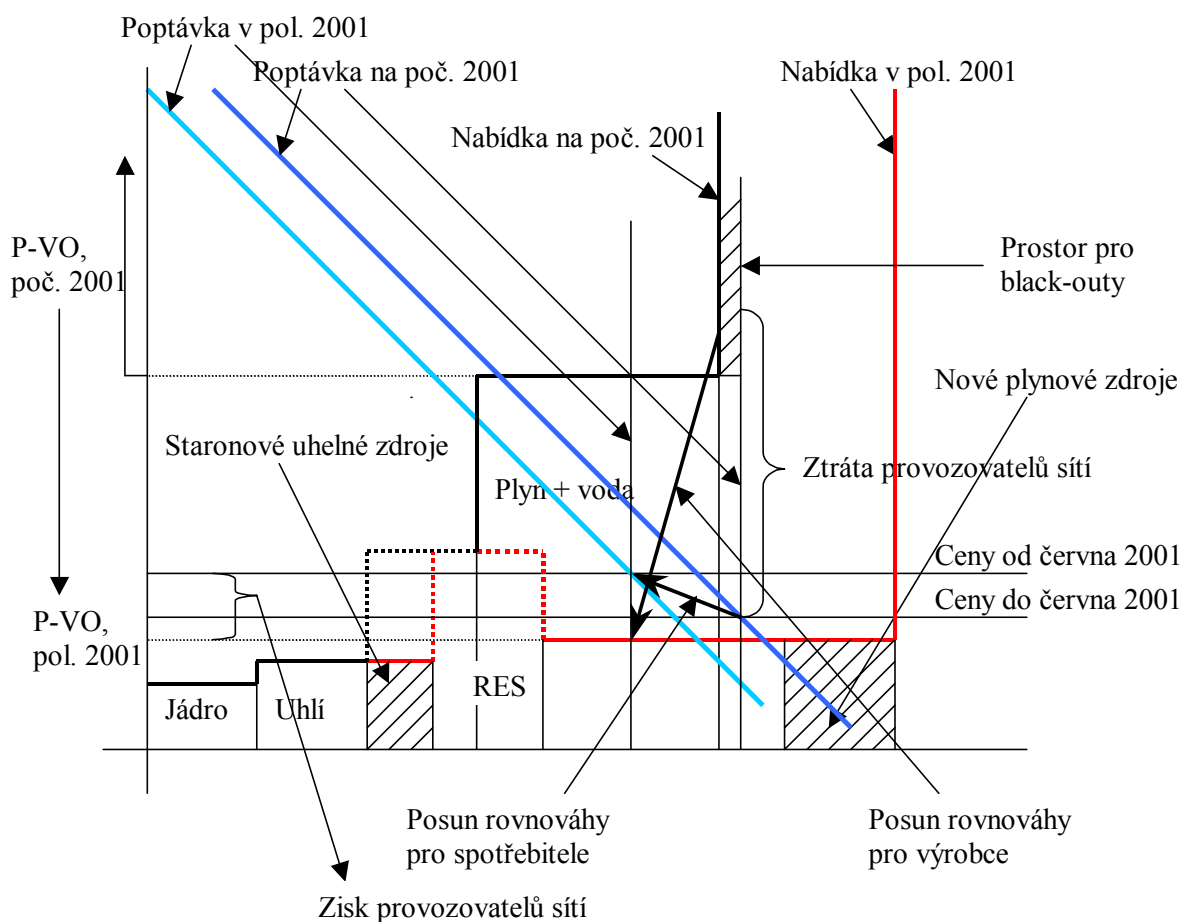
Opatření státních úředníků a regulátorů v podstatě v Kalifornii pouze belhala za skutečným vývojem tržních sil, některé fundamentální pohyby marginálně posunula v jejich předchozím pohybu. Zásadně se však nejednalo o opatření, která by vývoj mohla jakkoliv fundamentálně změnit. To však státním úředníkům nebrání v tom, aby se neprohlásili za zachránce kalifornské energetiky a nepřipisovali si zásluhy na pro ně velmi překvapivém a pozitivním vývoji trhu.

Pokud bychom chtěli pokračovat v popisu vývoje v Kalifornii na grafech, které jsme již využili, pak by situace v roce 2001 vypadala následovně.

¹²⁰ Jedná se především mikro-turbínu o Paralon 75.

¹²¹ Podrobně o dot.comové a telekomunikační bublině v let 1999 až 2001 viz M. Zajíček: Telekomunikace – nové trhy, nové regulace, LI, 2002.

Obrázek 21 Vývoj kalifornské energetiky v roce 2001



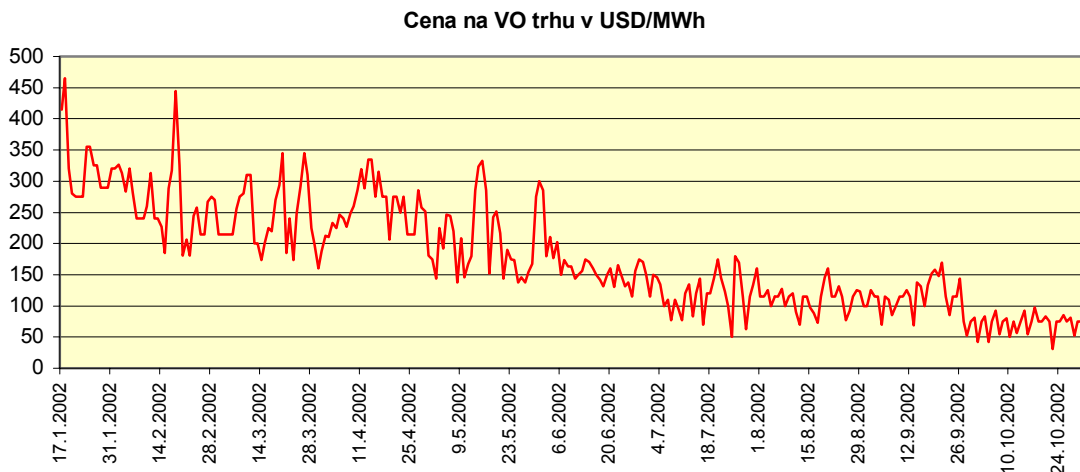
P-VO, poč. 2001 = ceny na velkoobchodním trhu na přelomu let 2000 a 2001

P-VO, pol. 2001 = ceny na velkoobchodním trhu v polovině roku 2001

RES = obnovitelné zdroje energie

S poklesem ceny zemního plynu poklesly i marginální náklady na špičkové zdroje. Stejným směrem působilo i postupné naplnění akumulčních elektráren vodou. Na maloobchodním trhu došlo k růstu regulovaných cen a tím i poptávaného množství na dané poptávkové křivce, navíc se poptávka spotřebitelů po elektřině začala snižovat. To vyústilo i v nižší poptávku na velkoobchodním trhu. Kombinace poklesu cen ZP, poklesu poptávky na velkoobchodním trhu a razantního růstu nabídky, pak musela vyvolat razantní pokles cen na velkoobchodním trhu. Abychom ukázali, že se nejedná o plané teoretizování, ale o skutečný vývoj, pak ukážeme vývoj cen elektřiny na Kalifornském spotovém trhu mezi 17. lednem a 31. říjnem 2001.

Obrázek 22 Vývoj cen elektřiny na VO trhu v Kalifornii v roce 2001



Vidíme, že ceny se postupně dostaly na úroveň kolem 60 až 80 USD/MWh v průběhu letních horkých měsíců (tzn. při teplotách vyšších než 100F, což je teplota, při které se dala používat soft price cap regulace zmíněná výše). V období nižších teplot – tj. podzim 2001 se ceny dostaly na úroveň kolem 30 USD/MWh.

Krise v Kalifornii tak odezněla v podstatě stejně „překvapivě“ a rychle, jak přišla. Jaký bude další vývoj na kalifornském energetickém trhu bude záviset především na regulátorech a státních úřednících – tj. jak se postaví ke klíčovým otázkám:

- Svoboda vstupu do odvětví výroby, přenosu a distribuce;
- Environmentální regulace;
- Regulace cen na VO a MO trzích a na trzích s regulačním výkonem;
- Krach utilitních společností – tj. svoboda odchodu z odvětví;
- Svoboda uzavírání smluv a zajišťovacích kontraktů atd.

Blíží se také 1. leden 2003, kdy končí oprávnění Department of Water Resources k působení na elektroenergetickém trhu. Uvidíme, jak rozhodnou regulátoři a politici o tom, jakou podobu bude mít elektroenergetický trh v Kalifornii v budoucnu. Dosavadní vývoj a regulační praxe nedávají příliš mnoho důvodů k optimismu.

Vývoj v jiných státech USA

K 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, které 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 problémy se projeví vždy v červnu a červenci. Nikoliv v srpnu, ačkoliv ten byl teplotně podobný. Stejně tak je zajímavé, že problémy nepřetrvávaly, 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 na velikosti oblasti,

kteřou 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.

Důvodem proto, že problémy nepřetrvaly, 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 vezměme třeba Pensylvanii. Podoba její „deregulace“ se té kalifornské velmi podobala.

Pensylvanie – tak trochu stejná reregulace

Při porovnávání jednotlivých přístupů k deregulaci se v USA velmi často Kalifornie a Pensylvanie staví proti sobě, jako příklady zpackané deregulace (Kalifornie) a úspěšné deregulace (Pensylvanie). Skutečnost je však poněkud jiná.

Pensylvánská 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, který ale nebyl podstatný, se týká spotového trhu – nebyly omezeny dlouhodobé a bilaterální kontrakty.

To, co Pensylvanii zachránilo byl právě výrobní mix a rozsah instalovaných kapacit, který dokázal pokrýt i zvýšenou spotřebu elektřiny bez extrémních dlouhodobých cenových vzrůstů. Pokud se někdy dostal Pensylvánský 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 Pensylvanii 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 plynu 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. Texas je, jak už bylo zmíněno, 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 díky 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 15 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“

Již jsme se zmínili o tom, že jednou z oblastí, která je oddělena od ostatních, je Texas. Proč právě Texas je oddělen od ostatních sítí v USA, je naprosto 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 kuratelu 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 jim rozdělení podle federálního zákona známého pod zkratkou PUHCA (*Public Utility Holding Company Act*). Přestože, tento zákon pocházel ze 30.let (viz úvodní kapitola) a šlo tedy o jakýsi pohrobek Rooseveltova New Dealu, Komise pro cenné papíry ho ale začala striktně vynucovat až v 70. letech.

Dne 4. května 1976 propojila Central & South své sítě 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 (nazývaná později Texas Range War) 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 (HVDC) o relativně malé kapacitě (800 MW). Na druhou stranu federální orgány souhlasily, že tento typ propojení nezavdává příčinu k federální regulaci. A tak je tomu doposud. Regulátor separátní texaské sítě sídlí v Austinu. Deregulace texaské elektroenergetiky proběhla k 1. lednu 2002 a zmíněné

problémy východní nebo západní síť se Texasu netýkají. Mimochodem i v Texasu byly povoleny úhrady stranded costs a to formou emise státem ručených dluhopisů ve výši 9 mld. USD.

Velkoobchodní trh s elektřinou byl otevřen konkurenci již v roce 1995. Avšak 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 současném roce (2002) se očekává vzestup ještě o dvě procenta. Zatím je rozestavěno asi 25 elektráren.

Pro zajímavost je nutné uvést, 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 – podrobnosti o jeho Evropských aktivitách viz kapitola o anglickém trhu. Tehdejší Houston Lighting & Power je dnešní Reliant Energy a patří mezi největší investory v ostatních státech USA – například v Kalifornii nebo Illinois. Mimochodem měl problémy jak s regulátory, kteří jej obviňovali z manipulace cen na Kalifornském velkoobchodním trhu v průběhu krize, a následně musel čelit obviněním z manipulací ve svém účetnictví. To už je ale jiná kapitola, která se netýká elektroenergetiky, ale finančních skandálů v korporátní Americe roku 2002.

Jedno se však dodnes nezměnilo – o propojení Texasu se zbytkem Spojených států jinak než stejnosměrným vedením se neuvažuje a texaské energetické společnosti jsou ochotny bojovat se stejným zápalem 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 v Texasu hlavním regulátorem.

Důsledkem „báječné izolace“ a nízkých vstupních nákladů je mimojiné příliv mimostátních firem – např. Constellation Energy Group Inc. (sídlí v Baltimoru), American National Power (dcerka britské International Power sídlící v Houstonu), Calpine Corp. (sídlící v San José), Duke Energy (sídlící v Charlotte, Severní Karolína) nebo Tenaska Inc. (sídlí v Omaze, Nebraska). Právě poslední zmíněná společnost se rozhodla využít lepší z obou amerických 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.

Literatura

- Dominick Armentano: Proč zrušit antimonopolní zákonodárství, LI, 2000
- Charles Barker: Monopolies and the People, 1889, str. 66-67
- M. K. Block, R. Franciosi, M. L. Olge: Electric Competition Primer – The ABCs of Stranded Costs, Goldwater Institute, 1996
- Michael K. Block, Robert Franciosi, Melinda, L. Ogle: How I stopped Worrying and Learned to Love Deregulation, Goldwater Institute, 1998, str. 4
- Robert J. Bradley, Jr.: „The Origin of Political Electricity – Market Failure or Political Opportunism?“, Energy Law Journal, Vol. 17:59, 1996
- George T. Brown: „The Gas Light Company of Baltimore“, ...
- Burton N. Behling: „Competition and Monopoly in Public Utility Industries“, in Harold Demsetz, ed. „Efficiency, Competition, and Policy“, Cambridge, Mass., Blackwell, 1989
- A. W. Coats: „The American Political Economy Club“, American Economic Review (Sept. 1961)
- J. B. Clark and Franklin Giddings: „Modern Distributive Processes“, Boston, Ginn&Co., 1888
- Časopis 3T – ročníky 2000 – 2002
- Časopis Energetika – ročníky 2000 – 2002
- Časopis Energie – ročníky 1996 – 2000
- Časopis Energy – ročník 2001
- Časopis Power Engineering – ročníky 1998 – 2002
- H. Davenport: „The Economics of Enterprise“, NY, Macmillan, 1919
- Thomas J. DiLorenzo - The Myth of Natural Monopoly, The Review of Austrian Economics, Vol. 9, No. 2
- Richard T. Ely: „Monopolies and Trusts“, NY, Macmillan, 1990
- I. Fisher: „Elementary Principles of Economics“, NY, Macmillan, 1912
- Federal Power Act
- F. Giddings: „The Persistence of Competition“, Political science Quarterly, duben 1887
- Jacob Gould: „Output and Productivity in the Electric and Gas Utilities, 1899 - 1942“
- G. Gunton: „The Economics and Social Aspects of Trusts“, Political Science Quarterly, září 1888
- Arthur Hailey: Přetížení, TalPress Praha, 1991
- I. Kirzner: Jak fungují trhy, LI, 1999
- J. L. Laughlin: „The Elements of Political Economy“, NY, American Book
- S. Littlechild: „The Fallacy of Mixed Economy“, Institute for Economic Affairs, ...
- S. Patten: „The Economic Effects of Combinations“, Age of Steel (5. ledna 1889).
- W. J. Primeaux: „Direct Utility Competition: The Natural Monopoly Myth“, NY, Praeger, 1986, str. 175
- PUHCA

PURPA

Thomas N. Scortia, Frank M. Robinson: Prométheus v plamenech, Nakladatelství Svoboda, Praha, 1979

E. R. A. Seligman: „Principles of Economics“, NY, Longmans, Green, 1909

Elektroenergetická směrnice (92/96/EEC)

Plynárenská směrnice (98/30/EC)

Směrnice o průhlednosti cen elektřiny a zemního plynu (90/377/EEC)

Směrnice o zákazu použití ZP jako palivo v elektrárnách (75/404/EEC)

Směrnice o transitu elektřiny přenosovými sítěmi (90/547/EEC)

Směrnice o transitu zemního plynu (91/269/EEC)

Směrnice o těžbě zemního plynu a ropy (94/22/EC)

P. M. VanDoren: „The Deregulation of the Electricity Industry, A Primer“, Policy Analysis, CATO, 1998, str.13

David A. Wells: „Recent Economic Changes“, NY, DeCapro Press, 1889

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

M. Zajíček: Konkurence v českém teplárenství a koheze energetických trhů, LI, 2000

M. Zajíček: Telekomunikace – nové trhy, nové regulace, LI, 2002