EKONOMICKÁ UNIVERZITA V BRATISLAVE

NÁRODOHOSPODÁRSKA FAKULTA

KATEDRA FINANCIÍ

Finančno-ekonomické aspekty trhu s elektrickou energiou v podmienkach liberalizácie

Dizertačná práca

Apríl 2009 Ing. Matej Korec

EKONOMICKÁ UNIVERZITA V BRATISLAVE

NÁRODOHOSPODÁRSKA FAKULTA

KATEDRA FINANCIÍ

Finančno-ekonomické aspekty trhu s elektrickou energiou v podmienkach liberalizácie

Apríl 2009

doktorand: Ing. Matej Korec

školiteľ: Dr.h.c. prof. Ing. Rudolf Sivák, PhD.

Poďakovanie

Vyjadrujem poďakovanie školiteľovi Dr.h.c. prof. Ing. Rudolfovi Sivákovi, PhD. za odbornú pomoc a praktické pripomienky pri vypracovaní dizertačnej práce, ako aj usmerňovanie počas celého doktorandského štúdia.

Obsah

Obsah ... **2**
Zoznam použitých skratiek a symbolov ... **4**
Úvod a cieľ dizertačnej práce ... **6**
1 Úvodné poznámky z hľadiska skúmanej problematiky ... **9**
2 Liberalizácia a jej aspekty v oblasti trhu s elektrinou ... **19**
2.1 Ciele a priority stratégie energetickej bezpečnosti ... 21
2.2 Technické súvislosti procesu liberalizácie trhu s elektrinou ... 22
2.3 Konkurencia na liberalizovanom trhu s elektrinu medzi rôznymi zoskupeniami výrobcov ... 26
2.4 Vplyv liberalizácie na energetický výskum ... 29
2.5 Skúsenosti s liberalizáciou elektroenergetiky ... 31
3 Základné princípy fungovania otvoreného trhu v energetike ... **37**
3.1 Spoločný trh EÚ ... 37
3.2 Energetická politika v Slovenskej republike ... 40
3.3 Proces rozvoja vnútorného energetického trhu v Európe ... 43
4 Vznik jednotného trhu a ekonomické súvislosti liberalizácie trhu s elektrinou v Európe ... **46**
4.1 Predpoklady vzniku nezávislého regulačného orgánu ... 46
4.2 Predpokladané dlhodobé výhody liberalizácie ... 48
4.3 Politicko-ekonomická situácia v energetike na Slovensku ... 52
5 Teoretické prístupy a modely konkurencie na liberalizovanom trhu. ... **56**
5.1 Modelovanie a simulácia komplexných ekonomických systémov ... 56
5.2 Východiskové podmienky tvorby modelov konkurencie na liberalizovanom trhu ... 57
5.3 Stanovenie príjmov z každej činnosti a vnútropodnikové ceny ... 59
5.4 Unbundling ... 68
6 Obchodné a finančné vzťahy medzi účastníkmi trhu, úloha burzy s elektrinou v podmienkach liberalizovaného trhu ... **71**
6.1 Právny rámec zmluvných vzťahov účastníkov trhu ... 71
6.2 Úloha a postavenie burzy s elektrickou energiou ... 73
6.3 Explicitná a implicitná aukcia cezhraničných kapacít ... 74
6.4 Vplyv zavedenia flow based aukcií na obchody v regióne ... 79
6.5 Obchodovanie na spotovom trhu ... 83
7 Finančné aspekty modelu oceňovania odchýlok a ich zúčtovanie ... **86**
7.1 Základné požiadavky na zúčtovací mechanizmus a princípy zúčtovania v podmienkach reg. TPA ... 86
7.2 Všeobecné požiadavky na vhodný model v podmienkach SR ... 95
7.3 Model ocenenia odchýlok a regulačnej energie v SR, vývoj a hodnotenie ... 97
7.4 Technologické a ekonomické aspekty pokrytia strát pri využívaní OZE ... 104
8 Možnosti riadenia rizík v systéme obchodovania na liberalizovanom trhu ... **106**
8.1 Druhy rizík pri obchodovaní s elektrinou ... 106
8.2 Nástroje na riadenie rizík účastníkov trhu ... 112
8.3 Bilančná skupina a optimalizácia portfólia v rámci bilančnej skupiny ... 117
8.4 Riadenie rizík pri cezhraničnom obchode s elektrinou ... 118
8.5 Riziká pri aukčnom a kontinuálnom obchodovaní ... 119
8.6 Riziko a neistota na trhu s elektrickou energiou - závery. ... 120
9 Úloha nezávislého dozorného alebo regulačného orgánu v otvorenom trhu s elektrinou ... **122**
10 Finančno-ekonomické dopady výšky cien za elektrinu na úrovni národného hospodárstva ... **125**
10.1 Faktory vplývajúce na cenu elektriny ... 125

10.2 Situácia na trhu s elektrinou v susedných krajinách a jej vplyv na trh s elektrinou na Slovensku 127
10.3 Vývoj trhovej integrácie v regióne krajín CEE 129
10.4 Rozsah a možnosti regulácie cien a jej vplyv na konečnú cenu elektriny 132
10.5 Dopad liberalizácie na vývoj štruktúry zdrojov a výkonové bilancie 139
11 Návrh vzorca výpočtu ceny energie pri prednostnom výkupe elektriny z OZE 141
11.1 Základný popis modelu tvorby cien 141
11.2 Predikcia výroby vo veterných elektrárňach 144
11.3 Výpočet nákupnej ceny pri priorite alternatívnych zdrojov 151
12 Výsledky a závery dizertačnej práce 155
13 Zoznam použitej literatúry 160
14 Summary 166

Zoznam použitých skratiek a symbolov

AGC	Automatizované riadenie výroby
AGC	Automatizovaný systém riadenia výroby
AOS	Automatizovaný Obchodný Systém na burze s elektrinou
Belpex	Belgická burza s elektrinou (Belgian Power Exchange)
CBT	Tarifikačný mechanizmus pre stanovenie jednotných tarifov za cezhraničné prenosy v EÚ
CEE	stredná a východná Európa - súhrnné označenie pre región zahrňujúci ČR, Poľsko, Maďarsko, Nemecko, Rakúsko, Slovensko a Slovinsko
ČEPS, a.s.	Česká energetická prenosová sústava
ČR	Česká republika
DT	Denný trh (s elektrinou)
EEX	Nemecká burza s elektrinou (European Energy Exchange) vo Frankfurte
EFET	Európska federácia obchodníkov s elektrinou
ERGEG	Skupina regulátorov štátov EÚ, zriadená rozhodnutím Európskej komisie ako poradný orgán
ERÚ	Energetický regulačný úrad ČR
ES	Elektrizačná sústava
ETSO	Asociácia prevádzkovateľov prenosových sústav štátov EÚ, Nórska a Švajčiarka
EU	Európska únia
FBA model	Flow Based Allocation - metóda prideľovania cezhraničných prenosových kapacít, založená na simulácii fyzikálnych tokov elektriny
IMICA	Jeden z konceptuálnych návrhov pre ITC mechanizmus
IPP	Nezávislý výrobca (Independent Power Producer)
ISO	Independet System Operator – nezávislý operátor siete
ITC	Kompenzačný mechanizmus prevádzkovateľov prenosových sústav mechanismus
MH	Ministerstvo hospodárstva SR
MPO	Ministerstvo priemyslu a obchodu ČR
NAPII	Národný alokačný plán emisných povolení - druhé obdobie
OT	Operátor trhu - všeobecné vymedzenie úlohy
OTC	Over The Counter - bilaterálne obchody uzatvárané medzi účastníkmi trhu
OTE	Operátor Trhu s Elektrinou v ČR, akciová spoločnosť vykonávajúca úlohu OT
OZE	Obnoviteľné zdroje energie

PDS	Prevádzkovateľ Distribučnej Sústavy
PPA	Dlhodobé kontrakty na dodávku elektriny uzatvárané pred liberalizáciou (Purchase Power Agreement)
PPS	Prevádzkovateľ Prenosovej Sústavy
PpS	Podporné služby
PXE	Burza s elektrinou v Prahe (Prague Power Exchange)
SE, a.s.	Slovenské elektrárne
SEPS, a.s.	Slovenská energetická prenosová sústava
SR	Slovenská republika
SSE, a.s	Stredoslovenská energetika, a.s.
SyS	Systémové služby
TPA reg.	Regulovaný prístup k sieťam
TR	Terciárna regulácia
TSO	Prevádzkovateľ prenosovej sústavy (Transmission System Operator)
UCTE	Združenie pre koordináciu prenosu elektriny - Európska asociácia prevádzkovateľov synchrónne prepojenej sústavy
ÚED	Ústredný energetický dispečing
ÚRSO	Úrad pre Reguláciu Sieťových Odvetví - regulačný úrad na Slovensku
VET	Vattenfall Europe Transmission - prevázkovateľ prenosovej sústavy v oblasti východného Nemecka
VSE, a.s.	Východoslovenská energetika, a.s.
VtE	Veterné elektrárne
ZSE, a.s.	Západoslovenská energetika, a.s.

Úvod a cieľ dizertačnej práce

Využívanie elektrickej energie podľa potreby je jedným zo základných predpokladov existencie vyspelej spoločnosti. Príchod digitálnych techník zvýšil nároky na spoľahlivosť dodávky elektrickej energie. Štatistiky o poruchách prezrádzajú, že prenos a rozvod elektrickej energie predstavuje pre neprerušenú dodávku elektrickej energie najväčšie riziko, lebo ich spoľahlivosti sa doteraz venovalo menej pozornosti, ako v prípade výroby elektrickej energie. V poslednom období sa však situácia výrazne mení. Pozornosť sa zameriava aj na túto oblasť, pretože sa menia nároky na spoľahlivosť dodávky elektrickej energie.

Liberalizácia trhu s elektrickou energiou vedie k posunu od technických k ekonomickým „hnacím“ faktorom. Do popredia sa dostáva ekonomika a spoľahlivosť prevádzky. Je to zásadná a globálna zmena úrovne „chodu“ elektrizačnej sústavy, čo vyvoláva rozmanitosť účinkov, vrátane nových príležitostí a komplikácií. Táto zmena sa podrobne skúma a hľadajú sa riešenia na riešenia problémov. Liberalizácia má nielen kladné stránky ale problémy. V práci sú uvedené hlavné výhody procesu liberalizácie ako napríklad zníženie ceny elektriny v dôsledku konkurencie, zvýšenie operatívnosti dodávky elektriny, znižovanie nákladov na zamestnanosť, obstarávanie niektorých činností, ktoré nesúvisia priamo s výrobou, prenosom, distribúciou elektriny. K problémom v súvislosti s procesom liberalizácie patrí napr. zníženie prostriedkov na vývoj nových technológií a výstavbu nových výkonov.

Dôležitou súčasťou práce je tvorba modelov ekonomickej činnosti v oblasti prenosu energie, modelov tvorby ceny energie pri využívaní obnoviteľných zdrojov energie, modelov oceňovania odchýlok, výpočtu regulačnej ceny a podobne.

Cieľom predkladanej dizertačnej práce je uskutočnenie analýzy základných vlastností energetickej sústavy, určenie špecifických vlastností danej sústavy, ktorými sa elektrina odlišuje od iných tovarov v trhovej ekonomike. Na základe analýzy sú následne posúdené finančné aspekty trhu s elektrickou energiou v podmienkach liberalizácie, vytvorené modely fungovania otvoreného trhu s elektrinou v podmienkach liberalizácie, modely oceňovania odchýlok, tvorby ceny regulačnej energie a cien elektriny z obnoviteľných zdrojov vrátane možnosti riadenia rizík v tejto oblasti.

Tento základný cieľ je možné rozdeliť na viacero čiastkových cieľov.

Prvou skupinou čiastkových cieľov je analýza základných aspektov fungovania energetiky, t.j. analýza monopolných väzieb v energetike, vplyvu liberalizácie trhu v oblasti energetiky, základných princípov fungovania otvoreného trhu v energetike.

Druhá skupina čiastkových cieľom je zameraná na analýzu prístupov tvorby a samotnú tvorbu modelov konkurencie na liberalizovanom trhu, tvorbu modelu jednotného trhu v Európe.

Tretia skupina čiastkových cieľov zahŕňa analýzu niektorých aspektov oceňovania odchýlok, tvorbu modelu určenia ceny regulačnej energie, tvorbu metodiky činnosti nezávislého regulačného orgánu, tvorbu modelu tvorby ceny energie pri nákupe elektriny z obnoviteľných zdrojov energie (OZE) a tiež analýzu finančno-ekonomického dopadu na úroveň národného hospodárstva.

Dizertačná práca je členená do viacerých kapitol. V prvých kapitolách je uvedená analýza súčasného stavu problematiky fungovania energetického odvetvia, popis základných vlastností elektrického systému, hlavné odlišnosti a zvláštnosti elektriny ako tovaru. Osobitná kapitola je venovaná monopolným väzbám v energetike. Napriek liberalizácii a platnosti protimonopolných zákonov v energetike stále platia určité monopolné väzby, ktoré sú analyzované v druhej kapitole. Jednou z podstatných častí práce je tretia kapitola, ktorá je zameraná na celkovú analýzu liberalizácie. Zahŕňa ciele a priority energetickej bezpečnosti, vplyv technológií a špecifiká prevádzky energetických zariadení na proces liberalizácie v tomto odvetví. V kapitole sú analyzované aj ekonomické parametre daného systému, z ktorých sú spomenuté najmä tvorba ceny elektriny a investície do základných prostriedkov energetických zariadení, špecifikuje vplyv liberalizácie na vedu a výskum. Výsledky týchto analýz sú podkladom pre tvorbu viacerých ekonomických modelov. Ďalšie kapitoly sú zamerané na analýzu trhu v energetike v Slovenskej republike a v Európskej únii. Dôležitá je analýza predpokladaných dlhodobých výhod liberalizácie na optimalizáciu investičného kapitálu, využívanie pracovných rezerv a transparentnosť tvorby cien.

Na základe analýz boli vytvorené teoretické prístupy a modely liberalizovaného energetického trhu. Ide o modely a simuláciu komplexných ekonomických systémov, modely konkurencie a stanovenia cien.

Druhá časť práce je venovaná analýze ekonomických, obchodných finančných vzťahov medzi účastníkmi trhu. Sú v nej uvedené relevantné právne dokumenty v oblasti energetiky. K prínosom tejto práce patrí tvorba modelov oceňovania odchýlok a ich zúčtovanie. Tejto problematike je venovaná jedna kapitola, v ktorej sú podrobne

rozpracované základné požiadavky na zúčtovací mechanizmus, špecifiká rôznych mechanizmov zúčtovania a tvorba modelu účtovania v podmienkach Slovenska. V ďalších kapitolách sú uvedené riziká a možnosti riadenia rizík v systéme obchodovania na liberalizovanom trhu s elektrinou, úlohy nezávislého regulačného a dozorného úradu a možné finančno-ekonomické dopady na národohospodársku sféru.

Výsledky práce sú zosumarizované a vyjadrené vo forme úloh pre nezávislý dozorný alebo regulačný orgán. V ďalšej kapitole sú uvedené finančno-ekonomické dopady liberalizácie na hospodársku sféru a v kapitole 12 je model tvorby ceny elektriny pri nákupe elektriny z obnoviteľných zdrojov.

Súhrn získaných výsledkov je v závere práce. Okrem výsledkov analýz a tvorby modelov, sú v nej uvedené najdôležitejšie prínosy a odporúčania vyplývajúce z dizertačnej práce pre prax.

1 Úvodné poznámky z hľadiska skúmanej problematiky

Problematika fungovania odvetvia energetiky

Verejná prospešnosť zásobovania elektrinou je vo svete všeobecne uznávaná bez ohľadu na formu vlastníctva a organizačnú štruktúru. Nedostatky a poruchy v zásobovaní sa dotýkajú celej spoločnosti.

Elektrina má v porovnaní s inými tovarmi špecifické vlastnosti:

- má univerzálne použitie a je možná jej premena na iné formy energie;
- nedá sa skladovať, t.j. výroba a spotreba sa uskutočňujú súčasne;
- zmeny prevádzkových stavov sú veľmi rýchle a vyžadujú dispečerské riadenie prevádzky elektrizačnej sústavy, ako aj vysokú úroveň automatizácie.

Elektrina je výrobcom dodávaná a odberateľom odoberaná, pričom funguje prirodzené nadradené postavenie odberateľa, ktorému sa dodávateľ podriaďuje až do pôsobenia technických obmedzení. V prepojenej elektrizačnej sústave nie je možné zaistiť dodávku určitého výrobcu (elektrárne) konkrétnemu zákazníkovi. U iných tovarov existuje objednávka, čakacia doba, transport tovaru a jeho odovzdanie/predaj konkrétnemu zákazníkovi. Takýto postup pri dodávke elektriny neexistuje.

V posledných rokoch sa uskutočnili v sektore energetiky v odvetví elektroenergetiky prakticky vo všetkých transformujúcich sa krajinách strednej Európy zásadné zmeny, podstatou ktorých sú tieto procesy:

- ***Transformácia*** – je spojená s prechodom formy podnikania zo štátneho podniku na akciovú spoločnosť, ktorá umožňuje tak štátne tak aj súkromné vlastníctvo akcií obchodnej spoločnosti.
- ***Reštrukturalizácia*** – vnútorné usporiadanie ekonomických podmienok podnikania.
- ***Privatizácia*** - prechod vlastníckych vzťahov zo štátneho sektora na privátny.
- ***Liberalizácia*** – znamená dereguláciu trhu s elektrinou. Voľná súťaž je samoregulačným mechanizmom a zárukou minimalizácie vlastných nákladov na vyrobenú resp. dodanú elektrinu.

Tieto procesy podstatne zmenili predstavu tradične monopolnej štruktúry energetiky v prospech konkurenčného prostredia. V širšom zmysle ide o opatrenia na území jednotlivých štátov, ktoré majú zabezpečiť stabilné dodávky energie pri prijateľných a stabilizovaných cenách, ale aj garantovať ochranu kritickej energetickej infraštruktúry

a preukázať pripravenosť štátu efektívne reagovať na krízové situácie a teroristické hrozby. Z dôvodu, že cena energie je jedným z činiteľov, ktoré určujú vstupy do výroby a tým aj výrobné náklady, rastúce ceny za energiu znásobujú tlaky na výrobcov, pretože v konečnom dôsledku im spôsobujú znižovanie ich zisku. V záujme ekonomického rozvoja je preto potrebné zabezpečiť prvotné energetické zdroje na liberalizovanom trhu pri akceptovateľných cenách.

Liberalizácia je ideálnym prostriedkom tam, kde je prebytok výrobných kapacít. Dokáže účinne redukovať a tým aj zabezpečiť vyššiu efektivitu a nižšie ceny. Pri takejto redukcii sa však trh môže dostať do opačného, veľmi nebezpečného extrému. Systém, ktorý začne pracovať na hranici výrobných možností, nedokáže reagovať na sezónne výkyvy cien a veľké poruchy na strane výroby. Podobným situáciám je potrebné predchádzať podporou budovania dodatočných kapacít, teda značne netrhovými prostriedkami. Každý štát rieši tento problém po svojom a ani v Európe neexistuje jednotný prístup. Napr. v Nemecku majú vertikálne integrované spoločnosti pokrytú značnú časť stálych nákladov elektrární príjmami zo sieťových poplatkov. Možných riešení je niekoľko, ale vždy spočívajú v zavedení ďalšieho príjmu výrobcu okrem príjmu za vyrobenú elektrinu.

Väčšina modelov liberalizácie v jednotlivých krajinách EÚ sa líši v detailoch, ale majú niektoré zhodné prvky:

- Oddelenie (unbundling) prvkov prirodzeného monopolu zabezpečovania dodávky elektriny od jej výroby, kde je konkurencia vhodná
- Vytváranie bariér pre vertikálnu integráciu medzi výrobou a dodávkou elektriny a ochrana proti tomu, aby jeden subjekt získal príliš veľký podiel v jednom, alebo oboch sektoroch
- Určenie nezávislého operátora systému, ktorý je zodpovedný za riadenie spotového (okamžitého) trhu v reálnom čase
- Konkurencia na trhu, minimálne u spotrebiteľov s veľkým dopytom
- Existencia regulačného orgánu, ktorý sleduje transparentnosť súťaže, zmierňuje dopad trhových síl a monitoruje záložné kapacity

Kľúčovým princípom reforiem je zavedenie trhu s elektrinou prostredníctvom oddelenia výroby elektriny a prevádzky prenosových a distribučných sietí. Prevádzka prenosových sietí ostáva regulovaná štátom, zatiaľ čo výroba a predaj elektriny sa realizuje v konkurenčnom prostredí. Základnými determinantmi budúceho vývoja na energetickom

trhu je reforma energetického sektora. V tomto prostredí sa môžu presadiť len tie energetické spoločnosti, ktoré sú schopné zvyšovať efektívnosť svojej činnosti a zároveň budú schopné pružne reagovať na zmeny požiadaviek trhu.

Stav elektroenergetiky na Slovensku pred nadobudnutím účinnosti procesov deregulácie, liberalizácie a privatizácie (osobitne v Slovenských elektrárňach, a.s.) [19] bol charakterizovaný v posledných rokoch neustálym zhoršovaním ekonomických výsledkov najmä z dôvodu značného preúverovania, ku ktorému SE, a.s., siahli, aby zabezpečili veľkorysý investičný rozvoj výrobných kapacít. Zároveň pretrvávali v oblasti cien elektriny krížové dotácie, čo znamená, že ceny pre niektoré skupiny odberateľov (domácnosti) boli nižšie ako náklady na výrobu plus prenos a distribúciu. Táto strata bola kompenzovaná zvýšenými cenami pre iné skupiny odberateľov (priemysel). Cenové relácie teda nezodpovedali nákladom vynaloženým na výrobu, prenos a distribúciu po jednotlivých napäťových úrovniach. Možno konštatovať, že elektroenergetika plnila funkciu sociálneho kurátora štátu.

Na Slovensku sa pred realizáciou procesu privatizácie elektroenergetiky uplatňovala vertikálna integrácia výroby a prenosu elektriny. Hlavným dôvodom reštrukturalizácie a privatizácie elektroenergetiky na Slovensku bolo:

- Zabezpečenie konkurencieschopnosti
- Zefektívnenie riadenia
- Odstránenie politických vplyvov na chod elektroenergetiky
- Finančná konsolidácia organizácií elektroenergetiky
- Zvýšenie vnútornej efektívnosti organizácií elektroenergetiky
- Sprehľadnenie finančných tokov
- Zmeny organizačných štruktúr tak, aby vyhovovali trhovému prostrediu

Paradoxne dnes vyznievajú zamýšľané zámery reštrukturalizácie a privatizácie elektroenergetiky na Slovensku podľa dokumentu MH SR z roku 2000 [19]:

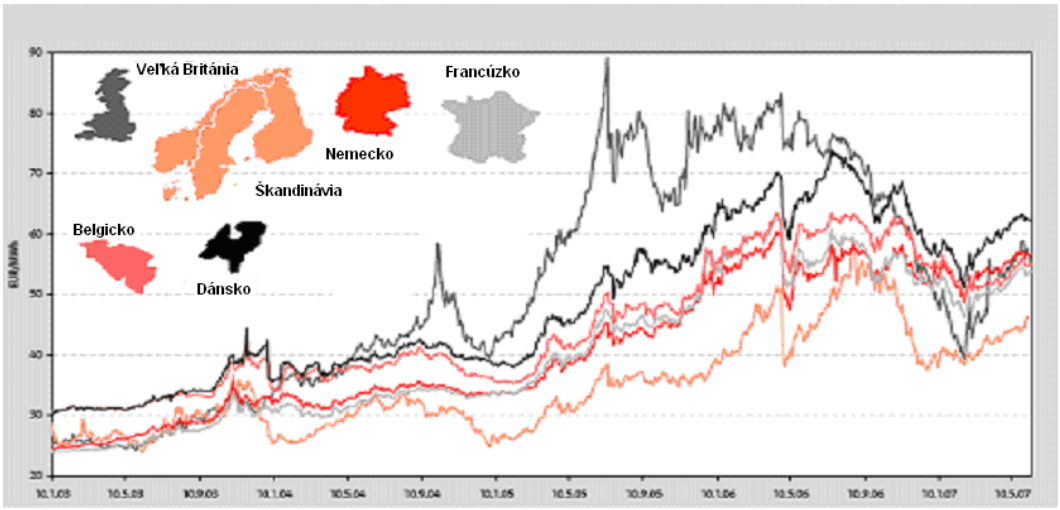
„Existujú kvalifikované odhady, podľa ktorých celosvetová spotreba energie bude v období rokov 2000 až 2020 rásť len miernym tempom 1 – 2 % ročne. V dôsledku uvedených faktorov sa v budúcich desiatych až pätnástich rokoch neočakáva rast ceny elektriny na trhu Európskej únie.“

Podľa údajov uvedených v [20] [21] [22] [23] je však reálna skutočnosť celkom iná, pretože ceny energií celkovo v EÚ stúpajú, čo je dokladované v grafoch na nasledujúcich stranách. Hlavnými dôvodmi tohto stavu je:

- Zvyšovanie cien primárnych zdrojov na svetových trhoch
- Zvýšený dopyt po primárnych zdrojoch najmä krajinách ako sú Čína a India
- Nestabilná politická situácia v krajinách ktoré vlastnia rozhodujúce zásoby strategických energetických surovín
- Falošné nádeje, že voľný trh znamená lacnejšiu elektrinu. Je veľký omyl, keď sa liberalizácia spojuje so znižovaním cien, pretože neexistuje žiadna kauzálna súvislosť medzi rastúcimi cenami a investíciami do energetiky. [24]

Je reálny predpoklad, že ceny energií (Obr. 1-1) budú v EÚ stúpať aj v budúcich rokoch najmä z týchto dôvodov:

- Ceny energonosičov na svetových trhoch budú naďalej rásť.
- V EÚ nepokračuje výstavba nových elektrární takým tempom, ktoré zaručí náhradu zdrojov, ktoré treba odpojiť kvôli nevyhovujúcim enviromnemtálnym a technickým požiadavkám. a zabezpečí pokrytie rastúceho dopytu po elektrine. Táto skutočnosť spôsobuje nedostatok pohotového výkonu zdrojov.
- Energetické zdroje, ktoré nahradia existujúce amortizované elektrárne, ako aj nové elektrárne vybudované pre pokrytie očakávaného rastu spotreby elektriny, budú mať vyššie výrobné náklady v porovnaní so súčasnými.
- Ak bude schválený návrh Európskej komisie na spôsob rozdeľovania emisných povoleniek CO_2, cena elektriny stúpne (predpokladaná cena 40 - 50 EURO/ t CO_2).



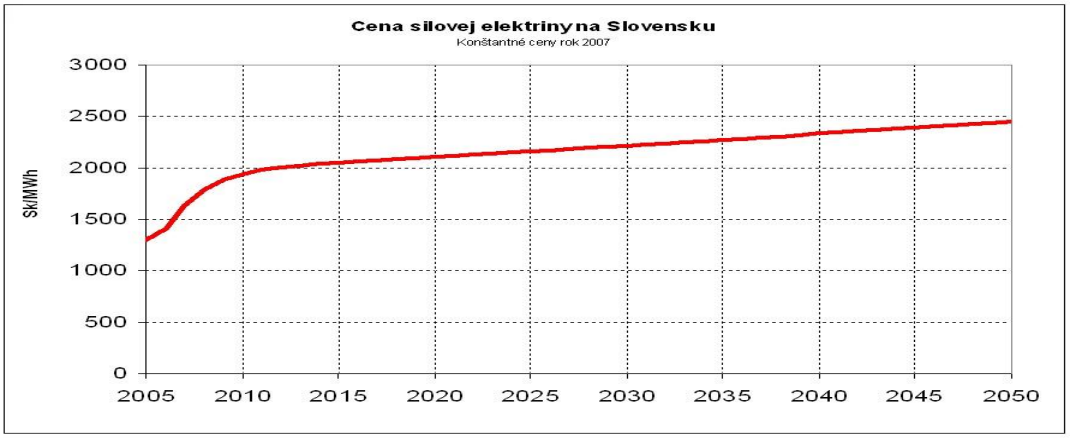
Obr. 1-1 Ceny energie v niektorých štátoch EU [48]

Na Slovensku bola v roku 2007 priemerná cena silovej elektriny na úrovni cca 48 €/MWh. Je možné očakávať, že ceny elektriny na Slovensku a v stredoeurópskom regióne sa budú postupne približovať k cenovej úrovni na nemeckom trhu s elektrinou.

V prípade závislosti Slovenska na dovoze elektriny by u cien elektriny v prechodnom období (2009 – 2012) mohol nastať oveľa vyšší trendový rast trvajúci až do obdobia vyrovnanej bilancie.

Cena elektriny (Obr. 1-2) na slovenskom trhu bude závislá od mnohých faktorov. Hlavné faktory ovplyvňujúce budúcu cenu elektriny na slovenskom trhu sú nasledovné:

- celková situácia na európskom trhu s elektrinou v dlhodobom horizonte (Obr. 1-3),
- vývoj trhu s palivami (Obr. 1-4),
- palivový mix nových zdrojov,
- poplatky za emisie CO_2,
- výstavba nových zdrojov na Slovensku.

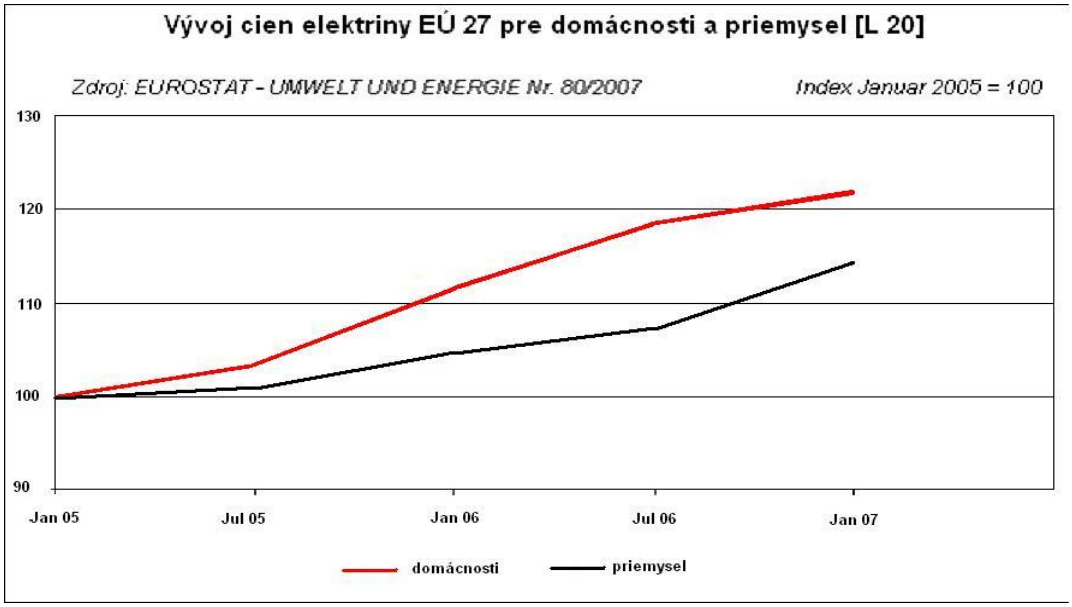


Obr. 1-2 Prognóza vývoja cien v Slovenskej republike [22]

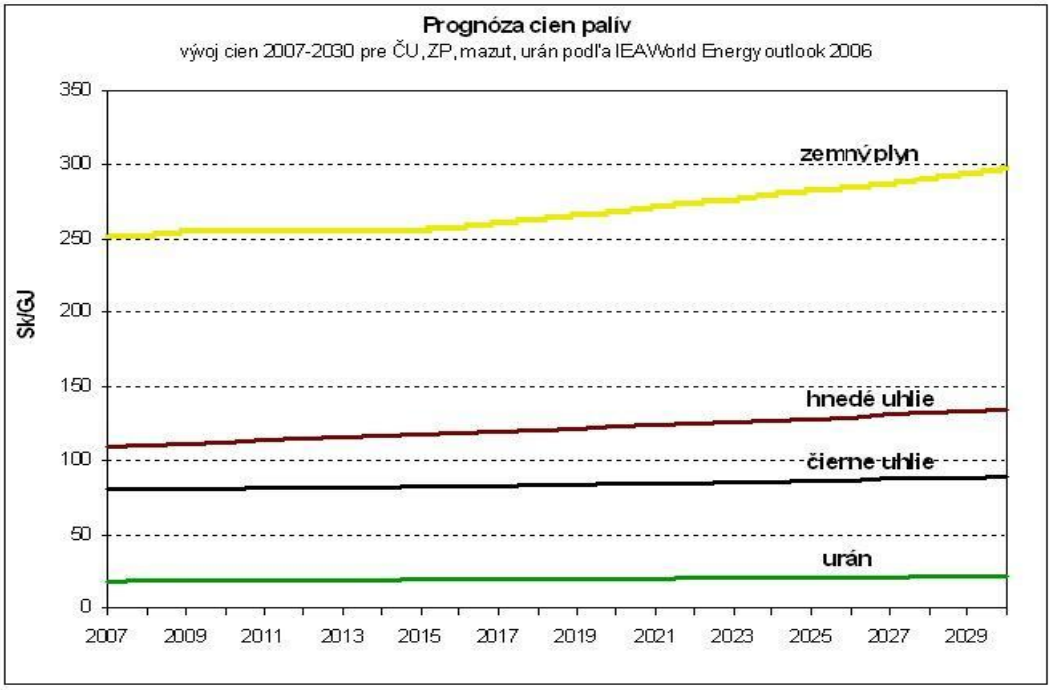
V transformujúcich sa krajinách strednej Európy, ako aj v krajinách západnej Európy bola liberalizácia zavádzaná v dobe, keď existovali veľké nadbytočné elektrárenské výkony a jej cieľom bolo, okrem iného, zlepšiť ekonomickú efektívnosť investícií do elektroenergetiky. Predošlé usporiadanie trhu s elektrinou (vertikálne integrované monopoly) viedlo k udržovaniu vyšších záložných výkonov než bolo potrebné pre spoľahlivé zásobovanie. Náklady na udržovanie nadbytočných kapacít niesli daňoví poplatníci a spotrebitelia a v konečnom dôsledku tým trpela ekonomika. Dnes nastáva situácia, keď nadbytočné kapacity sú vyčerpané a v krátkej dobe bude nutné stavať nové elektrárne.

Liberalizácia a deregulácia pôvodne presadzovaná v EÚ je v súčasnosti konfrontovaná so skutočnosťou, že tieto procesy sa dostali do krízy, výsledkom ktorej je zvyšovanie cien elektriny. Európsky trh s elektrinou je v skutočnosti len súborom

jednotlivých národných trhov, ktoré sú regulované rôznym spôsobom a s rozdielnou intenzitou. EÚ môže sankcionovať jednotlivé spoločnosti, ale je na vláde členského štátu, aby prijala a realizovala konkrétne opatrenia. Jednou z prekážok liberalizácie trhu s energiou je absencia spoločného postupu pri jeho regulovaní členskými štátmi EÚ. Len niektoré krajiny (Veľká Británia a Taliansko) majú silného regulátora trhu, ktorý vystupuje nezávisle na vláde. Mnohé členské štáty EÚ nedokázali zatiaľ uplatniť právne predpisy EÚ a zabezpečiť regulátora trhu, ktorý by mal vykonávať svoju činnosť nezávisle a transparentne. Napríklad, od roku 2000 do roku 2005 sa len o 3 % zvýšil prenos elektriny medzi členskými štátmi EÚ [3]. Ukázalo sa taktiež, že pri danej infraštruktúre a legislatíve sú prenosy elektriny nákladné, pretože trhy členských štátov EÚ nie sú prepojené v potrebnej miere. Pritom cieľom veľkých energetických spoločností je liberalizovaný trh EÚ v takej miere, v ktorej im umožňuje udržať si dominantné postavenie na "domácom" trhu.



Obr. 1-3 Vývoj cien elektriny EÚ27 pre domácnosti a priemysel



Obr. 1-4 Prognóza cien palív ***Zdroj: (L22)***

Monopolné väzby v energetike

Vertikálne integrovaný monopol

Vertikálne integrovaný monopol v oblasti elektroenergetiky je sústredenie jednotlivých činností: výroba-prenos-distribúcia elektriny organizačne do jednej spoločnosti (Obr. 1-5). Takéto vertikálne integrované usporiadanie elektrárenských spoločností je dostatočne známe, pretože existovalo v bývalej ČSFR a dosiaľ existuje napríklad vo Francúzku (EDF) a v Nemecku (E.ON, RWE).

výroba
prenos
distribúcia

Obr. 1-5 Štruktúra vertikálneho monopolu

Výhody vertikálnej integrácie výroby a prenosu elektriny sú nasledovné:

- optimálna skladba zdrojov z hľadiska požiadaviek UCTE a zabezpečenia potrieb regulácie;
- jednotná politika v riešení technologických celkov;

- zachovanie technologickej integrity všetkých vzájomne závislých funkčných prvkov elektrizačnej sústavy;
- optimálna a jednoduchšia realizácia rozvojových programov;
- jednoduchšia regulácia výkonu a frekvencie;
- jednotný informačný systém vybudovaný pre všetky energetické zdroje;
- lepšie možnosti zvládnutia havarijných situácií z hľadiska vyvedenia výkonu zo zdrojov.

K nevýhodám vertikálnej integrácie výroby a prenosu elektriny patrí:

- poplatnosť v podmienkach Slovenska obdobiu centrálneho plánovania;
- tendencie k netransparentnosti v obchodných vzťahoch;
- tendencie priemerovať náklady a výnosy z rôznych aktivít a činností;
- vykonávanie aktivít, ktoré priamo nesúvisia s hlavným predmetom činnosti;
- sklon k monopolnému správaniu;
- vykonávanie niektorých činností duplicitne a pod.

Horizontálne/priečne organizovaný monopol

Horizontálne/priečne organizovaný monopol je sústredenie niektorých činností pre vybraté komodity ako je elektrina, zemný plyn, pitná voda, teplo do jednej spoločnosti (Obr. 1-6). Takýto monopol združuje rôzne služby monopolným spôsobom, t.j. využíva typické výhody združenia (economies of scope) s možnosťou vyrovnávať nasadenie jednotlivých faktorov, vyrovnáva výsledky medzi stratovými a ziskovými strediskami (profil-centers) a ďalej dostatočné prevádzkové výhody koncentráciou a pozícií na trhu (economies of scale). Horizontálne integrované spoločnosti existujú v Nemecku, napríklad RWE, E.ON.

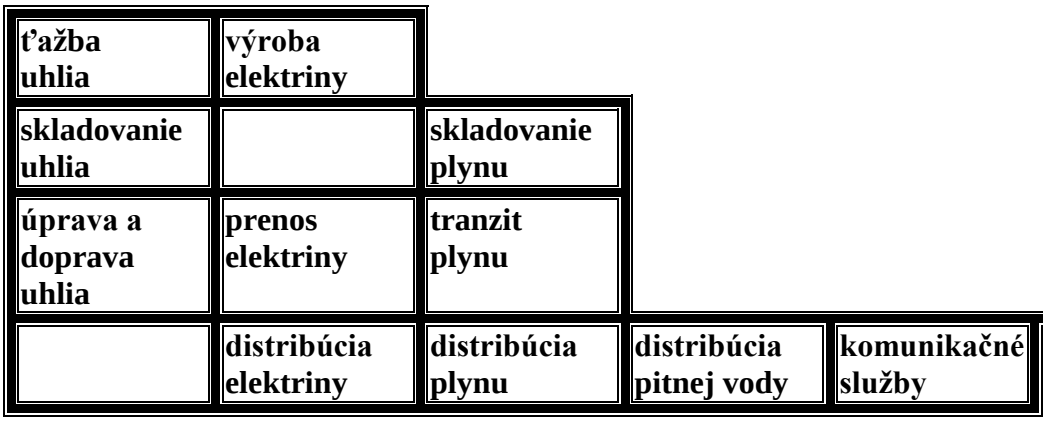
distribúcia elektriny	distribúcia plynu	distribúcia pitnej vody	distribúcia tepla

Obr. 1-6 Štruktúra horizontálneho monopolu

Tieto výhody sú výrazné najmä v tých štátoch, kde zákony o komunitách dávajú samospráve značné právne postavenie (zodpovednosť za tvorbu koncepcie v zásobovaní energiami, ich plynulosti a spoľahlivosti). Pri tejto štruktúre sa prejavujú všetky výhody spoločného obstarávania, výroby, zhodnocovania, financovania, výskumu a vývoja, skladovania, dopravy a likvidácie odpadov. Okrem toho takáto organizačná štruktúra

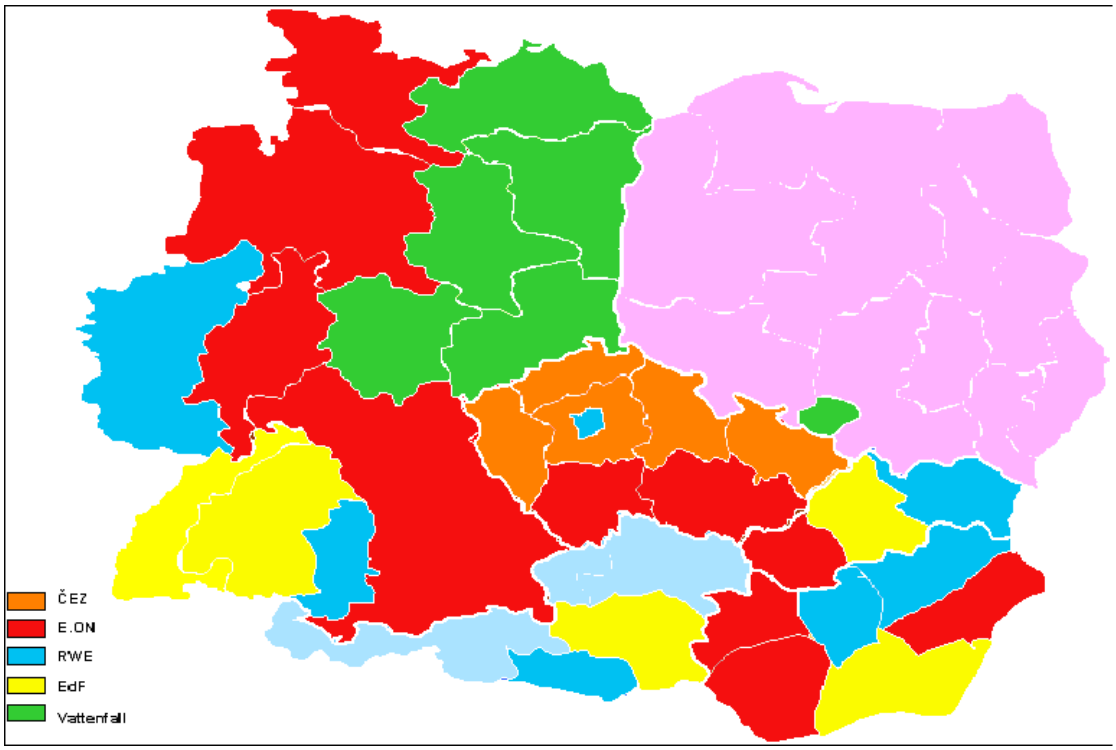
poskytuje aj tarifné výhody (kombinovaná ponuka elektriny a plynu, kombinovaná výroba tepla a elektriny).

Zoznam komodít býva rozšírený aj o iné položky, ako napríklad komunikačné služby (Obr. 1-7), spaľovne, čističky, odpadové hospodárstvo, doprava a pod.

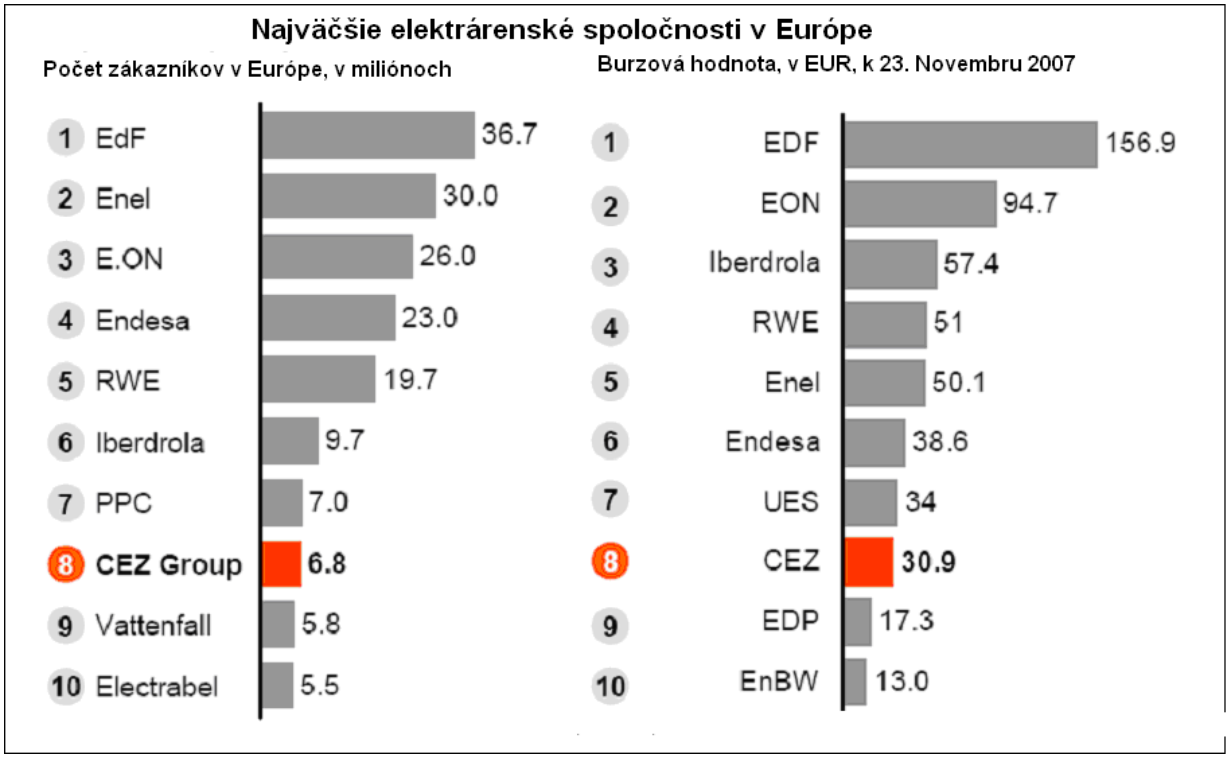


Obr. 1-7 Varianty horizontálnych monopolov

Niektoré veľké elektrárenské spoločnosti v západnej Európy (napr. E.ON) využili obdobie transformácie a privatizácie elektroenergetiky a plynárenského priemyslu v krajinách strednej a východnej Európy (Obr. 1-8) majú k strategickému posilneniu svojich pozícií majetkové podiely okrem sektora elektroenergetiky aj v tranzitných plynovodoch a distribučných plynárenských spoločnostiach na území vlastných štátov aj v krajinách strednej Európy. Týmto sa ich ekonomické postavenie v rámci zjednotenej Európy výrazne posilnilo (Obr. 1-9). Synergické efekty takto kombinovane organizovaných vertikálne aj horizontálne integrovaných spoločností sa výrazne zvýšili. Prejavuje sa to v trvalom zvyšovaní ich vlastného zisku (zvýšenie čistého zisku v roku 2007 v porovnaní s rokom 2006 (zdroj: Hospodárske noviny – www.ihned.cz 26.2.2008): ČEZ 49,0 %; EdF 5,6 % ; RWE 15 %; ENEL 25 %; E.On 9,2 %; (zdroj: denník SME – Ekonomika, 7.2.2008) SE, a.s., Enel 249 % www.seas.sk 17.3.2008), pri súčasnom zvyšovaní ceny elektriny najmä v poslednom období.



Obr. -1-8 Distribučné spoločnosti v strednej Európe ***Zdroj: [45]***



Obr. 1-9 Najväčšie elektrárenské spoločnosti v Európe ***Zdroj: [50]***

2 Liberalizácia a jej aspekty v oblasti trhu s elektrinou

Globalizácia svetovej ekonomiky mení rokmi zaužívané postupy a zasahuje do všetkých oblastí spoločenského života. S cieľom zabezpečiť ekonomický rast, zamestnanosť a tým aj rast životnej úrovne obyvateľstva, rastú požiadavky na výrobu a služby, surovinové a energetické zdroje. Energia sa stáva jedným z kľúčových faktorov ekonomického rastu. Pod vplyvom významu, ktorý má energetika v ekonomike, sa hľadá riešenie energetickej bezpečnosti najmä v liberalizácii trhov s energiou, v diverzifikácii a v efektívnom využívaní zdrojov a v postupoch, ktoré znásobia konkurenciu na trhoch s energetickými zdrojmi. V širšom zmysle ide o opatrenia na území jednotlivých štátov a medzinárodných spoločenstiev, ktoré majú zabezpečiť stabilné dodávky energie pri prijateľných a stabilizovaných cenách, ale aj garantovať ochranu kritickej energetickej infraštruktúry a preukázať pripravenosť štátu efektívne reagovať na krízové situácie.

Existujú aj záujmové skupiny, ktoré spájajú energetickú bezpečnosť a stabilné ceny s dominantným postavením silných energetických spoločností na trhu jednotlivých štátov. Takéto spoločnosti majú eliminovať prudké výkyvy v ponuke a v dopyte po energii, garantovať zásobovanie energiou. Bokom zostáva vplyv dominantného postavenia silných spoločností na výrobu, distribúciu a tým aj na zvyšovanie cien.

Dlhodobé zmluvy na obdobie 10 až 15 rokov, ktoré podpisujú energetické spoločnosti s odberateľmi, majú garantovať dodávky energie na úrovni výrobcov aj distribučných sietí. Pritom neraz práve prostredníctvom týchto zmlúv sa stráca transparentnosť a ohraničuje sa konkurencia na trhoch s energiou.

Vzhľadom na uvedené skutočnosti je diskutabilné nakoľko je racionálne liberalizovať trh s energiou a či bezhraničná liberalizácia trhu a konkurencia ohraničí manipulovanie s cenou energie, či je takýto postup akceptovateľný z ekonomického a sociálneho hľadiska, pretože energetika je súčasťou hospodárskej politiky jednotlivých štátov, ktoré sa jej neochotne vzdávajú v prospech spoločnej politiky v rámci EÚ.

Liberalizácia trhu je spomaľovaná silnými energetickými spoločnosťami, ktoré ohraničujú konkurenciu na čiastkových trhoch. Veľké spoločnosti na základe fúzií, ale aj tzv. priateľského či násilného prevzatia, bránia svoje postavenie na trhu. Napríklad, veľké energetické spoločnosti vo Francúzsku, Nemecku a v Španielsku nespĺňajú požiadavky legislatívy EÚ v požadovanom rozsahu [3]. Electricité de France kontroluje 86 % trhu vo Francúzsku. V Taliansku Enel, len na základe tlaku z EÚ, znížil svoj podiel na domácom trhu z 80 % na 40 %. Tento podiel okamžite obsadila spoločnosť Endesa zo Španielska a Electrabel z Belgicka. V Nemecku fúzia E.ON.-u s Ruhrgasom umožnila vznik

spoločnosti, ktorá môže konkurovať Electricité de France a Gaz de France. Proti liberalizácií trhu a nárastu konkurencie pôsobí aj duálna palivová stratégia energetických spoločností, ktorá je zameraná na fúziu elektrárenských a plynárenských spoločností.

Okrem protirečivého postoja veľkých spoločností k liberalizácii trhu s elektrinou, rozvodné siete, ktoré nemajú potrebnú kapacitu, spomaľujú formovanie spoločného trhu a tým aj nárast konkurencie s pozitívnym dopadom na ceny. EÚ preto požaduje [3], aby cezhraničný obchod s elektrinou bol vo výške najmenej 10 % elektriny spotrebovanej na domácom trhu členských štátov EÚ. Avšak, len niekoľko štátov EÚ má kapacity, ktoré zodpovedajú takejto požiadavke. Ďalej, aj keď niektoré veľké elektrárenské spoločnosti sú za dereguláciu, prepojenie medzinárodných sietí nie je prvoradé z hľadiska náplne ich činnosti.

Na základe doterajších poznatkov je možné konštatovať, že liberalizácia a deregulácia trhu s energetickými zdrojmi nepostupuje v EÚ požadovaným tempom v dôsledku:

- destabilizácie politickej situácie v rôznych častiach sveta,
- energetické zdroje sa stali dôležitým nástrojom politickej a ekonomickej moci;
- formovania silných energetických spoločností, ktoré presadzujú realizáciu firemnej stratégie;
- slabej elasticity trhu s energiami a nevyhovujúcej infraštruktúry prepravných kapacít a koncentrácie zdrojov v rámci existujúcich nálezísk;
- postavenia EK, ktorá síce môže niečo prikázať, ale má problémy s jednotnou reguláciou trhu členských štátov EÚ.

EÚ nie je v súčasnosti schopná garantovať energetickú bezpečnosť členských štátov. Stanovenie energetickej politiky a predovšetkým určenie energetického mixu naďalej zostáva v právomoci členských štátov, čo vyplýva aj z rozdielneho portfólia zdrojov jednotlivých členských štátov. V danej situácií je na členských štátoch EÚ, aby sa zamerali na vypracovanie a realizáciu súboru legislatívnych a inštitucionálnych opatrení, ktoré sú zamerané na zabezpečenie energetickej bezpečnosti a efektívnosti využívania aj alternatívnych zdrojov energie. Z dlhodobého hľadiska ide o zabezpečenie spoľahlivých dodávok všetkých druhov energie v požadovanom množstve a kvalite [51], a to pri optimálnych nákladoch a zohľadnení požiadaviek na životné prostredie. Prepočty OECD a EÚ [3], naznačujú, že do roku 2030:

- globálny dopyt po primárnej energii sa zvýši o 53 % pri 55 % náraste emisií;

- fosílne palivá budú hlavným zdrojom energie, budú sa podieľať 83 % na krytí rastúceho dopytu po energetických zdrojoch;
- z fosílnych palív sa zvýši najmä podiel uhlia na výrobe elektriny;
- podiel rozvojových štátov na rastúcom dopyte po primárnych zdrojoch energie bude 70 %;

EÚ sleduje zabezpečenie energetickej bezpečnosti liberalizáciou trhu s energiou, podporou opatrení zameraných na energetickú efektívnosť a inovácie, cenovou politikou, diverzifikáciou zdrojov a prepravných ciest. Tieto činnosti sú dôležité z dôvodu nutnosti pokryť rastúci dopyt po energii a zabezpečiť bezporuchový chod ekonomiky. V tomto zmysle Ministerstvo hospodárstva SR pristúpilo k spracovaniu dlhodobého výhľadu potrieb a možností, ktorými je možné zabezpečiť energetickú bezpečnosť Slovenska. Ide o presadzovanie národných záujmov v rámci rozvíjajúceho sa svetového hospodárstva, spoluprácu a koordináciu činnosti so štátmi integrujúcimi sa v rámci EÚ.

2.1 Ciele a priority stratégie energetickej bezpečnosti

Cieľom stratégie energetickej bezpečnosti je dosiahnuť konkurencieschopnú energetiku zabezpečujúcu bezpečnú, spoľahlivú a efektívnu dodávku všetkých foriem energie za prijateľné ceny s prihliadnutím na ochranu odberateľa, ochranu životného prostredia, trvalo udržateľný rozvoj, bezpečnosť zásobovania a technickú bezpečnosť.

Energetika je kľúčovým faktorom, ktorý ovplyvňuje všetky odvetvia hospodárstva a je jedným zo základných pilierov ekonomiky. Energetická bezpečnosť je súčasťou národnej bezpečnosti a je jedným z nástrojov k zabezpečeniu suverenity, politickej nezávislosti a ekonomickej bezpečnosti.

Stratégia energetickej bezpečnosti Slovenskej republiky s výhľadom do roku 2030 má zabezpečiť sebestačnosť vo výrobe elektriny, optimálnu cenovú politiku, proexportnú schopnosť SR a posilnenie pozície tranzitnej krajiny na trhu s elektrinou, plynom a ropou a spoľahlivé zásobovanie tepelnou energiou a inými energonosičmi.

Je potrebné podporiť diverzifikáciu zdrojov a dopravných ciest pre ropu a zemný plyn a vytvárať podmienky pre vybudovanie spojovacích vedení so sústavami okolitých štátov, vytvoriť podmienky pre vyššie využívanie obnoviteľných zdrojov energie pri výrobe elektriny a tepla, ako aj využívanie biopalív v doprave a podporovať efektívne a racionálne využívanie domácich energetických surovinových zdrojov s cieľom znížiť dovoznú závislosť.

Spoľahlivé zásobovanie elektrinou môže zaručiť len dostatok diverzifikovaných zdrojov lokalizovaných na území SR, diverzifikovaných dodávok primárnych zdrojov energie a vybudovanie dostatočnej kapacity cezhraničných prenosových sietí.

Pre zníženie energetickej náročnosti a zvýšenie energetickej bezpečnosti je potrebné vypracovať aj zodpovedajúcu legislatívu a zabezpečiť plnú implementáciu príslušných právnych predpisov EÚ so zohľadnením špecifík Slovenskej republiky.

Slovenská republika bude preto znižovať negatívne dosahy závislosti od životne dôležitých surovinových zdrojov prostredníctvom znižovania energetickej a surovinovej náročnosti ekonomiky, dostupnou diverzifikáciou týchto zdrojov, ekologickým využívaním prírodných zdrojov, lepším využitím obnoviteľných zdrojov, ale aj konkrétnym podielom na zvyšovaní bezpečnosti a stability oblastí a krajín s ťažbou a dopravou uvedených komodít. Zároveň bude minimalizovať riziko zlyhania hospodárstva SR v dôsledku akéhokoľvek narušenia bezpečnosti zaistením zásob strategických, resp. životne dôležitých surovín a prípravou opatrení, ktorými sa zabezpečí uplatnenie nástrojov štátnych orgánov na minimalizovanie negatívnych dôsledkov narušenia bezpečnosti štátu a na obnovu pôvodného stavu.

Energetická bezpečnosť nemôže byť založená len v ekonomickej rovine. Je potrebné si uvedomiť, že energetická bezpečnosť niečo stojí, pretože zvyšuje náklady na dodávky energie. Riešením by však malo byť splnenie podmienok bezpečnosti, ekonomickej prijateľnosti a trvalej udržateľnosti.

2.2 Technické súvislosti procesu liberalizácie trhu s elektrinou

Dostatočnosť objemu inštalovaného výkonu zdrojov elektriny, resp. všeobecná dostatočnosť objemu „obchodne voľnej“ energie je nutnou podmienkou fungovania ekonomík a fungovania stabilného trhu s elektrinou. Aby trh vôbec mohol fungovať, tak vždy, pri každej komodite, musí existovať jej určitý rozumný prebytok v ponuke oproti dopytu. Vo väčšine prípadov bežných komodít tovarov, prebytok ponuky nad dopytom vzniká v dôsledku vnútorných prirodzených síl a zákonitostí trhu. Elektrina je tovar, ktorý má špecifické vlastnosti. Táto špecifická situácia pri elektrine ako tovare nielenže nie je upravená vhodnými legislatívnymi zásahmi, ale legislatívou sú potláčané i niektoré pozitívne, spontánne prejavy niektorých účastníkov trhu. Legislatívne zásady, ktoré boli prijaté, totiž nevytvárajú priestor pre dlhodobý predstih v príprave investičných rozhodnutí o výstavbe nových výrobných a prenosových kapacít. Tým je obmedzená možnosť uzatvárať dlhodobé zmluvy na prenájom nových prenosových kapacít. Súčasný princíp

voľného trhu nepraje ani vzniku dlhodobých zmlúv na dodávku elektriny medzi subjektmi na liberalizovanom trhu. Už skutočnosť, že existujú akési zákazy, resp. umelo nastolené direktívy v liberalizovanom, teda voľnom trhu, signalizuje, že až tak zase liberálny tento trh nie je. V kombinácii s prirodzenými vlastnosťami trhu sú potom generované nesprávne postoje účastníkov trhu. Bude nevyhnutné koncepčne zosúladiť skutočnosť dlhodobého plánovania rozvoja elektroenergetiky, pri dlhej dobe návratnosti veľkého objemu kapitálu vloženého do investícií elektroenergetiky a zárukami na ich návratnosť a rentabilitu. Taktiež bude nevyhnutné definovať nevyhnutné rezervy inštalovaného výkonu elektrární a nájsť zdroj na ich financovanie. Je to podobná úloha akou bola v minulosti úloha nájsť zdroje napr. na financovanie zásobníkov ropy a zemného plynu. Prebytok inštalovaného výkonu na začiatku procesu liberalizácie spojený s prechodným znížením cien elektriny zapríčinil, že elektro-energetické zdroje a tranzitné medzinárodné vedenia sa stavajú len vo veľmi obmedzenej miere. Situácia sa preklápa z jedného extrému do druhého. Spotreba elektriny globálne narastá, resp. rastie rýchlejším tempom ako objem zdrojov a medzinárodných prepojení. Nie jasný spôsob financovania zdrojov a medzinárodných prepojení a tieto investície nie sú dostatočne bezpečné z pohľadu návratnosti. Na existujúcom trhu si totiž momentálne žiadny odberateľ dlhodobo (na obdobie 10, 15 a viac rokov) neobjedná záväzne elektrinu len z jednej elektrárne, ak je zdanlivo možné vyberať si operatívne z najlepších ponúk, resp. ak mu dlhodobo ponúknutá cena určite nezaručí očakávanú efektívnosť. To by bolo možné prakticky len dumpingovými cenami, ktoré by však zas nezaručili návratnosť investície vloženej do výstavby elektrárne.

Nadnárodná prenosová sústava sa vplyvom zmrazenia možnosti uzatvárania dlhodobých kontraktov na rezervovanie prenosovej kapacity stáva poddimenzovanou, nedostáva sa jej investičných zdrojov a stimulov. Naopak, direktívnymi rozhodnutiami musia byť prenosové cesty dané obchodníkom k dispozícii za ceny, ktoré akurát pokrývajú premenlivé náklady a ich prevádzka je zabezpečovaná na úkor domácich spotrebiteľov elektriny, ktorí s tranzitmi a s obchodmi pre tretie krajiny nemajú absolútne nič spoločné. V oblasti dlhodobých trendov vo väzbe spotreba-zdroje nie je globálny prehľad a nevytvárajú sa seriózne prognózy. Ak sa totiž zakladá predpokladaný rozvoj elektroenergetiky na kontinente Európy na predpoklade, že niektoré krajiny budú prebytkovými výrobcami, teda dlhodobými exportérmi a niektoré budú zas nedostatkovými a budú odkázané na dlhodobý import, bez koordinovaného konceptu, tak takýto koncept zakladá budúcu vážnu nestabilitu prepojeného nadnárodného elektrizačného systému. Liberalizáciou trhu, resp. obchodnými nástrojmi je medzi

regulačnými oblasťami reálne možné riešiť len menšie nezrovnalosti v bilancii spotreba-výroba. Kvalifikovaným odhadom [17] sa deklaruje, že nástrojmi trhu je možné bezpečne vyriešiť len určité lokálne disproporcie vo vyrovnanej bilancii na úrovni 10 - 15 % hodnoty spotreby a to len v niektorých regulačných oblastiach v trvaní max. dvoch kalendárnych rokov. V prípadoch nestability budú deficitné oblasti automatikami a ochranami jednoducho vypínané ako neudržateľná záťaž z dôvodu vyššej systémovej bezpečnosti.

Prevádzka elektrizačnej sústavy

V sieťovom odvetví strategického charakteru akým je elektroenergetika, v ktorom je komoditou elektrina a nie konkrétne tovary, nefungujú bežné tovarové ale fyzikálno-technické vzťahy a zákonitosti. Na dosiahnutie najnižších tzv. demonopolizovaných cien elektriny v každom mieste spotreby (elektriny ako tovaru) nie sú aplikovateľné klasické metódy bežné pri bežných druhoch tovarov. Okrem toho, pri takom tovare ako elektrina cena je len jedným z faktorov ako sú je dostatočnosť, nezávislosť, bezpečnosť, spoľahlivosť a stabilita dodávky. Pri strategickom tovare ako je elektrina, ak nastane jeho systémový globálny nedostatok, objektívne končia aj bežné možnosti spolupráce. Ak je strategickou komoditou elektrina, v globálne zdrojovo deficitnej prepojenej nadnárodnej sústave zaniká nielen tzv. voľný/liberálny trh, ale v určitých stavoch prestávajú platiť aj klasické obchodné kontrakty na dodávku z jednej regulačnej oblasti do druhej a veľmi obmedzené sú aj možnosti výpomocí humanitárneho charakteru. Cez deficitnú regulačnú oblasť totiž možno len veľmi obmedzene prenášať elektrinu ďalej do iných regulačných oblastí. V určitých situáciách ani nie je fyzikálne možné v prípade totálneho nedostatku tranzitne prenášať energiu do tretích sústav. Z tohto pohľadu teda pre jednotlivú regulačnú oblasť (štát) nemôže nastať horší prípad, ako keď dlhodobo nebude mať dostatok vlastných zdrojov, resp. stabilnú, vecne podloženú a dlhodobo rozumne vedenú kontinuálnu energetickú politiku.

V podmienkach liberalizovaného trhu s elektrinou sa zmenil prístup k pôvodnému chápaniu prirodzeného monopolu celého reťazca „výroba - prenos - distribúcia - spotreba“. Ako oprávnený prirodzený monopol sa už chápe len prenos elektriny a distribúcia elektriny. Takýmto spôsobom bol vytvorený zúžený model prirodzeného monopolu a bol implementovaný proces, cieľom ktorého je zavedenie konkurencie medzi výrobcami elektriny, identifikácia a odstavenie neefektívnych a nadbytočných zdrojov elektriny. Po zavedení nových pojmov v oblasti systémových a podporných služieb elektrizačnej sústavy a ich finančného ocenenia, a po ocenení prístupu do elektrizačnej sústavy, bolo umožnené

obchodníkom a oprávneným odberateľom priame obchodovanie s výrobcami elektriny. Princíp spočíva vo vytvorení virtuálnej (pomyslenej) elektrifikačnej sústavy, kde prenos a distribúcia boli abstrahované a pojaté ako „čierna skrinka“. Neboli zohľadňované prirodzené toky a to rozdeľovanie tokov energie podľa fyzikálnych zákonov (Kirchhoffove zákony) a do úvahy sa vzali len toky energií do sústavy vtekajúce od výrobcov a vytekajúce zo sústavy smerom k odberateľovi. To čo sa deje vo vnútri elektrizačnej sústavy zbavenej zdrojov a spotrebiteľov a čo táto sústava musí funkčne spĺňať (prerozdelenie tokov energií, nepretržité zabezpečenie vyrovnanej bilancie medzi zdrojmi a spotrebou, krytie a optimalizácia strát v sústave, statickú a dynamickú stabilitu, reguláciu napätia, udržiavanie normovanej kvality elektriny pre posledného spotrebiteľa atď.) bolo nahradené obchodnými pojmami ako sú cena za systémové a podporné služby elektrizačnej sústavy a cena za prístup do elektrizačnej sústavy. Pritom sa zanedbali také fakty, že niektoré zo systémových služieb (napr. primárna, sekundárna a terciálna regulácia, držanie studených a teplých rezerv výkonu) je nemožné zabezpečiť bez výrobcov. Zanedbala sa tiež fyzikálna realita v tom, že napriek obchodnej zmluve medzi koncovým odberateľom a výrobcom o priamej dodávke elektriny v skutočnosti energia tečie k spotrebiteľovi nielen od zmluvného partnera – výrobcu, ale aj od iných výrobcov, s ktorými nemusí mať a spravidla ani nebude mať žiadne obchodné zmluvy o dodávke. Elektrina totiž tečie v prerozdelení, ktoré závisí výlučne od fyzikálnych zákonov a parametrov elektrizačnej sústavy a nie od obchodnej zmluvy.

Je neprípustné, aby otázky finančného zisku úzkych záujmových skupín, alebo i niektorých národných ekonomík, z obchodu s elektrinou mali najvyššiu prioritu a v národnej i nadnárodnej legislatíve boli povýšené nad záujmy bezpečnej, dostatočnej a spoľahlivej dodávky elektriny všetkým obyvateľom, priemyslu a službám, resp. všetkým odberateľom v priestore EÚ. Či už k danej situácii dochádza vedome, so zámerom určitých skupín zachovať si monopolné postavenie, alebo k tomu dochádza nešťastným pochopením súvislostí a nešťastnou legislatívou, výsledok je prakticky rovnaký – je to zachovanie monopolu, so všetkými negatívnymi dôsledkami a vytváranie predpokladu umelého nedostatku energie v budúcnosti. Príklad z Kalifornie v roku 2000 ukázal, že doslova zvrátené skupinové záujmy môžu i v rozvinutej demokracii, so zavedenými finančnými kontrolnými mechanizmami a osvedčeným správnym systémom, pripraviť vážne národohospodárske škody. Nebezpečným experimentom sa totiž v realite potvrdilo, že umelo vytvoreným nedostatkom zdrojov elektriny sa následnou eskaláciou cien môžu

dosiahnuť pre určitú skupinu oveľa vyššie finančné efekty ako serióznym rozvojom sektora, ktorý zabezpečí dostatočnosť elektriny všetkým a všade.

Pri tvorbe národnej energetickej stratégie a politiky je nesmierne dôležité poznať rozmanité formy vplyvu monopolných záujmov a deformovanie doktríny liberalizácie trhu s elektrinou.

Násilné systémové zasahovanie do objemu zdrojov v jednotlivých národných ekonomikách z pozície Európskej komisie v smere úmyselného umelého dlhodobého uvádzania niektorých národných ekonomík do energetickej závislosti na iných ekonomikách je v zásade nekalým presadzovaním záujmov niektorých úzkych záujmových skupín, alebo i niektorých národných ekonomík na úkor iných a je v podstate destabilizáciou dotknutých národných ekonomík a destabilizáciou EÚ.

Podstata bezpečnosti a spoľahlivosti dodávky elektriny na európskom kontinente je v hľadaní odpovedí na otázky: koľko elektriny, kde a kedy treba vyrobiť, koľko, kedy a kam ju treba a je možné v danom časovom horizonte preniesť. Bezpečné a spoľahlivé zodpovedanie týchto otázok všade v EÚ v dlhodobom časovom horizonte reálne vyžaduje vždy nevyhnutnú existenciu určitých rezerv v inštalovanom výkone zdrojov vhodne geograficky rozložených v prepojenej nadnárodnej zóne Je nevyhnutné udržovať určitú dostatočne bezpečnú koreláciu medzi geografickou plošnou hustotou spotreby a geografickou plošnou hustotou rozloženia zdrojov elektriny (obdoba povinných zásobníkov ropy a plynu).

2.3 Konkurencia na liberalizovanom trhu s elektrinu medzi rôznymi zoskupeniami výrobcov

Ceny elektriny sa začali meniť pri postupnej implementácii Smernice EU 96/92/EC v jednotlivých krajinách podľa stupňa deregulácie a transformácie elektrárenských spoločností, ktorá bola v jednotlivých krajinách EÚ veľmi rozdielna. Uvedená smernica nie je vykonávacím predpisom a je veľmi široko koncipovaná. Jej zámerom bolo v podstate metódou konsenzu všetkých členov EÚ zjednotiť rôznorodosť prístupov a vytvoriť podmienky pre zjednotenie národných prístupov pre otvorenie trhu s elektrinou. Už v dôsledku prevahy ponuky elektriny vo vzťahu k dopytu došlo v niekoľkých oblastiach k poklesu ceny elektriny pre koncového odberateľa. K tomu treba ešte pripočítať ďalší pokles cien, ktorý nastal v dôsledku pripravovaných postupov, ako reakcia na formulovanie zásad budúceho voľného trhu. Týmto spôsobom sa prejavil čiastočný pokles cien aj tam, kde ešte nedošlo ku komplexnej aplikácii všetkých zásad liberalizovaného trhu - oddeleniu činností prenosu a výroby elektriny. Rovnako neboli

doriešené zásady voľného a nediskriminačného prístupu k prenosovej sústave s možnosťami uzatvárania priamych obchodných vzťahov medzi účastníkmi trhu (výrobcovia, spotrebitelia, obchodníci). Možno konštatovať, že pokles bol dôsledokom najmä prevahy ponuky elektriny voči dopytu.

Zostali však nedoriešené niektoré otázky ako vytvoriť konkurenciu medzi diametrálne rozdielnymi zoskupeniami výrobcov. Vytvorenie konkurenčného prostredia medzi existujúcimi vertikálne integrovanými monopolnými zoskupeniami (niekedy s výrazným majetkovým podielom štátu) a malými výrobcami ešte nevytvára prostredie pre pôsobenie samoregulačných vlastností trhu. Konkurenčné prostredie môže existovať len medzi rovnocennými partnermi na trhu a bez dohody o cenách medzi nimi. Pri zachovaní kapitálovo silných monopolných zoskupení je vždy oprávnené podozrenie, že sa zachovajú skryté krížové dotácie medzi jednotlivými výrobcami vo vnútri zoskupenia.

Znižovanie nákladov na zamestnanosť a energetická bezpečnosť

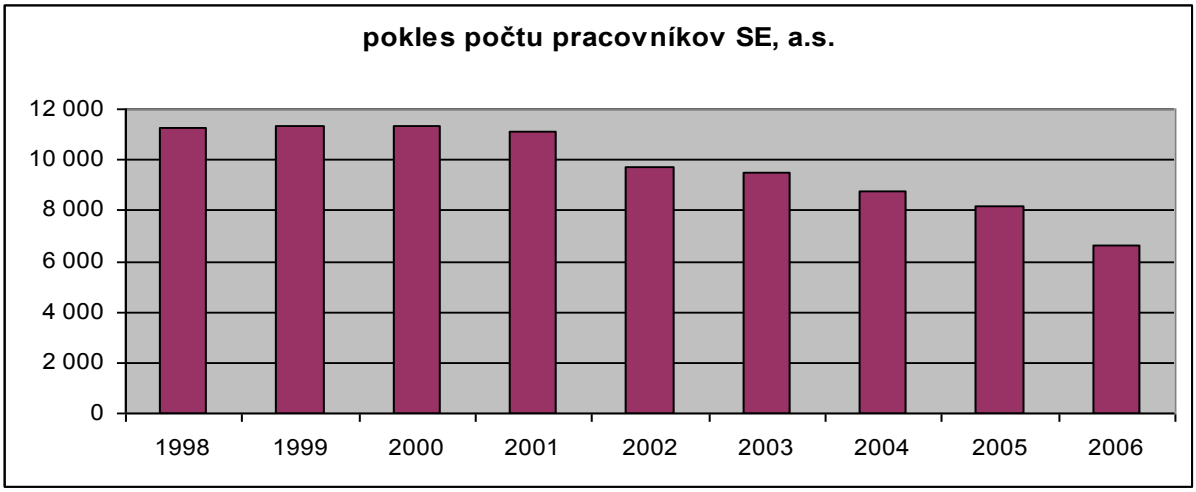
Uplatňovanie princípov liberalizácie trhu s elektrinou vyvoláva tlak na neúmerné znižovanie nákladov, čo je spojené aj so znižovaním počtu pracovníkov. Napríklad v Nemecku podľa [10] sa v rokoch 1991 až 1998 znížil počet pracovníkov v elektroenergetike o 25 % a v USA sa v celoštátnom meradle znížil počet personálu v elektroenergetike o 30 %. Tento pokles súvisel so znižovaním rezervných výkonov a vyčleňovaním niektorých servisných a obslužných činností na dodávateľské organizácie. Znížený počet kmeňových pracovníkov v prevádzke a údržbe však môže znížiť spoľahlivosť dodávok elektriny V dôsledku znižovania počtov pracovníkov v údržbe sa spomaľuje odstraňovanie porúch a likvidácia poruchových stavov čím sa znižuje celková spoľahlivosť elektrizačnej sústavy.

Nezávislí výrobcovia často neinvestujú do prípravy a školenia vlastných pracovníkov a týchto získavajú „pirátsky“ z prevádzkovaných spoločností.

Avšak pokles počtu kmeňových pracovníkov prebieha najmä v tých oblastiach, ktoré priamo nesúvisia s hlavným premetom ich činnosti ako je výroba, prenos a distribúcia elektriny, ako aj nadväzným výkonom údržbárskych prác. Ide najmä o pracovníkov, ktorí boli zamestnaní v týchto útvaroch:

- sociálne a rekreačné zariadenia (jasle, škôlky, stravovacie zariadenia, rekreačné zariadenia, školiace strediská);
- pomocné činnosti (upratovacie služby, výkon strážnej služby, vnútropodniková doprava);

- výkon údržbárskych prác, ktoré nevyžadujú špecializovanú prípravu pracovníkov (murári, lešenári, pomocné údržbárske činnosti) a pod.



Obr. 2-1 Pokles počtu pracovníkov SE a.s.

V procese liberalizácie prebiehalo vyčlenenie časti pracovníkov zabezpečujúcich technickú podporu prevádzky a údržby do samostatných špecializovaných organizácií (príprava technických riešení pre zmeny a modifikácie, konštrukčné kancelárie a útvary technických odborov). Taktiež prebiehalo vyčlenenie do samostatných organizácií časti pracovníkov z oblasti diagnostiky a defektoskopie.

Významné zníženie počtu pracovníkov organizácií elektroenergetiky bolo zabezpečené vnútornými organizačnými zmenami, keď niektoré decentralizované činnosti v jednotlivých elektrárňach boli koncentrované pre celú akciovú spoločnosť (verejné obstarávanie prevádzkových materiálov a náhradných dielov, skladové hospodárstvo, spoločná príprava a realizácia investičných projektov a generálnych opráv, jednotný systém zabezpečenia informačných technológií a pod.)

Znižovanie počtu pracovníkov je dokumentované na príklade Slovenských elektrární, a.s., (Obr. 2-1). Podľa posledných informácií (Paolo Ruzzini, denník Pravda 21.4.2008) pracovalo na konci roka 2007 v SE, a.s., 5 670 zamestnancov.

Môžeme konštatovať, že zníženie stavu zamestnancov sa uskutočňuje v princípe dvoma spôsobmi:

- Outsourcingom – vyčlenením určitých činností mimo elektrárenskú spoločnosť. Časť bývalých pracovníkov môže ďalej pracovať u externých dodávateľov služieb (napr. údržba, výkon inžinierskych činností v oblasti technických

riešení a modifikácií špecializované činnosti v oblasti diagnostiky, a defektoskopie, strážna služba, upratovacie a stravovacie služby a pod.).

- Prepustením nadbytočných a nevyužitých pracovníkov.

Realizáciou uvedených metód je možné dosiahnuť výrazné zníženie stavu pracovníkov a z toho vyplývajúce zlepšenie ukazovateľov produktivity práce a úspory nákladov.

Záverom možno konštatovať, že proces liberalizácie trhu s elektrinou je spojený s poklesom počtu pracovných miest v elektroenergetike v oblasti prevádzky a údržby v pôvodných vertikálne organizovaných spoločnostiach. Tento proces však prináša požiadavky na zvyšovanie počtu pracovníkov v oblasti obchodovania s elektrinou (burza, marketing, konzultačné činnosti, poradenské služby, právnické služby a pod.)

2.4 Vplyv liberalizácie na energetický výskum

Predpokladaným cieľom liberalizácie elektroenergetiky sú nižšie výrobné náklady na elektrinu. Aj keď nižšie ceny elektriny a dokonalejšie služby sú vítanými cieľmi, začínajú elektrárenské spoločnosti poukazovať na negatívne dôsledky liberalizácie. Sú oprávnené obavy z toho, že v silnom konkurenčnom prostredí budú postupne obmedzované niektoré sociálne programy. Prebiehajúca liberalizácie a reštrukturalizácia energetických spoločnosti sa okrem iného prejavuje znížením nákladov na energetický výskum a vývoj a to najmä u tých programov, ktoré sledujú dlhodobé ciele. V období rokov 1985 až 1995 podpora energetického výskumu a vývoja z verejných prostriedkov v krajinách OECD postupne klesala [10] [13] [26].

Približne 96 % výdavkov na energetický výskum a vývoj v krajinách OECD pripadá len na deväť krajín. Všetky tieto krajiny s výnimkou Japonska a Švajčiarska znížili výdaje na tieto účely v rozmedzí 50 až 80 %. Najvýraznejší pokles nákladov na energetický výskum bol v Nemecku, Taliansku a vo Veľkej Británii. Zníženie týchto nákladov je však rozdielne medzi jednotlivými krajinami, ako aj v orientácii na energetické zdroje. Napríklad USA, Nemecko, Veľká Británia a Taliansko podstatne znížili v sledovanom období svoju podporu jadrovej energetike, zatiaľ čo Japonsko a Francúzsko podporovali jej ďalší rozvoj. Príkladom môže slúžiť údaj z USA kde priemerné priemyselné firmy venujú približne 3 % zo svojich tržieb na výskum a vývoj, hoci Americké národné združenie komisárov regulovaných elektrárenských spoločnosti navrhuje, aby spoločnosti vynakladali zo svojich tržieb pre tento účel minimálne 1 %. Niektoré z týchto krajín časť

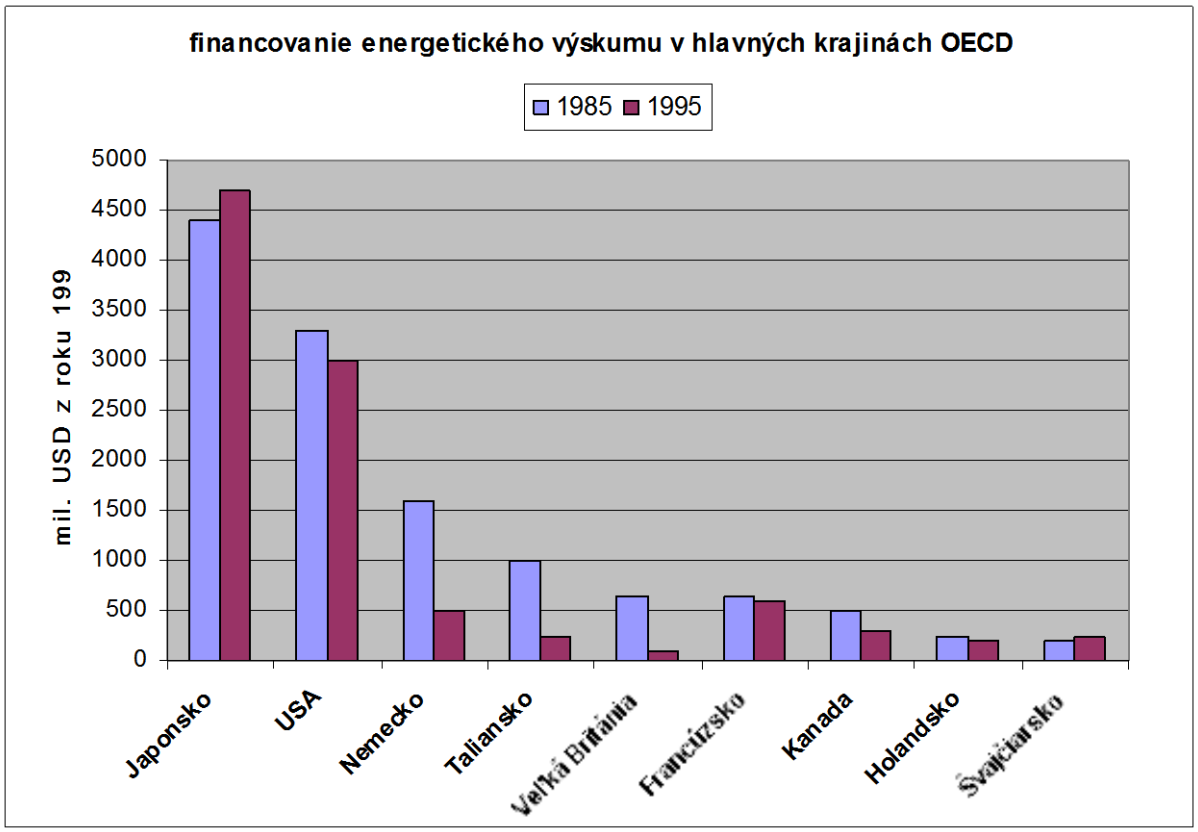
výskumných programov jednoducho ukončili, a ušetrené prostriedky venovali na iné účely, napríklad na zníženie deficitu štátneho rozpočtu.

Ďalším dôsledkom liberalizácie je to, že obmedzené finančné prostriedky na energetický výskum a vývoj sú presúvané na krátkodobé projekty. Dôvodom je snaha elektrárenských spoločnosti zamerať svoje zdroje na naliehavé úlohy súvisiace s posilnením svojej konkurencieschopnosti na energetickom trhu. Existujú niektoré oblasti, v ktorých sa prostriedky na energetický výskum budú zvyšovať. Ide o oblasti spojené s efektívnou prevádzkou prenosových a distribučných sietí, poskytovaním systémových a podporných služieb a pod. Opäť sa však jedná o krátkodobý energetický výskum a vývoj zameraný na zvýšenie konkurencieschopnosti na trhu s elektrinou a nie na dlhodobý proces zameraný na čistejšie a efektívnejšie spôsoby výroby elektriny.

Znižovanie nákladov na energetický výskum a vývoj (Obr. 2-2) sa nepriaznivo prejavuje aj u výrobcov energetických zariadení, ktorí majú problémy so získavaním prostriedkov na vývoj technológií a na demonštračné projekty. Výrobcovia energetických zariadení nie sú ochotní niesť plné náklady a riziká vývoja nových energetických technológií preto tiež obmedzujú svoje vlastné výdaje na tieto účely.

Na základe uvedeného je možné urobiť záver že:

- Elektrárenské spoločnosti v konkurenčnom liberalizovanom prostredí nebudú podporovať dlhodobý energetický výskum a vývoj.
- Výskumné programy zamerané na čistejšie a efektívnejšie spôsoby výroby všetkých druhov energie sa v budúcnosti nezaobídu bez finančnej spoluúčasti elektrárenských spoločnosti, výrobcov energetických zariadení a vlád jednotlivých krajín.



Obr. 2-2 Pokles financovania energetického výskum

2.5 Skúsenosti s liberalizáciou elektroenergetiky

Doterajšie skúsenosti s liberalizáciou elektroenergetiky a so zvýšenou konkurenciou sú tak kladné, ako aj záporné. Hlavnými proklamovanými cieľmi liberalizácie boli:

- Znižovanie cien pre priemyselné podniky a domácnosti
- Vytvorenie prostredia, ktoré napomáha vzniku efektívnejších spoločností a to z hľadiska ekonomického a ekologického.
- Zvýšenie efektívnosti výroby elektriny obmedzením nadbytočných rezervných výkonov – môže viesť k strate stability – nikto by nechcel pracovať v režime rezervy bez priameho odberu.
- Vstup nových subjektov na trh s elektrinou.
- Rozvoj technologických inovácií

Liberalizácia sa obecne stretla s podporou priemyslu a verejnosti, ale pri príprave legislatívy sa nebrali do úvahy kritické pripomienky, ktoré poukazovali na riziká znižovania spoľahlivosti dodávok elektriny, obmedzovanie strategického energetického výskumu a na obmedzenie záujmu investovať do výrobných zdrojov pri nízkych cenách elektriny.

Znižovanie ceny elektriny

V priebehu deregulácie a liberalizácie dochádza k zásadnej zmene pri stanovovaní ceny elektriny. Predchádzajúci spôsob, pri ktorom cena pokrývala celkové náklady a určitý zisk, bol nahradený novým spôsobom, kedy sa cena určuje na trhu, ku ktorému má prístup veľký počet rôznych subjektov. Elektrárenské spoločnosti sa musia prispôsobiť zmenenej situácii, alebo odísť z podnikania.

Pôvodné zámery uplatnením zásad deregulácie a liberalizácie, podľa ktorých otvorenie trhu pre malých a alternatívnych dodávateľov elektriny mali tento trh oživiť. Konkurencia mala zabezpečiť nižšie ceny tak, aby tie odvetvia priemyslu, ktoré majú vyššie nároky na spotrebu elektriny sa stali pre investorov atraktívnejšie. Takisto mali profitovať z nízkych cien odberatelia zo sietí nízkeho napätia včítane domácností. Deregulácia v niektorých krajinách skutočne prispela k poklesu ceny elektriny [10] vo Veľkej Británii v období od 1990 do 2000 pre priemysel o 23 % a pre domácnosti o 21 %, obdobne v Nemecku [11] pre priemysel o 35 % a pre domácnosti o 20 %.

Fúzie energetických spoločností

Zvýšená konkurencia na trhu elektriny núti elektrárenské spoločnosti v boji o prežitie a udržanie svojich pozícií k ráznym protiopatreniam:

- Vznikajú veľké energetické spoločnosti, ktoré poskytujú komplexnejšie služby spotrebiteľom (dodávka elektriny, plynu, vody, komunikačné služby) – vznik monopolov.
- Diverzifikácia svojich činností a rozširovať okruh služieb pri liberalizácií sa ich zbavovali.
- Outsourcing činností a personálu do separátnych činností – diverzifikácia a outsourcing – sú čiastočne protipóly .
- Koncentrácia odborníkov pridružených odvetví v dcérskych spoločnostiach.
- Predaj niektorých aktív, ktoré priamo nesúvisia s hlavným predmetom činnosti v oblasti výroby, prenosu, distribúcie a predaja elektriny (rôzne sociálne, rekreačné a iné pridružené činnosti).
- Fúzie a akvizície jednak medzi domácimi tak aj zahraničnými spoločnosťami.

Mimoriadne problematické je, že fúzie sa uskutočňujú nielen horizontálne (medzi výrobcami) ale aj vertikálne t.j. medzi výrobcami a dodávateľmi elektriny.

Príkladom takejto koncentrácie energetických spoločností je Nemecko, kde sa spoločnosti Preusen Elektra a Bayernwerk zlúčili a vytvorili novú spoločnosť E.ON Energie, spoločnosti RWE a VEW sa spojili do novej s názvom RWE. Tieto dve podľa

[11] kontrolujú dve tretiny trhu s elektrinou. Konkurovať im môžu čiastočne EnBW a Vattenfall Európe. Skutočnosťou je, že v Nemecku štyri elektrárenské spoločnosti E.ON, RWE, EnBW a Vattenfall kontrolujú podľa [9] 80 % trhu, ktorý majú ešte k tomu aj regionálne rozdelený.

Na začiatku procesu liberalizácie vznikali malé nezávislé organizácie, ktoré nevlastnili prenosové siete, ktorých predmetom činnosti bolo zásobovanie zákazníkov elektrinou. V Nemecku podľa [11] bolo v roku 2000 takýchto organizácií približne 100, koncom roku 2007 ich zostalo šesť. Podľa [12] sú monopoly sinejšie ako pred zahájením procesu liberalizácie a ich moc a sila zostala zachovaná.

Výsledkom takejto situácie je skutočnosť, že ceny elektriny v Nemecku prudko stúpajú a patria k najvyšším v Európe.

Prenosové a distribučné siete

Prenosové a distribučné siete pred zahájením liberalizácie boli vo vlastníctve energetických spoločností. V prvej etape deregulácie a liberalizácie v niektorých krajinách distribučné siete boli vyčlenené z organizačných štruktúr energetických spoločností. Následne boli vyčlenené aj prenosové siete ako samostatné právne a hospodárske jednotky (takýto postup bol realizovaný napr. v Českej aj Slovenskej republike). V ďalších krajinách ako napr. Nemecku, zostali prenosové siete vo vlastníctve energetických spoločností. Takýto stav viedol k tomu, že pôvodné monopolné energetické organizácie najradšej dodávali do prenosových sietí elektrinu vyrobenú vo vlastných zdrojoch a pod najrôznejšími zámienkami bránili ostatným účastníkom trhu prístup k týmto sieťam. Prenosové siete predstavujú prirodzený monopol, ale musia byť od zahájenia procesu liberalizácie k dispozícii za príslušný poplatok aj tým subjektom, ktoré vlastné siete nemajú. Práve tieto poplatky sa stávajú predmetom diskusie medzi vlastníkmi prenosových sústav a nezávislými dodávateľmi elektriny, ktorí sa cítia poškodzovaní ich neprimeranou výškou, ktorá sa odhaduje vyššia oproti cene vlastnej elektriny [11] napr. v Nemecku až o 9 %. Tým sa stala táto krajina oblasťou s najvyššími poplatkami za pripojenie k sieťam v Európe. Výška poplatkov tu nie je posudzovaná nezávislým regulačným úradom. Táto suma poplatkov je enormná a podľa [11] [12] sa jedná o 18 mld. EURO ktoré inkasujú vlastníci prenosových sietí – pôvodné monopolné energetické spoločnosti.

Hodnotenie pozitívnych a negatívnych efektov liberalizácie

Základné myšlienky o liberalizácii trhu s elektrinou vychádzali z predpokladu, že trhové sily vytvoria dostatočný tlak na obmedzenie neefektívnych investícií a pritom zachovajú spoľahlivosť dodávky elektriny. Všade, kde bol trh s elektrinou otvorený, sa vytvoril obrovský tlak na zatváranie starých neefektívnych elektrární a výstavba nových zdrojov sa sústredila na elektrárne s plynovými spaľovacími turbínami, ktoré majú podstatne nižšie investičné náklady než jadrové a uhoľné elektrárne. V súvislosti s procesom liberalizácie sa znižujú nevyužité výrobné kapacity a objektívne klesli ceny elektriny. Z krátkodobého hľadiska teda liberalizácia pôsobila pozitívne.

Žiaľ takmer súčasne sa ukázalo, že tam kde bol trh skutočne liberalizovaný sa objavujú problémy, ktoré v monopolnom usporiadaní neboli známe. Na trhu s elektrinou sa tvorí cena elektriny z hodiny na hodinu na základe ponuky a dopytu. V priebehu roka je väčšinou prebytok ponuky nad dopytom, ktorý tlačí cenu elektriny na úroveň palivových nákladov a určitá časť zdrojov stojí nevyužitá. Elektráreň je ale pomerne zložitý technologický komplex, ktorý musí byť udržovaný a po celý rok pokiaľ má byť kedykoľvek uvedený do prevádzky. Rovnako kľúčový prevádzkový personál nie je možné najímať zo dňa na deň, pretože jeho vyškolenie je nákladné a časovo náročné. V priebehu veľkej časti roka sa teda cena elektriny drží na nízkej úrovni s prijateľnými výkyvmi v priebehu dňa a zákazníci sú spokojní. Potom však príde obdobie kedy sa dopyt priblíži možnostiam ponuky. Výrobcovia, ktorí mali tržbami pokrývané len premenlivé náklady, zvýšia ceny tak, aby pokryli nielen všetky náklady, ale dosiahli aj zisk odpovedajúci ich podnikateľskému riziku. Pretože riziko na trhu s elektrinou je veľké, stačí napríklad mierna zima (v USA leto) a k previsu dopytu vôbec nedôjde, je snaha dosiahnuť aj zisk omnoho vyšší ako to bolo možné pri monopolnom usporiadaní. V takomto období ceny elektriny prudko rastú hore. Kríza v Kalifornii ukázala, že pokiaľ to systém dovolí, hneď sa objavia tendencie na strane výrobcov prehĺbiť krízu odstavovaním zdrojov pod najrôznejšími zámienkami a vyhnať cenu elektriny ešte vyššie. Zákazníci okamžite začnú volať po zásahu regulátora, pretože skutočne regulovaný trh nemá pre obmedzenie cien elektriny v dobe jeho nedostatku žiadne nástroje. Situácia by bola iná keby na vysoké ceny reagovali zákazníci znížením svojej spotreby. Žiaľ nič nemotivuje domácnosti a ostatných odberateľov, ktorí majú zo zákona nárok na dodávku za regulovanú cenu, znížiť spotrebu.

Strednodobé a dlhodobé dvojstranné zmluvy medzi výrobcami a odberateľmi dokážu tento problém čiastočne zmierniť, ale princíp zostáva nezmenený. Ak by išlo o dlhodobý

nedostatok elektriny zafungujú trhové mechanizmy, vysoké ceny prilákajú nových investorov a postupne sa ponuka a dopyt vyrovná. Avšak sezónne zvýšenie ceny pri inak celoročnej nízkej cene elektriny nemôže žiadneho investora prilákať. Naopak, každý investor si je vedomý rizika, že práve jeho nová elektráreň môže spôsobiť celoročný previs ponuky a tým zamedziť dosiahnutie primeraného zisku. Návratnosť investícií do značnej miery ovplyvňujú sezónne a denné výkyvy dopytu. V letných mesiacoch je v strednej Európe spotreba elektriny podstatne nižšia ako v zime. Zaťaženie v lete je zhruba 60 % zimného zaťaženia. USA a Austrália majú naopak najvyššiu spotrebu elektriny v letnom období vzhľadom k podstatne vyššiemu využívaniu klimatizácie budov. Pretože sezónny charakter zaťaženia je prakticky rovnaký pre všetky okolité štáty, nie je možné výkyvy v priebehu roka riešiť jednoducho dovozom alebo vývozom. Pokiaľ je niekto ochotný vyvážať len v období nedostatku elektriny, premietne do ceny celoročné stále náklady t.j. predovšetkým odpisy a náklady na údržbu a prevádzkový personál. Tieto náklady môžu tvoriť u tepelných elektrární 60 percent a u jadrových až 80 % stálych nákladov. Cena sezónneho importu v dobe nedostatku je veľmi vysoká a naopak ceny v dobe prebytku pokrývajú len palivové náklady elektrární. Pre riešenie sezónnych výkyvov existuje prakticky len jediný nástroj a to presun celej plánovanej údržby do letného obdobia. Sezónny charakter dopytu po elektrine má za následok, že časť výrobných zdrojov sa uplatní len v zimnom období a zbytok stojí v zálohe. Práve pre toto pokrytie sezónnych výkyvov chýba možnosť skladovania elektriny. Tieto problémy môže riešiť napr. výroba vodíka alebo inej formy skladovateľnej energie.

Energetika sa musí kvôli neskladovateľnosti elektriny vysporiadať aj s okamžitými dennými výkyvmi spotreby. To znamená mať v pohotovosti výrobné kapacity ktoré pokrývajú denné odberové maximum, straty a poruchy zdrojov. Pri dennom minime je však spravidla využívané len 70 % tejto pohotovej kapacity.

Pokiaľ by bol odber elektriny stály v priebehu dňa i v priebehu celého roka, stačila by na výrobu rovnakého množstva elektriny 60 až 70 % kapacita skutočne nasadzovaných zdrojov. Lenže energetika nemôže principiálne pracovať na hranici svojich produkčných možností. V dobách monopolného usporiadania energetiky bolo jej jediným poslaním zabezpečovať dodávku elektrina za regulovanú cenu. Vzhľadom k tomu, že až do 70 rokov spotreba elektriny lineárne rástla, bolo hlavnou úlohou monopolu výstavba nových zdrojov. Monopolná energetika plnila dôsledne svoje poslanie a s predstihom investovala do výstavby nových zdrojov. Sezónne a denné výkyvy dopytu nerobili vážny problém, pretože na súvisiace náklady elektrárenských spoločností brala ohľad regulovaná cena.

Prvé problémy sa objavili až pri stagnácii dopytu po elektrine v 80 rokoch 20-teho storočia keď bolo zrejmé, že nielen zdroje vo výstavbe ale aj časť prevádzkovaných výrobných kapacít nenájde uplatnenie. Vznikol dlhodobý previs ponuky nad dopytom, ktorý v trhovom prostredí nutne vedie k poklesu cien, zatiaľ čo monopoly stále požadovali úplné pokrývanie všetkých nákladov, včítane nákladov spojených s nevyužitými investíciami

3 Základné princípy fungovania otvoreného trhu v energetike

Táto časť práce je zameraná na analýzu princípov fungovania otvoreného trhu v Európe. Je v nej poukázané na fakt, že hoci mnohé otázky týkajúce sa zásobovania energiou a energetickej bezpečnosti sú v kompetencii jednotlivých štátov, ale vzájomná previazanosť energetických sietí, geopolitické rozdelenie zdrojov energie stavia túto otázku stále viac do pozície spoločnej európskej politiky. Podrobnejšie je v nej opísaná energetická politika Slovenskej republiky. Dôležitými časťami kapitoly je analýza faktorov, ktoré obmedzujú trh s elektrikou a tiež niektoré aspekty rozvoja vnútorného energetického trhu v Európe.

3.1 Spoločný trh EÚ

V štátoch, ktoré sú odkázané na dovoz fosílnych energetických zdrojov, závisí energetická bezpečnosť od možnosti ich uskladnenia, ich náhrady, ale najmä od geopolitických aspektov. Otázka energetickej bezpečnosti je síce v kompetencii vlád členských krajín EÚ a je považovaná za otázku dotýkajúcu sa národnej suverenity, avšak postupné spájanie sa energetických trhov v rámci EÚ do jedného silného bloku presúva niektoré otázky energetickej politiky do rámca politickej agendy EÚ.

Odhaduje sa, že ak nebudú prijaté žiadne opatrenia, energetická závislosť EÚ na tretích krajinách narastie z 50 % v roku 2000 na 70% v roku 2030 [3]. Do EÚ bude dovážaných 66 % spotrebovávaného uhlia, 93 % spotreby ropy. Z Ruskej federácie bude pravdepodobne pochádzať až 60 % dovážaného plynu, pričom celková závislosť EÚ na jeho dovoze dosiahne 84 %. Z hľadiska energetickej bezpečnosti musí mať EÚ teda záujem, aby Rusko bolo spoľahlivým partnerom a aby bolo minimalizované riziko ohrozenia dodávok energetických zdrojov do EÚ.

Predpokladá sa, že v EÚ by sa do roku 2030 do energetiky malo investovať viac než 1000 mld. Euro [3] pre zníženie závislosti od dovozu uhľovodíkov a zabezpečenie dostupnosti energie. Ťažisko bude zamerané na využívanie miestnych zdrojov energie, zníženie spotreby energie a riešenie dopadu rastúcich cien ropy a zemného plynu. EÚ pristupuje k vnútornému trhu s energiou komplexne, stavia do popredia obnoviteľné zdroje, energetickú účinnosť, diverzifikáciu ciest ako aj zdrojov.

Prostredníctvom jednotného trhu chce EÚ podporovať rozmanitosť v zásobovaní energetickými zdrojmi, vytvárať nové obchodné príležitosti, podporovať obchod s energiou s cieľom znížiť náklady a ceny a zvýšiť konkurencieschopnosť. EÚ je proti

uplatňovaniu cenových stropov, ktoré môžu narušiť fungovanie vnútorného trhu s energiou, cenové signály o potrebe novej kapacity a znížiť dodávky energie. Je za dobudovanie európskej distribučnej sústavy pre ropu, zemný plyn a elektrinu a konkurencieschopného celoeurópskeho trhu s energiou do roku 2009.

EÚ presadzuje nezávislých prevádzkovateľov systému, nezávislé regulačné orgány a nový subjekt na úrovni spoločenstva, aby sa predchádzalo manipuláciám s cenami. V popredí je aj harmonizácia technických noriem. Pri formovaní energetickej infraštruktúry EÚ kladie dôraz na:

- Prepojenie elektrickej sústavy medzi Nemeckom, Poľskom a Litvou, ale aj Francúzskom a Španielskom.
- Využívanie veternej energie pri Baltickom mori.
- Podpísanie dohody o využívaní transeurópskych sietí na 5 rokov.
- Sprevádzkovanie plynovodu Nabucco z Kaspického mora do strednej Európy.
- Zabezpečenie finančných prostriedkov potrebných pre prenos elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov do distribučnej siete.
- Spoločné a záväzné normy pre bezpečnosť sietí.

Energetická bezpečnosť v rámci EÚ počíta so solidaritou pri výpadku dodávok elektriny, zemného plynu a ropy. Zdôrazňuje nutnosť diverzifikovať zdroje a prepravné cesty, vytvárať strategické zásoby, investovať do skladových kapacít a rozvodných sietí a v prípade zemného plynu sa zamerať na výstavbu nových terminálov. Chce analyzovať dostatok zásob ropy v EÚ a koordinovať ich s cieľom využitia strategického systému ropných zásob.

EÚ kladie dôraz na energetickú efektívnosť a úspory energie [3], ktoré by mali ročne predstavovať 4 202 TJ (1167 GWh). V rokoch 2008 až 2017 úspory majú predstavovať až 9 % z celkovej konečnej spotreby energie. S úsporami energie úzko súvisí obchod s emisiami, ktorý má vyústiť do znižovania emisii skleníkových plynov s cieľom zmeniť štruktúru výroby a následne aj spotrebu energie. V rámci takto určeného programu, Na zasadnutí Európskej komisie, ktoré sa konalo v októbri 2006 prijala "Akčný plán energetickej účinnosti do roku 2020" s cieľom znížiť spotrebu primárnej energie o 20 % [3]. Realizáciou tohto plánu by sa spotrebovalo o 13 % menej energie, čím by sa dosiahla úspora 100 mld. EUR. Emisie skleníkových plynov by sa znížili o 780 mil. ton ročne [3].

Na zasadaní, ktoré sa konalo v marci 2007, Európska rada zdôraznila potrebu integrovaného prístupu EÚ k energetickej politike. Táto politika má:

- určiť ciele spoločnej politiky, vypracovať a realizovať jasnú stratégiu pri zabezpečovaní a rozšírení sortimentu dodávok energie;
- zabezpečiť vypracovanie ročných akčných plánov pre Európsku radu s cieľom monitorovania postupnosti krokov, identifikovania nových výziev a reakcií, nadviazania dialógu s hlavnými producentmi a dodávateľmi energie;
- umožnenie vytvorenia celoeurópskeho energetického spoločenstva a vyústiť do začlenenia energetickej politiky do iných politík s potrebnými vonkajšími dimenziami.

Dôraz je kladený na zefektívnenie výroby, prenosu, distribúcie elektriny a tepla, ohraničenie používania spotrebičov, ktoré nevyhovujú normám, ale aj na zdanenie, ktoré má zabezpečiť efektívnejšie využívanie elektriny. Na výrobu energie z alternatívnych zdrojov je zameraný "Európsky strategický plán pre energetické technológie." Plán sleduje zníženie nákladov na výrobu čistej energie, výrobu elektriny a tepla z nízko uhlíkových zdrojov v elektrárňach na fosílne palivá, podporu inovácií, vedy a výskumu. V EÚ, v súlade so 7. rámcovým programom pre vedu a výskum, sa majú výdavky na vedu a výskum v energetike do roku 2014 zvýšiť o 50 % [3]. Predpokladá sa, že do roku 2030 sa inštalovaný výkon v jadrových elektrárňach zvýši z 368 GW v roku 2006 na 416 GW [3] a bude vyriešený aj problém zadného cyklu. Medzinárodná energetická agentúra v novembri 2006 vyzvala na budovanie ďalších jadrových elektrární v záujme posilňovania energetickej bezpečnosti a boja proti klimatickým zmenám.

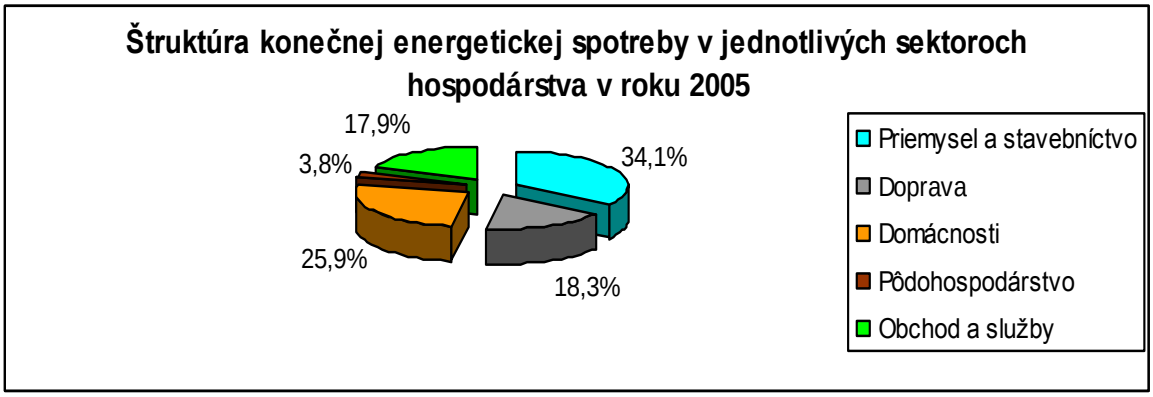
Monitoring vzniknutej situácie a predpokladaného vývoja je jedným zo základných prvkov európskej energetickej politiky. Komisia EÚ navrhuje preto zriadiť Úrad pozorovateľa dodávok energie. Dlhodobým cieľom EÚ je, aby členské štáty prostredníctvom nezávislých regulátorov účinne regulovali rozvoj vnútorného trhu s energiou a podporovali súťaživosť pri zásobovaní energiou a aby rozdelením vlastníctva sietí zabezpečili voľbu dodávateľa energie a rozvoj vnútorného trhu. Smernice EÚ určujú pravidlá pre vnútorný trh s elektrinou, zemným plynom, bezpečnosť dodávok elektriny a investícií do infraštruktúry, povinnosť skladovať minimálne zásoby ropy a ropných produktov, energetickú účinnosť konečného využitia energie, energetické služby, podporu energie vyrábanej z obnoviteľných zdrojov na vnútornom trhu s elektrinou. Európskej únii ide o vytvorenie celoeurópskeho energetického spoločenstva a začlenenie energetiky do iných externých priorít.

3.2 Energetická politika v Slovenskej republike

Pri formovaní štátnosti Slovenská republika zdedila aj energeticky, surovinovo a materiálovo náročnú štruktúru výroby, ktorá zvyšovala energetickú náročnosť výroby, požiadavky na dovoz surovín, ale aj na nutnosť riešiť riziká spojené s prípadným prerušením dodávok energie.

Štruktúra priemyselnej výroby je ešte aj dnes náročná na dovoz palív, minerálnych surovín, substrátov, ktorých ceny sa výrazne zvyšujú. Napriek reštrukturalizácii je pre ekonomiku Slovenska charakteristické, že proces reprodukcie prebieha pri rastúcich nárokoch na mobilizáciu dodatočných reprodukovateľných a nereprodukovateľných zdrojov, pričom podnes nebol prekonaný model lacnej a štandardnej pracovnej sily, negatívny dopad nedostatočného rozvoja infraštruktúry vo vzťahu k výrobným, nevýrobným, ale aj k spoločenským a individuálnym potrebám. Úroveň technickej základne, infraštruktúry stále nezodpovedá svetovým parametrom a spomaľuje rozvoj ekonomiky SR.

V roku 1995 bola energetická náročnosť 2,3 krát vyššia ako bol priemer EÚ, pričom v roku 2003 bol tento ukazovateľ len 1,9 krát vyšší. Napriek tomuto pozitívnemu vývoju je dôvodom stále vysokej energetickej náročnosti pretrvávajúci značný podiel priemyslu na tvorbe hrubého domáceho produktu. Pre dosiahnutie energetickej náročnosti EÚ 15 je potrebné ďalšie znižovanie tohto pomeru. (Obr. 3-1)

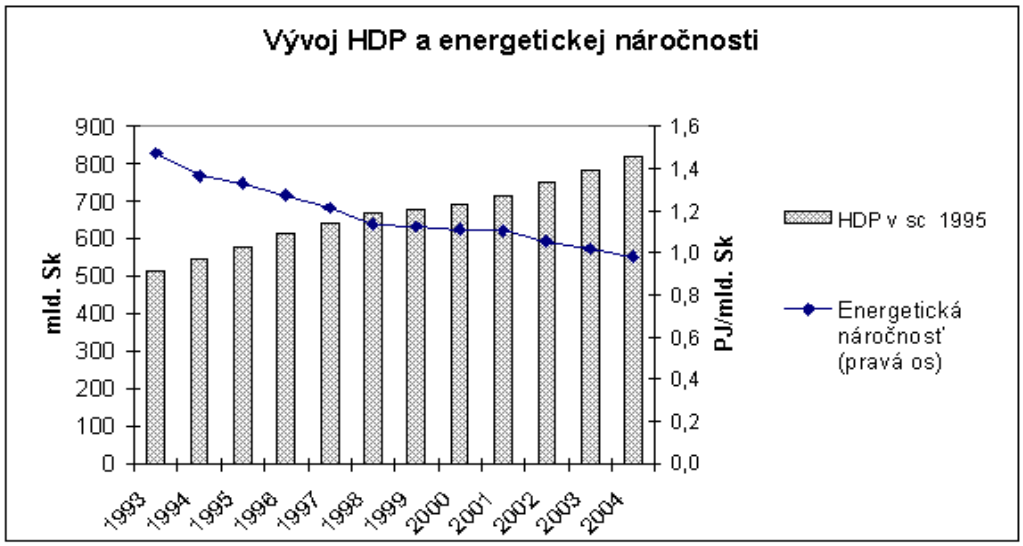


Obr. 3-1 Energetická spotreba v jednotlivých sektoroch národného hospodárstva (2005), *[3]*

Po prijatí do EÚ a v súvislosti s prechodom na euro sa ekonomika dostala do bodu, v ktorom by mala byť jasná koncepcia ďalšieho smerovania národného hospodárstva a sociálne – ekonomického rozvoja spoločnosti. Energetická bezpečnosť sa dostala do popredia hlavne v súvislosti s odstavením jadrovej elektrárne V1 v Jaslovských Bohuniciach a hroziacou závislosťou na dovoze elektriny. Reštrukturalizácia národného

hospodárstva len postupne mení štruktúru priemyselnej výroby. Znižuje sa podiel výroby, ktorá sa vyznačuje vysokou energetickou a dovoznou náročnosťou, ale aj sortiment výroby tovarov, u ktorých nie je možné zabezpečiť pravidelný inovačný cyklus v prospech rastúceho podielu služieb na tvorbe HDP. Nové technológie a štrukturálne zmeny umožňujú úspory energie, surovín, ochranu životného prostredia a intenzifikáciu procesu reprodukcie. Reštrukturalizácia by mala vyústiť do nižšej palivovej a energetickej náročnosti výroby, likvidácie zastaraných technológií.

V súčasnosti Slovensko úspešne realizuje štrukturálne reformy, čím vytvára základné predpoklady pre dlhodobý a udržateľný rast. Vysoké tempo rastu HDP (Obr. 3-2) vykazované v rokoch 2005 - 2007 umožňuje konštatovať, že sa Slovensko zaradilo medzi štáty, ktoré vykazujú najvyššiu dynamiku ekonomického rozvoja. Pod vplyvom investičnej činnosti a rastúcej zamestnanosti môžeme očakávať, že ekonomika sa bude dynamicky vyvíjať aj v najbližších rokoch. Bude si to však vyžadovať aj bezpečné spoľahlivé zásobovanie energiou, diverzifikáciu energetických zdrojov a dostatočnú kapacitu cezhraničných energetických sústav a sietí. Do roku 2010, pod vplyvom rastúceho dopytu v priemysle a v doprave by sa mala celková ponuka energetických zdrojov [3] zvýšiť o 2,6 % na 18,7 Mtoe (Mtoe=106 toe; 1 tona ropy predstavuje 1 tonu ropného ekvivalentu; 1 toe = 41,868 GJ) a finálna spotreba o 5,4 % na 12,3 Mtoe. Spotreba elektriny o 12 % na 25,6 TWh (2.2 Mtoe) a ropy o 2,9 % na 3,5 Mtoe, pri konštantnej spotrebe plynu na 4,1 Mtoe. Zvýši sa dopyt po elektrine vyrobenej z jadrovej energie a dopyt po rope a biomase. Energetika vystupuje takto ako jeden z kľúčových činiteľov rozvoja ekonomiky, ktorý si vyžaduje vytvorenie zodpovedajúcich podmienok.



Obr. 3-2 Vývoj HDP a energetickej náročnosti

Slovenská republika však dováža 90 % primárnych energetických zdrojov a to hlavne z Ruskej federácie. Spotreba elektriny sa za posledné tri roky zvýšila o 3 %. V dôsledku reštrukturalizácie ekonomiky, rastúcich cien energetických zdrojov, ale aj úsporných opatrení sa od r. 1990 do r. 2003 celková spotreba energie znížila o 30 % [3]. Pritom je energetická náročnosť takmer dvojnásobná v porovnaní s priemerom v OECD a štvornásobná v porovnaní s priemerom EU-27. Do popredia sa v súvislosti s energetickou bezpečnosťou SR dostávajú aj úspory v podnikateľskej sfére a v domácnostiach a vhodný energetický mix.

K tomu, aby sme dosiahli požadované ciele a priority v rámci energetickej bezpečnosti Slovenska je potrebné zvýšiť energetickú efektívnosť pri zohľadnení vplyvu na životné prostredie, podporovať rozvoj trhu súbežne so znižovaním energetickej závislosti SR na dovoze a kompletizovať prechod na konkurenčný energetický sektor.

Hlavné faktory obmedzujúce trh s elektrinou

Prioritný strategický význam elektriny vo vyspelej spoločnosti a jej špecifické vlastnosti ktoré ju výrazne odlišujú od ostatného tovaru a služieb, vyvolávajú oprávnenú otázku, aké sú objektívne faktory ktoré obmedzujú pôsobenie voľného trhu. Analýzou a zhodnotením podmienok a významu elektriny [8] môžeme identifikovať tieto rozhodujúce faktory ktoré obmedzujú voľné pôsobenie trhu a limitujú tržné prostredie:

- Spoločenský reprodukčný proces je výrazne závislý na elektrine, na jej spoľahlivej a bezpečnej dodávke. Dôkazom toho je aj korelácia spotreby elektriny na tvorbu HDP (Obr. 3-2), ktorá pri zavádzaní nových technológií môže vykazovať zápornú závislosť HDP a energetickej náročnosti. Otázkou zostáva, kedy zníženie energetickej náročnosti znamená ešte rast spotreby a kedy už pokles.
- Elektrina je nezastupiteľná inými formami energie v podstatnej časti využitia energie, čo vylučuje konkurenciu v dôsledku jej náhrady inými druhmi energie. Hoci v niektorých procesoch sa uplatňuje kombinácia viacerých foriem energie, je elektrina vždy prítomná.
- Nemožnosť skladovania elektriny vyžaduje nepretržitú rovnováhu zdrojov a spotreby v reálnom čase, ktorú nemôže zaisťovať trh, ale systémová dispečerská služba. S tým súvisia aj rýchle prechodové javy zabezpečované automaticky. Energetické procesy a toky elektriny v elektrizačnej sústave prebiehajú podľa fyzikálnych zákonov a objektívnych technologických postupov. Preto sú jednotliví

výrobcovia a odberatelia z distribučnej siete navzájom anonymní. Zavedenie inštitútu oprávneného zákazníka, ktorý si volí svojho dodávateľa, nemôže túto podmienku zrušiť a preto sa voľba redukuje na získanie výhodných dodacích a cenových podmienok, čo zvýhodňuje veľkých odberateľov so silným trhovým postavením pred malými odberateľmi zo sietí nízkeho napätia (najmä domácnosti).

Pokrytie rastu spotreby elektriny v energetickej bilancii krajiny a rozvoj elektrizačnej sústavy nie sú zabezpečené výlučne funkciou trhu, ale dlhodobou štátnou energetickou koncepciou. Rozhodujúcu úlohu hrá disponibilita primárnych energetických zdrojov, ale i vlastnosti elektriny ako univerzálnej formy energie nahradzujúcej všetky ostatné formy energie. Elektrina dodávaná koncovému odberateľovi je integrovaný produkt so štandardnými úžitkovými parametrami (napätie, frekvencia, spoľahlivosť, a pod.), ktoré sú výsledkom celého reťazca energetických premien a procesov od vstupu primárnych zdrojov energie do výroby až po výstup do odberného miesta odberateľa. Kvalitatívne parametre dodávanej elektriny sú jednotné a štandardné ako v elektrizačnej sústave SR tak v prepojených systémoch UCTE a nemôžu byť predmetom trhovej konkurencie (odchýlku napätia môžem čiastočne regulovať v jednotlivých odberových miestach, jej veličina môže byť predmetom jednania o cene).

V rámci tejto integrovanej energetickej sústavy nie je medzi článkami tohto reťazca (subsystémami) priestor pre voľné konkurenčné vzťahy. Tieto väzby sú pevné a trvalé bez oddelených samostatných logistických štruktúr. Vertikálna integrácia elektrizačnej sústavy prináša významné synergické efekty (funkčné aj ekonomické). Výsledkom je väčší systémový efekt ako sú samostatné individuálne efekty jednotlivých subsystémov. Tým sa integrovaná elektrizačná sústava ako celok stáva prirodzeným monopolom na území, ktoré pokrýva. Efektívnosť integrovanej výrobnej sústavy v reálnom čase môže zabezpečovať energetický dispečing nasadzovaním zdrojov a riadením tokov elektriny podľa hospodárskych kritérií

Podmienky pre zaistenie rovnováhy elektrizačnej sústavy musia byť vytvorené v predstihu s ohľadom na dynamiku a štruktúru integrovanej sústavy. Je možné ich zabezpečiť hlavne systémovým plánom rozvoja elektrizačnej sústavy, ktorý vychádza z energetickej politiky a stratégie energetickej bezpečnosti štátu.

3.3 Proces rozvoja vnútorného energetického trhu v Európe

Po desiatich rokoch procesu liberalizácie na európskom trhu s elektriny je situácia prinajmenšom komplikovaná. V niektorých krajinách, ako napr. vo Veľkej Británii

a v Taliansku, bol proces liberalizácie úspešný. V oboch krajinách prešiel prevádzkovateľ prenosovej sústavy procesom vlastníckeho unbundlingu a bol vytvorený silný regulačný orgán. V ostatných krajinách si aj napriek otvoreniu trhu bývalé monopoly udržali svoju pozíciu alebo konsolidačný proces viedol k vytvoreniu niekoľkých miestnych veľkých prevádzkovateľov, pričom prevádzkovateľ prenosovej sústavy neprešiel procesom vlastníckeho unbundlingu a ani nebola dosiahnutá nezávislá regulácia. Európska komisia preto konštatuje [18], že nárast makro regionálnych trhov a ich rozvoj vo väzbe na jednotný paneurópsky trh s elektrinou si vyžaduje:

- Zlepšenie prepojenia prenosových sústav
- Vytvorenie koordinovanej siete nezávislých prevádzkovateľov prenosových sústav
- Vytvorenie Európskej agentúry za účelom regulácie cezhraničných transakcií a zabezpečenia spravodlivého medzinárodného obchodovania

Koordinácia prevádzkovateľov prenosových sústav je pre bezpečnosť celého energetického systému EÚ veľmi dôležitá. Dokazujú to napr. výpadky systémov v Nemecku v roku 2006, v Taliansku a na severovýchode USA v roku 2003. Výpadok systému v lokálnej oblasti v konečnom dôsledku spôsobil výpadok vo významných oblastiach uvedených krajín. Pre zabezpečenie spoľahlivosti celého systému v rámci EÚ nie postačujúce riadenie prenosových sústav v národnom rozsahu ale sa vyžaduje koordinovaný prístup pre celý kontinent na princípe systému spoločných pravidiel. Pri zabezpečovaní energonosičov (ropa, plyn) je veľmi dôležitá politická koordinácia krajín EÚ a spoločný prístup pri k dosiahnutiu konkurencieschopnosti a bezpečnosti dodávok elektriny pre 27 odlišných bilaterálnych záujmov.

Európska komisia vypracovala tzv. „tretí balík“ legislatívnych návrhov zameraných na vnútorný energetický trh EÚ a jeho ďalšiu liberalizáciu. V návrhu sa pozornosť sústreďuje hlavne na väčšiu možnosť výberu dodávateľa zo strany spotrebiteľa, spravodlivejšie ceny, ekologickú výrobu energie a posilnenie energetickej bezpečnosti. Existujúce zákonné požiadavky na právne a funkčné oddelenie ***výroby – prenosu – distribúcie*** sa zrealizovali v jednotlivých štátoch v podstate dvomi spôsobmi:

1. Vytvorenie samostatnej spoločnosti, ktorá prevádzkuje prenosovú sústavu
2. Vyčlenenie prenosových aktivít do samostatnej divízie v rámci existujúcej vertikálne integrovanej spoločnosti.

Druhý spôsob však spôsobuje problémy, pretože sú podozrenia, že prístup tretích strán do sietí nie je bez prekážok, ale sú preferované vlastné divízie v rámci spoločnosti.

Podľa zistení Komisie [18] vertikálne integrované spoločnosti investovali do prenosu menšie prostriedky ako plne oddelené spoločnosti, čím v podstate prispeli k znižovaniu bezpečnosti dodávok elektriny. Komisia vo svojom návrhu („tretí balík“), uviedla dve možnosti úplnej liberalizácie sektora energetiky:

1. Jednotlivé štáty prinútia existujúce vertikálne integrované spoločnosti, aby úplne oddelili výrobu od prenosových sústav a zásobníkov plynu (pri plyne)
2. Vlastníctvo prenosových sústav a zásobníkov plynu zostane v majetku vertikálne integrovaných spoločností, ale manažment bude podriadený nezávislému systémovému operátorovi ISO (Independent System Operator), ktorý bude prijímať investičné a komerčné rozhodnutia.

Niektoré členské krajiny najmä Nemecko a Francúzsko však spochybňujú argumenty komisie, že úplná liberalizácia musí zahrňovať aj rozbitie veľkých národných a regionálnych energetických monopolov. Podľa nich sa ich rozbitím podkope energetická bezpečnosť a zvýšia sa ceny pre konečných spotrebiteľov. Okrem toho nemecká ústava zakazuje verejným inštitúciám nútiť podniky, aby predávali akúkoľvek časť zo svojich aktív. Francúzsko, ktoré je schopné poskytovať lacnú energiu vďaka masívnym, štátom podporeným investíciám do jadrovej energetiky (dnes z väčšej časti amortizované) pred niekoľkými desaťročiami však považuje za najlepší spôsob zaistenia nízkych cien a energetickej bezpečnosti reguláciu cien so štátom podporenými garanciami.

Definitívne stanovisko k predloženým návrhom sa očakáva v priebehu roka 2008.

4 Vznik jednotného trhu a ekonomické súvislosti liberalizácie trhu s elektrinou v Európe

Táto časť práce je zameraná hlavne na analýzu možností vstupu štátu do procesu riadenia energetického trhu s cieľom zabezpečenia energetickej bezpečnosti štátu. Je potrebné si uvedomiť, že vznik samostatných liberalizovaných subjektov v oblasti energetiky môže mať za následok, že v dôsledku znižovania ceny energie nebude dostatočný vývoj nových zdrojov, vznikne nedostatok disponibilného rezervného výkonu a následne zníženie energetickej bezpečnosti, a pod.

Európa sa nachádza na ceste liberalizácie trhu s elektrinou s cieľom vytvoriť jednotný európsky trh. S týmto cieľom boli schválené smernice a nariadenia Európskej komisie a Rady č. 1228/2003 o podmienkach prístupu k sieťam pre cezhraničnú výmenu elektriny, 2003/54/ES, ktoré stanovuje spoločné pravidlá výroby, prenosu, distribúcie a dodávky elektriny, rozhodnutie 2006/770 a ďalšie rozhodnutia a odporúčania Komisie.

Liberalizácia trhu s elektrinou predpokladá nový nediskriminačný spôsob zásobovania elektrinou. Postupne sa ruší systém, podľa ktorého bol celý proces regulovaný štátom v spolupráci s regionálnymi distribučnými spoločnosťami – monopolnými dodávateľmi elektriny, kedy zákazník nemal možnosť výberu z viacerých ponúk. V konkurenčnom prostredí liberalizovaného elektroenergetického trhu sa ocitá zákazník (odberateľ elektriny) v úplne novom postavení. Dostáva do rúk príležitosť riadiť svoj obchod s elektrinou, ale na druhej strane nesie aj plnú zodpovednosť za všetky svoje rozhodnutia.

4.1 Predpoklady vzniku nezávislého regulačného orgánu

Jedným zo závažných vnútorných vývojových procesov v EÚ sa stala aj integrácia sektoru elektroenergetiky členských štátov EÚ. Integrácia národných energetík začína po liberalizácií trhu s energiou. Proces liberalizácie potrebuje aktívnu účasť štátu nezávisle od metódy liberalizácie a jej implementácie. Intenzita politickej podpory významne vplýva na celkový výsledok. Pri absencii takejto podpory najmä v oblasti regulácie môže nastať obrátený efekt, ktorý poškodzuje kladné výsledky. V rôznych uzlových bodoch rozvoja trhu signály silnej politickej podpory (často sa prejavujú aj v nezasahovaní do procesov), môžu vyvolať nevyhnuté odvetné reakcie trhu. Z toho dôvodu jedna z hlavných funkcií vlády je vytvorenie mechanizmu spôsobujúceho rozvoj efektívneho konkurenčného zápasu. Prvým krokom k uplatňovaniu konkurencie je dezintegrácia monopolov, zaviesť konkurenciu v celom reťazci subjektov od výroby až ku spotrebiteľovi. Tie prirodzené monopoly, ktoré sa

zachovajú (prenos a distribúcia) musia byť objektmi kontinuálnej a neustále sa zdokonaľovanej ekonomickej regulácie. Takéto rozdelenie na menšie časti dezintegruje centralizovaný proces uplatňovaný vo vertikálne integrovaných energetických spoločnostiach na decentralizovaný proces, v rámci ktorého účastníci prijímajú rozhodnutia v hraniciach trhu. Vytvorenie homogénneho konkurenčného prostredia a rozvoj efektívneho konkurenčného trhu vyžaduje vytvorenie podrobných trhových pravidiel, rozpracovanie trhových modelov a taktiež regulovanie trhu. Štátne úrady zohrávajú rozhodujúcu úlohu pri vytváraní mechanizmu procesov liberalizácie pomocou nevyhnutných stimulov a nezávislé regulačné orgány sa zapájajú do celého procesu za účelom vykonávania kontroly podmienok dodržiavania zákonodarstva a zaistenie čestnej a efektívnej ekonomickej regulácie sieťových odvetví.

Riadenie práce systému v režime reálneho času je aspektom elektroenergetického sektora, ktorý evokuje k zachovaniu funkcie prirodzeného monopolu. Preto riadenie musí byť oddelené od druhých konkurenčných segmentov reťazca tvorby ceny. Pravidlá trhu, rozpracovanie trhového modelu ako aj regulovanie trhu sú zamerané na priehľadné plnenie všetkých činností, ale pri priebežnom riadení činnosti systému zostáva ešte mnoho sporných otázok pri vyjasňovaní podrobných detailov. Systémoví operátori nevyhnutne chránia svoje výslovne diskrétne právomoci v nezávislosti, od opatrných pokusov regulovania prístupu k sieťam. Ich nezávislosť je mimoriadne vážna pri tvorbe a ďalšom rozvoji dobre fungujúcich a aktívnych trhov.

V novej decentralizovanej odvetvovej štruktúre je prehľadnosť záväznou podmienkou rozvoja konkurenčných liberalizovaných trhov elektriny. Účastníci konkurenčných trhov automaticky nepublikujú trhové údaje a štatistiky. (Príkladom je skutočnosť, že „Ročenka spotreby elektriny na Slovensku“, v ktorej bola prehľadne uvádzaná bilancia výroby a spotreby, štatistické údaje veľkoodberu a maloodberu a pod. bola naposledy vydaná v roku 2003 po vstupe strategických investorov E.ON, EDF a RWE do distribučných rozvodných akciových spoločností ZSE, a.s, SSE, a.s, a VSE, a.s.). Preto je potrebné nanovo definovať na liberalizovaných trhoch zodpovednosť za vyriešenie tejto nevyhnutnej úlohy. Posilnenie priehľadnosti je silný a osvedčený nástroj zabezpečovania nepretržitého rozvoja na ceste vytvárania efektívnejších trhov. V podstate priehľadnosť sama o sebe zväčšuje výhody liberalizácie na účet zdokonaľovania mechanizmu prijímaných riešení pre všetky subjekty t.j. odvetvových štruktúr, spotrebiteľov aj národohospodárov.

V súčasnosti nejestvuje oficiálny mechanizmus zabezpečenia konkurencie a vytvorenia homogénneho konkurenčného prostredia. Konkurenčný proces bude účinný len vtedy, ak na

trhu bude pôsobiť väčšie množstvo subjektov. Vládam aj regulačným úradom sa rôznym spôsobom podarilo posilniť konkurenciu, ale vysoká trhová koncentrácia zostáva výrazným problémom na rade trhov. Efektívne trhy a ich priehľadnosť zohrali rozhodujúcu úlohu v uľahčení prístupu novým účastníkom. Rozširovanie trhov v dôsledku pripojenia nových krajín a regiónov pomáha „importovať“ konkurenciu. V sfére riadenia trhu prevádzkovaných energetických systémov v režime reálneho času sa nepodarilo vybudovať funkčný mechanizmus stimulácie bezpečnosti týchto systémov. Dôsledkom je zasahovanie štátu do celého procesu prostredníctvom zriadenia nezávislých systémových operátorov.

Zriadenie nezávislých regulátorov a neustála prítomnosť štátu v riadení energetiky a hlavne energetickej bezpečnosti štátu má vplyv na tvorbu ceny za energiu. Na základe modelov trhu elektriny je možné vládou, nezávislými regulačnými orgánmi a systémovými operátormi stanovovať ceny, ktoré zohľadňujú reálne náklady, časové pásma, objemy a regionálne rozloženie. Oslabenie cenových signálov prostredníctvom stanovenia horného stropu, alebo použitie nedostatočne silných územných signálov spomaľuje spätnú odozvu trhu vo vzťahu vlastníkov k ochote investovať v krátkodobom aj dlhodobom časovom horizonte. Z tejto príčiny vzniká potenciálne riziko poklesu spoľahlivosti v zásobovaní elektrinou a to osobitne v dlhodobej perspektíve.

Vertikálne integrované energetické spoločnosti realizujú svoju podnikateľskú činnosť v dvoch hlavných pilieroch: výroba a transport elektriny. Liberalizované trhy s elektrinou zavádzajú tretí pilier, ktorý umožňuje, aby sa spotrebitelia stali aktívnymi účastníkmi trhu. Efektívne trhy umožňujú spotrebiteľom využiť právo prechodu na nového dodávateľa, čo v konečnom dôsledku spôsobuje zvýšenie kvality služieb a aktívnejšie využívanie inovačných technológií. Treba si však uvedomiť, že kvalita energie dodanej odberateľom nie vždy závisí od kvality energie vyrobenej vybraným dodávateľom.

Rozlíšenie konkurenčnej distribučnej činnosti a sieťových foriem činností je vážnym aspektom daného procesu, pričom vo väčšine prípadov táto etapa liberalizácie bola menej komplexná než v oblasti prenosu a riadení činnosti celého energetického systému, t.j. výroba – prenos – distribúcia -spotreba.

4.2 Predpokladané dlhodobé výhody liberalizácie

Neefektívnosť činnosti tradičných vertikálne integrovaných energetických spoločností sa prejavovala v jednotlivých krajinách rozlične, no všeobecne možno konštatovať, že bol značný prebytok inštalovaného výkonu, čo malo za následok vysokú mieru energetickej bezpečnosti. Nezainteresovanosť spotrebiteľov sa ukázala ako druhá vážna príčina neefektívnosti vo vertikálne integrovanom plánovacom procese. Niektoré vertikálne

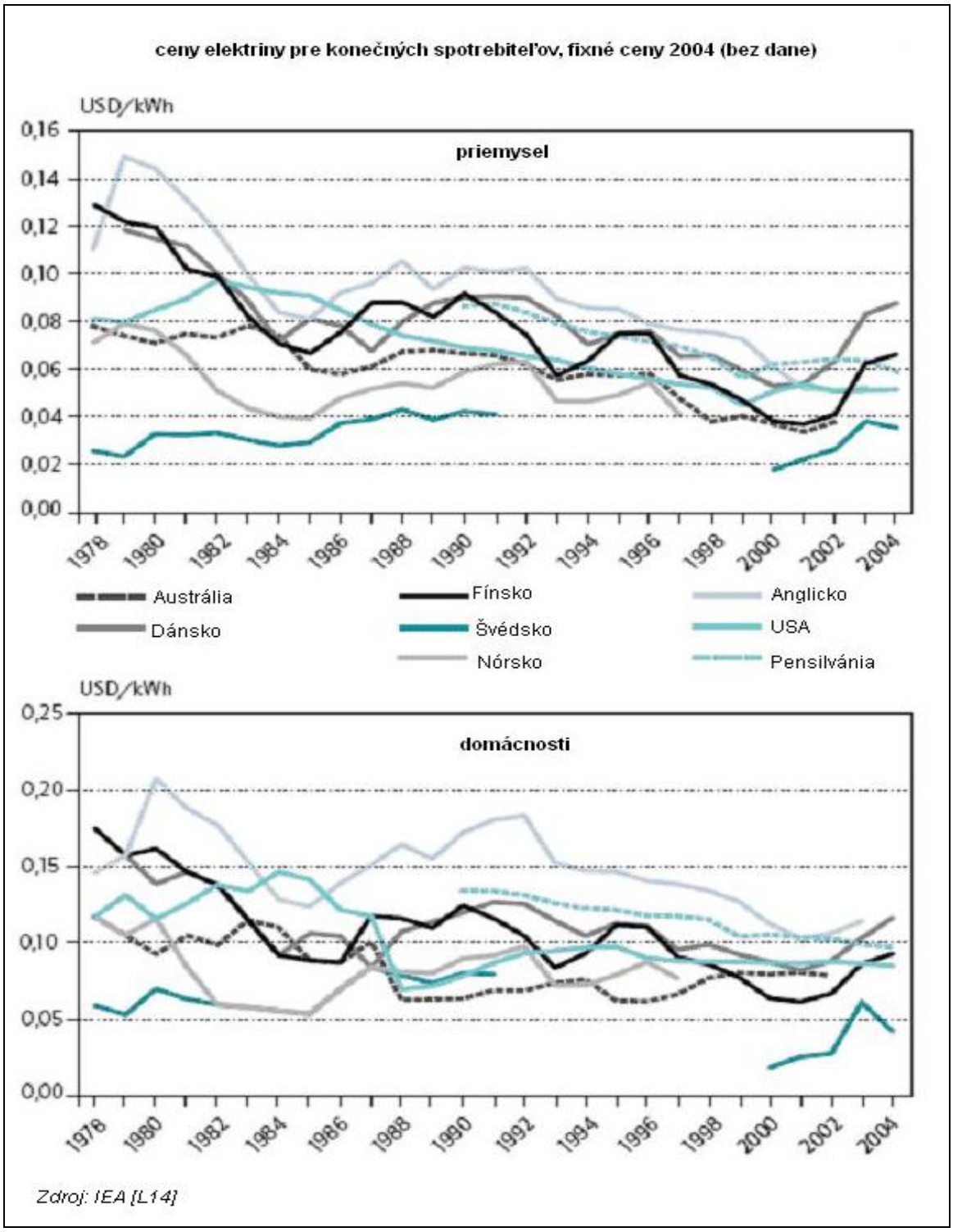
integrované spoločnosti rozpracovali programy riadenia spotreby, ale takéto pokusy nezabezpečili také dynamické spolupôsobenie dopytu a ponuky ktoré je neoddeliteľnou časťou reálnych trhov. Slobodná voľba výberu dodávateľa môže byť jednou z hlavných hybných síl inovačných procesov a iných druhov dynamického zdokonaľovania.

Na zistenie úrovne liberalizácie trhov je možné zaviesť viaceré indikátory.

Optimalizácia investičného kapitálu

Analýzu indikátorov úspešnosti liberalizácie energetických trhov by bolo možné začať analýzou cien, ktoré sú aktuálne v sektoroch priemyslu a v domácnostiach. Vo všetkých krajinách uvedených na grafoch (Obr. 4-1) možno sledovať zreteľné znižovanie cien pre priemyselných odberateľov po zavedení trhovej liberalizácie. Zvýšenie cien od roku 2003 najmä európskych krajín bolo spôsobené zvýšenými palivovými nákladmi, ako aj nákladmi súvisiacimi s vydávaním povoleniek na emisie CO_2 v Európe. Porovnanie cien pre spotrebiteľov elektriny pred a po liberalizácii môže byť efektívnym ukazovateľom liberalizácie. Jednako spotrebiteľské ceny nie sú prostým odrazom nákladov na výrobu, prenos a distribúciu elektriny. Rozličné ohnivká reťazca tvorby cien od dodávok paliva do výroby cez transport, distribúciu a odbyt elektriny, sú rôznym spôsobom dotované a preto sú náklady často skresľované. Napríklad, v niektorých krajinách priemysel ťažby uhlia, ktorý je v štátnom vlastníctve, je dlhodobo priamo aj nepriamo dotovaný z dôvodov podpory zamestnanosti v príslušných regiónoch. V tých krajinách, kde elektroenergetika je úplne alebo čiastočne štátnym vlastníctvom, daňoví poplatníci nesú časť rizík a následne aj časť nákladov. Na prenosové a distribučné siete pripadá značná časť celkových nákladov, ktoré však nie sú zviazané s konkurenciou na liberalizovaných trhoch, ale určované prostredníctvom regulačného orgánu. Najväžnejším faktorom je však skutočnosť, že investičné rozhodnutia, ktoré sú prijímané vo vertikálne integrovaných spoločnostiach, dlhé roky vplývajú na úroveň nákladov prostredníctvom odpisov. Pre tie krajiny kde je prebytok inštalovaného výkonu pri trvale pomalom raste dopytu a kde v súčasnosti existuje konkurencia, sa znižuje inštalovaný výkon jednak likvidáciou starších neefektívnych výrobní, alebo sa niektoré konzervujú s cieľom ich uvedenia do prevádzky pri raste spotreby. Napr. vo Švédsku takýmto spôsobom znížili prebytočný inštalovaný výkon (inštalovaný výkon vo vzťahu k maximálnemu zaťaženiu) z pôvodných 35 % v roku 1990 na 20 % v roku 2000.

V súvislosti s procesom liberalizácie jedným z rozhodujúcich opatrení v najbližšom období bude optimalizácia využitia investičného kapitálu.



Obr. 4-1 Ceny za energiu v rôznych štátoch

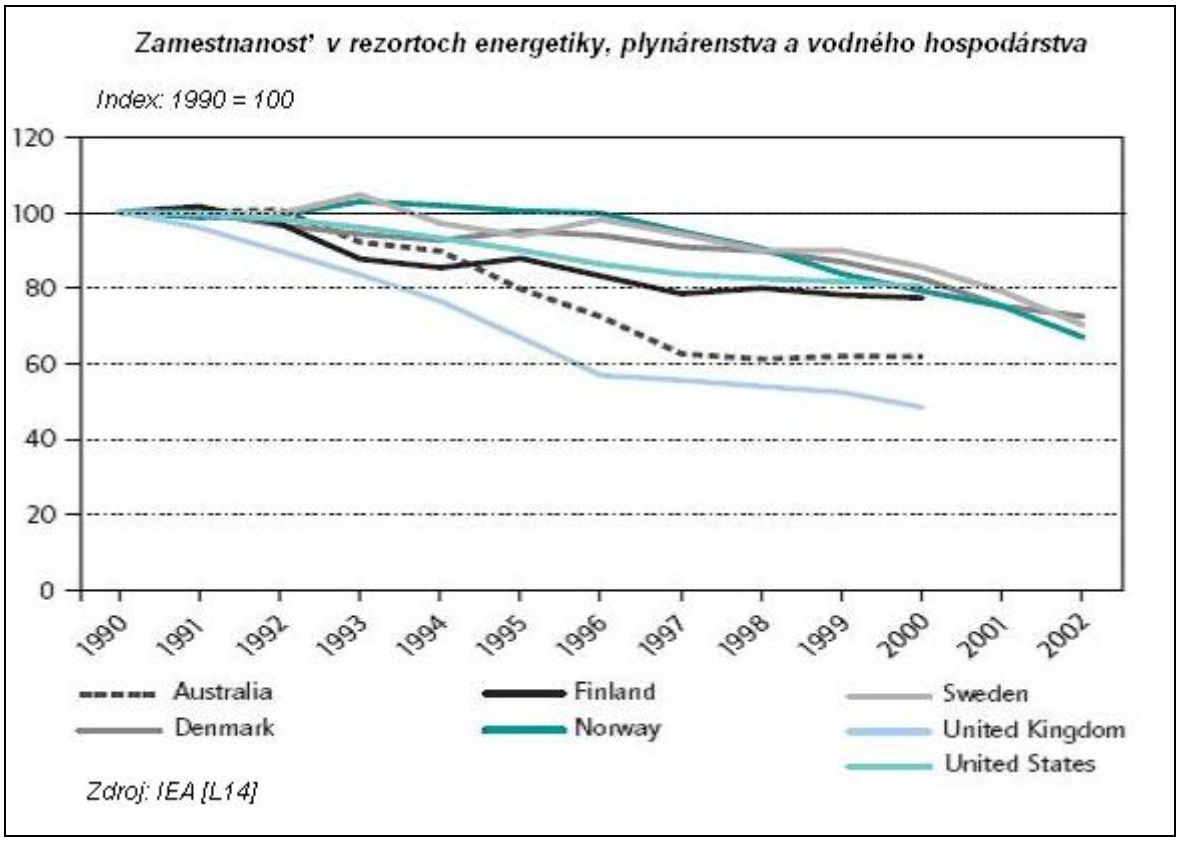
Efektivita využitia paliva

Parameter efektívnosti využívania paliva poukazuje na mieru efektívnosti zdrojov elektriny na liberalizovaných trhoch. Osobitne v elektrárňach používajúcich zemný plyn ako palivo, sú palivové náklady významnou zložkou variabilných nákladov. Ukazovateľ

efektívnosti využívania paliva, ktorý vyjadruje množstvo paliva spotrebovaného na výrobu 1 kWh, hrá vážnu úlohu v celkovej ekonomickej efektívnosti elektrárne. Efektívne využívanie paliva závisí od toho, v akom režime prevádzky elektráreň pracuje, t.j. ako sa podieľa na pokrývaní denného zaťaženia energetickej sústavy. Je logické, že má pracovať v režime maximálnej účinnosti kedy je využívanie paliva najefektívnejšie. Podrobné štúdie ukázali [14], že v podmienkach konkurencie efektívnosť využívania paliva sa zvýšila o 20 %.

Využívanie pracovných rezerv

Z výsledkov štúdie vykonanej Európskou komisiou [14], ktorá hodnotila produktivitu práce v 15 štátoch EÚ, vyplýva, že v období rokov 1995 až 2001 sa produktivita práce v elektroenergetike zvýšila o 2,1 %. Na grafe (Obr. 4-2) je uvedený pokles zamestnanosti v energetických rezortoch, hoci spotreba energií za uvedené obdobie značne stúpla. V tomto prípade je však zložité zaujať objektívne stanovisko, pretože vyčlenením niektorých činností z organizačných štruktúr energetických spoločností súčasne odišla aj primeraná časť pracovníkov k dodávateľským a servisným organizáciám. Rozličné segmenty pracovníkov zamestnaných v sektore elektroenergetiky predstavujú skupinu, ktorá sa pravdepodobne cíti najviac ohrozená liberalizáciou v krátkodobom horizonte.



Obr. 4-2 Pokles zamestnanosti v rezortoch energetiky, plynárenstva a vodného hospodárstva

Transparentnosť tvorby cien

Elektroenergetický sektor bol budovaný v širších národohospodárskych súvislostiach. Táto tendencia bola dominantná najmä v krajinách strednej a východnej Európy, kde vo väzbe na centrálne plánované hospodárstvo bol kladený dôraz na komplexnú energetickú sebestačnosť vo všetkých oblastiach uzlových bodoch od ťažby energonosičov a ich prepravu, ďalej výrobu, prenos a distribúciu elektriny, výrobu a rozvod tepla. Tieto rezorty boli investične koordinované s nevyhnutnými súvisiacimi odvetviami a to najmä zásobovanie prídavnou a chladiacou vodou a likvidáciou odpadov z výroby elektriny. Na všetky tieto činnosti bola nadviazaná sociálna infraštruktúra t.j. výstavba bytov, jaslí, nemocníc, ktoré sa financovali ako vyvolané investície v priamej nadväznosti na prioritnú investíciu – energetický zdroj.

Výnosy sa používali nielen na pokrývanie stálych a premenlivých nákladov na výrobu prenos a distribúciu elektriny, ale aj na krížové dotácie medzi rôznymi spotrebiteľskými skupinami, ale aj dotovanie rôznych druhov činnosti, ktoré vláda pokladala za prioritné. Nakoniec bolo ťažko vysledovať skutočné náklady podľa komplikovaných metodických smerníc.

Na novom liberalizovanom trhu s elektrinou sa krížové dotácie medzi spotrebiteľskými skupinami postupne odbúrali a subvencie pre ostatné druhy činností sa môžu realizovať v rámci pravidiel platných pre reguláciu sieťových odvetví.

Náklady na podporu iných druhov činností ako napríklad podpora obnoviteľných zdrojov energie sa tak isto sprehľadnili.

Cieľom liberalizovaného trhu elektriny je vytvorenie výhod na základe zavedenia stimulačných opatrení pre zvýšenie efektívnosti a aktivizácie inovačných procesov. Efektívne stimuly sa vytvoria uplatnením konkurencie medzi účastníkmi trhu..

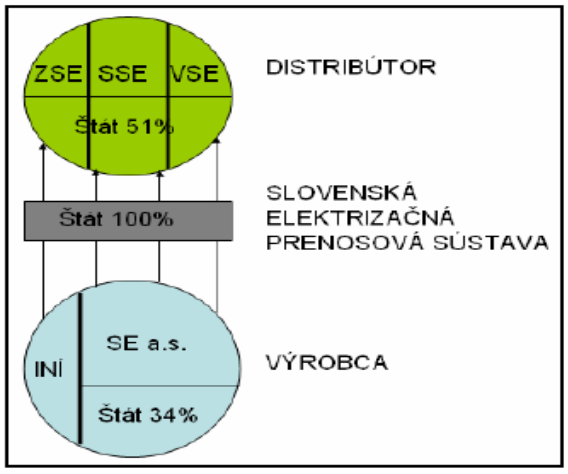
4.3 Politicko-ekonomická situácia v energetike na Slovensku

Zámerom liberalizácie bolo vytvorenie vytvoriť nové životaschopné energetické firmy, znížiť finančnú angažovanosť štátu v sektore energetiky v jej najrôznejších podobách a uľahčiť štátnemu rozpočtu tým, že ho zbaví štátnych záruk v energetike. Výnosy z privatizácie mali byť využité na zvýšenie podpory rozvojových programov, na kompenzáciu oprávnených nárokov obcí na investície vložené do energetických zariadení, ktoré boli v rokoch 1991 až 2000 bezodplatne odovzdané rozvodným energetickým podnikom, ako aj na riešenie dosahov reštrukturalizácie a privatizácie na zamestnanosť.

V roku 1990 rozhodnutím vtedajšieho federálneho ministerstva palív a energetiky ČSFR bola elektroenergetika rozdelená (Obr. 4-3), zo SEP-u (Slovenské energetické podniky) boli vyčlenené Rozvodné energetické podniky REP-y. Významnú časť ich zariadenia tvoria linky 110 kV, ktorými sú vzájomne spojené Česká a Slovenská republika a cez ktoré je možné uskutočňovať cezhraničné výmeny elektriny medzi oboma krajinami. Distribučné spoločnosti, ktoré zabezpečujú distribúciu elektriny na Slovensku boli sprivatizované tým, že strategickými investormi sa stali významné zahraničné energetické spoločnosti:

- E.ON vstúpil do Západoslovenskej energetiky, a.s.
- EDF vstúpil do Stredoslovenskej energetiky, a.s.
- RWE vstúpil do Východoslovenskej energetiky, a.s.

(Majetkový podiel štátu v uvedených spoločnostiach je [23] 51 %)



Obr. 4-3 Vlastnícka štruktúra výroby, prenosu a distribúcie elektriny *Zdroj: /L33/*

Národný energetický trh je rozdelený do troch špecifických sektorov výrobu elektriny, jej prenos distribúciu oprávneným a chráneným odberateľom.

V sektore výroby dominujú hlavne Slovenské elektrárne, a. s., ktoré pokrývajú cca. 86 % spotreby elektriny. Zvyšok spotreby je krytý výrobou nezávislých priemyselných výrobcov ako sú teplárne a výrobcovia využívajúci obnoviteľné a alternatívne zdroje energie. Privatizácia Slovenských elektrární, a.s., ako dominantného výrobcu elektriny na Slovensku sa realizovala v roku 2006. Majoritným vlastníkom sa stala talianska spoločnosť ENEL. (Majetkový podiel štátu v SE, a.s. zostal [23] 34 %)

Prevádzkovateľ prenosovej sústavy elektriny (Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a.s., – SEPS, a.s.) je z vlastníckeho hľadiska oddelený od hlavného výrobcu a

distribučných spoločností, aj keď nie úplne. Problémom je, že vlastníkom prenosovej sústavy je štát a ten má zároveň podiel tak v distribučných spoločnostiach, ako aj v SE, a.s. ako v hlavnom výrobcovi elektriny. Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a. s. (SEPS, a. s.,) pôsobí v elektroenergetickom sektore od 21. januára 2002, ako prevádzkovateľ elektroenergetickej prenosovej sústavy na území Slovenskej republiky. SEPS, a. s., ako monopol podlieha štátnej regulácii vykonávanej Úradom pre reguláciu sieťových odvetví a Ministerstvom hospodárstva SR. Poslaním spoločnosti je spoľahlivo prevádzkovať prenosovú sústavu, zabezpečovať dispečerské riadenie sústavy, jej údržbu, obnovu a rozvoj tak, aby bola zaručená spoľahlivá a kvalitná dodávka elektriny a paralelná prevádzka so susednými sústavami podľa odporúčaní UCTE pri rešpektovaní nediskriminačných a transparentných princípov prístupu k sieťam s minimálnymi dopadmi na životné prostredie, v súlade s požiadavkami vyplývajúcimi z národnej legislatívy a legislatívy EÚ, regulačných rozhodnutí ÚRSO a z relevantných pravidiel prevádzky a medzinárodnej spolupráce nadnárodnej synchrónne prepojenej, paralelne spolupracujúcej elektrizačnej sústavy EÚ koordinovanej združením prevádzkovateľov prenosových sústav na európskom kontinente – UCTE.

Distribúciu elektriny na napäťovej úrovni vvn, vn a nn (110 kV, 22 kV a 0.4 kV) zabezpečujú tri distribučné spoločnosti (Západoslovenská energetika, a.s., Stredoslovenská energetika, a.s. a Východoslovenská energetika, a.s.), ktorých zásobovacie územia kopírujú bývalé krajské členenie SR a objem distribuovanej elektriny je vyšší ako 1500 GWh ročne. Keďže nemajú výrobnú kapacitu, sú odkázané na hlavného dodávateľa SE, a.s., s ktorým uzatvárajú ročné kontrakty. Na Slovensku nie je rozvinutý, funkčný a likvidný veľkoobchod s elektriny, pretože distribučné spoločnosti väčšinu svojej kapacity zazmluvňujú so Slovenskými elektrárňami, a.s. V tomto smere bude zaujímavé sledovať, ako sa na trhu prejavia projekty, podľa ktorých má mimo SE, a.s. byť postavených niekoľko nových elektrární. Ide väčšinou o paroplynové cykly (gas fired power plant), ktoré sa plánujú v areáli spoločností Slovnaft, U.S. Steel Košice, ako aj dlhodobo pripravovaný zdroj E.ON Malženice. V poslednom čase sa začal konkurenčný boj o zákazníka, ktorý je zameraný hlavne na priemyselné podniky a firmy, ktoré sú finančne zaujímavejšie ako domácnosti. Dodávateľské licencie boli udelené cca. 18 ďalším spoločnostiam, medzi ktoré sa zaraďuje aj český ČEZ. Ten má vstup na trh predaja elektriny v zahraničí v dlhodobej stratégií rozvoja firmy. Avšak napriek otvorenosti trhu sa uskutočnilo len niekoľko malých zmien dodávateľov elektriny (cca 1 %).

Proces otvárania trhu s elektrinou ustanovuje zákon o energetike (656/2004), podľa ktorého všetci odberatelia s výnimkou domácností sa stali oprávnenými odberateľmi od 1.

januára 2005. Stopercentné otvorenie trhu, ako to vyžaduje smernica 2003/54/EC o spoločných pravidlách pre vnútorný trh s elektrinou vstúpilo do platnosti v júli 2007. Na základe tejto skutočnosti prestal URSO regulovať nákupnú cenu silovej elektriny pre oprávnených zákazníkov. Naďalej však reguloval cenu dodávky:

- silovej elektriny pre chránených odberateľov – domácnosti;
- regulačnej energie pre podporné služby;
- elektriny vyrobenej na báze domáceho uhlia, obnoviteľných zdrojov energie a kombinovanej výroby elektriny a tepla.

Predmetom regulácie je dodávka elektriny, pripojenie a prístup do prenosovej sústavy i distribučnej sústavy, prenos elektriny a distribúcia elektriny na vymedzenom území, poskytovanie podporných služieb v elektroenergetike, poskytovanie systémových služieb v elektroenergetike, pripojenie a prístup nových výrobcov elektriny do sústavy.

V roku 2007 vláda SR schválila „Návrh princípov právneho oddelenia činností spojených s prevádzkovaním distribučnej sústavy v spoločnostiach Stredoslovenská energetika, a. s., Západoslovenská energetika, a. s., Východoslovenská energetika, a. s.. Nadväzne na rozhodnutie vlády SR sa na valných zhromaždeniach uvedených akciových spoločností zavŕšil proces unbundlingu tak, že k 01.07.2007 v rámci spoločnosti:

- ZSE, a. s. vznikli dve nové dcérske spoločnosti ZSE distribúcia, a. s., a ZSE Energia a.s. ZSE distribúcia, a. s. bude zodpovedná za nákup elektriny, obchodovanie s elektrinou a predaj/dodávku elektriny. Bude sa tiež zaoberať výrobou elektriny výrobným zariadením s celkovým inštalovaným výkonom do 5 MW (vrátane výroby elektriny z obnoviteľných zdrojov).
- SSE, a. s. bola založená distribučná spoločnosť SSE - Distribúcia, a. s.,
- VSE, a. s. bola založená distribučná spoločnosť Východoslovenská distribučná, a. s.

V rámci prebiehajúceho projektu regionálnych iniciatív ERGEG v elektroenergetike bola deklarovaná snaha riešenia administratívnych a štrukturálnych bariér integrácie národných trhov s elektrinou. Jedná sa o určité podmienky výkonu obchodných aktivít v jednotlivých členských krajinách, z ktorých niektoré vyžadujú regionálny prístup, resp. riešenie v rámci národného trhu s elektrinou.

Na regionálnej úrovni je rozpracovaný projekt koordinovaných spoločných alokácií kapacít spojovacích vedení na základe fyzikálnych tokov elektriny, ktorý má vylepšiť existujúci systém koordinovaných explicitných aukcií, založený na čistých prenosových kapacitách.

5 Teoretické prístupy a modely konkurencie na liberalizovanom trhu.

Táto časť práce je rozdelená na viacero podkapitol, ktoré umožňujú systematizovať súčasný stav a vplyv konkurencie na trhu s energiami. Základom tejto kapitoly je tvorba modelov konkurencie na liberalizovanom trhu.

5.1 Modelovanie a simulácia komplexných ekonomických systémov

Trhové hospodárstvo je viac výsledkom dlhodobej spontánnej evolúcie ako produktom cieľavedomého ľudského zámeru. Akékoľvek zasahovanie do tohto komplexného procesu subjektmi na ktorejkoľvek úrovni riadiacej pyramídy vyvoláva okrem cielených zmien aj vedľajšie, niekedy až nečakané zmeny, ktoré sú v rozpore s pôvodne zamýšľaným cieľom zasahovania.

S využitím súčasných výdobytkov informatiky možno prekonať ťažkosti vyskytujúce sa pri skúmaní prechodového procesu od mechanizmu centrálneho riadenia elektrizačnej sústavy k nepriamej regulácii s využitím niektorých trhových nástrojov ako sú napríklad ceny. Pomocou experimentovania vo virtuálnom laboratóriu je možné lepšie pochopiť význam náhodnosti a rizík pri predvídaní vývoja cien elektriny a tak byť ústretovejší k využitiu ponúkaných výhod získaných zo simulácií spontánneho a ovplyvňovaného vývoja cien elektriny na lokálnom a európskom trhu. Trh s elektrinou sa nevyvíjal samovoľne mnohé desaťročia ako trhy s inými komoditami, ale začal vznikať až poslednej tretine minulého storočia. V našich podmienkach do tohto vývoja sa stále externe zasahuje nástrojmi štátnej, finančnej a ekologickej politiky. Prvým krokom v evolúcii trhu s elektrinou by malo byť vytvorenie regulovanej siete aspoň s minimálnymi prvkami trhovej spontánnosti. Aj v tomto prípade však výroba, transformácia, prenos a distribúcia koncovému spotrebiteľovi je premetom výraznej regulácie a nie súhry trhových síl. Ceny v úzkom zmysle slova sú produktom evolúcie samovoľnosti trhu a nie čísla subjektívne určované regulačným úradom. Takéto čísla sa bežne nazývajú tarifami. V danom prípade ide vlastne o peňažnú kompenzáciu za rozdiel medzi dvomi odpočtami na elektromere. V tomto prípade však sotva možno hovoriť o trhu s elektrinou.

Z uvedených dôvodov je potrebné vytvoriť viaceré modely trhu s elektrinou, ktoré umožnia virtuálne experimentovanie prechodu od centrálne riadenej elektrizačnej sústavy k regulovanej sústave s prvkami trhu a od regulovaných dodávok k deregulovanému trhu [50]. Pomocou modelov získame možnosti porovnania a prispôsobenia tohto nekonvenčného trhu s takým trhom, ktorý sa vyvíjal s minimálnou mierou regulácie. Bez hlbšieho poznania komplexného procesu prechodu trhu s energiou od jednej formy k druhej, nemôže byť

hospodárska politika primeraná cieľom dlhodobej stratégie ekonomického rozvoja, ale len zreťazením náhodných, „ad hoc“ opatrení, ktoré vo svojom súhrne po isto čase vytvoria zmätočnú trajektóriu ako výsledok vzájomného súboja riadiacich subjektov a trhových síl. Nekonvenčné simulačné modelovanie trhu s elektrinou je potrebné z toho dôvodu že elektrina je jedinečným produktom a jeho premena na tovar je pomerne komplikovaným procesom. Od zložitosti transformácie produktu na tovar sa odvodzujú ťažkosti pri vytváraní vlastnej ceny.

Pre tvorbu simulačných modelov evolúcie trhu s elektrinou sa dá vychádzať z dvoch hypotéz dokazovania [40]:

1. sieťové odvetvie hospodárstva nemôže byť inherentnou súčasťou trhu, ba naopak, že trhové sily tlačia toto odvetvie do polohy jedinečného zdroja netrhového typu,
2. evolučný proces celkového hospodárstva strhne so sebou aj sieťové odvetvie v tom zmysle, že sa stane inherentnou súčasťou prirodzeného trhu.

Postupy navrhované v procese liberalizácie trhu s elektrinou by mali byť implementované až po preskúmaní vo virtuálnom hospodárstve, kde nehrozia žiadne negatívne ekonomické a sociálne dopady.

5.2 Východiskové podmienky tvorby modelov konkurencie na liberalizovanom trhu

Snahy Európskej komisie o vytvorenie jednotného trhu siahajú do roku 1996, keď prijali prvú smernicu o spoločných pravidlách pre vnútorný trh s elektrinou (96/92/EC). V smernici sa požadovalo, aby vlastníci sieťových aktív vytvorili separátne účty, ktoré by pokrývali aktivity spojené so „sieťovým biznisom“ a tým vyčlenili všetky ostatné činnosti ako veľkoobchod a maloobchod. Skúsenosti z implementácie tejto smernice poukazujú na prínosy, ktoré môže vnútorný trh s elektrinou priniesť z hľadiska zvýšenia efektívnosti, zníženia cien, vyššej úrovne služieb a zvýšenia konkurencie. Stále však pretrvávali značné nedostatky vo fungovaní trhu. Predovšetkým sa ukazovala nutnosť prijatia konkrétnych opatrení na zabezpečenie rovnakých podmienok v oblasti výroby, ako aj potreba znížiť riziká spojené s dominantným postavením vertikálne integrovaných energetických spoločností. Keďže Komisia prišla k záveru, že doteraz podniknuté kroky sú nedostatočné na vytvorenie funkčného trhu s elektrinou a plynom, došlo v roku 2003 k revízii smernice 96/92/EC a jej náhrade novou smernica č. 2003/54/ES o spoločných pravidlách pre vnútorný trh s elektrinou [31]. Táto smernica stanovuje spoločné pravidlá výroby, prenosu, distribúcie a dodávky elektriny. Ustanovuje pravidlá týkajúce sa organizácie a fungovania elektroenergetického odvetvia, prístupu na trh, kritériá a postupy platné na vyhlasovanie verejných súťaží

a udeľovanie povolení a na prevádzku sústav. Členské štáty podľa smernice zabezpečujú, aby elektroenergetické podnikateľské subjekty fungovali v súlade so zásadami tejto smernice s cieľom dosiahnuť konkurenčný, bezpečný a vzhľadom na životné prostredie udržateľný trh s elektrinou. Ďalej bol zverejnený tzv. druhý energetický balík. Ten požadoval, aby v záujme zabezpečenia efektívneho a nediskriminačného prístupu k sieťam, prenosové a distribučné sústavy prevádzkovali v prípade vertikálne integrovaných monopolov, právne oddelené spoločnosti.

Tieto smernice boli ako väčšina politických dokumentov prijatých orgánmi EÚ výsledkom kompromisov. Pri transpozícii smerníc do jednotlivých národných legislatív došlo k posunu v akcente a každá krajina si aplikovala všeobecné štandardy podľa svojich zvyklostí, čoho výsledkom bola existencia jednotlivých viac-menej „národných“ trhov s limitovanou konkurenciou, a nie jednotný európsky trh.

Komisia v januári 2007 vydala hodnotenie, v ktorom identifikovala hlavné problémové oblasti európskej energetiky, ktoré sa nepodarilo vyriešiť ani druhým balíkom návrhov. Ako najväčší nedostatok sa spomína, že etablované elektrárenské a plynárenské spoločnosti si vo významnej miere udržiavajú dominantné postavenie na „svojich“ vnútroštátnych trhoch.

Európska komisia predstavila v septembri 2007 tretí balík legislatívnych návrhov zameriavajúcich sa na vnútorný energetický trh EÚ a jeho ďalšiu liberalizáciu. V ňom boli určené požiadavky na právne a funkčné oddelenie výroby od správy sietí a od dodávok, ktoré sa zrealizovali alebo vytvorením samostatnej spoločnosti, alebo vyčlenením sieťových aktív do oddelenej divízie. Druhý spôsob nesie riziko diskriminačného prístupu tretích strán, prístupu k informáciám. Taktiež je problematická otázka investícií do daných sietí.

Na základe uznesení Komisie je možné podnikom pôsobiacim v energetike uložiť viaceré povinnosti, medzi ktoré patri:

- zabezpečenie bezpečných dodávok;
- dodržiavanie kvality a ceny;
- ochranu životného prostredia;
- zabezpečenie monitorovania dodávok, ponuky, dopytu, očakávaného dopytu, predpokladaných kapacít, údržby sietí; a pod.

Každý prevádzkovateľ prenosovej sústavy je zodpovedný za zabezpečenie dlhodobej schopnosti sústavy uspokojovať primeraný dopyt na prenos elektriny; prispievanie k bezpečnosti dodávky prostredníctvom primeranej prenosovej kapacity a spoľahlivosti

sústavy; riadenie tokov elektriny v sústave, berúc do úvahy výmeny s inými prepojenými sústavami.

Členský štát môže z dôvodu bezpečnosti dodávky nariadiť, aby bola daná prednosť výrobným zariadeniam používajúcim domáce primárne palivové energetické zdroje v rozsahu neprekračujúcom v kalendárnom roku 15 % celkovej primárnej energie potrebnej na výrobu elektriny spotrebovanej v príslušnom členskom štáte.

Podľa direktív EÚ integrované elektrárenské spoločnosti budú vo svojom vnútornom účtovníctve viesť oddelené účty pre výrobu, prenos a distribúciu elektriny. Okrem toho sú povinné viesť aj zlúčené účty pre spoločné činnosti (informačné technológie, ľudské zdroje, financie, doprava a pod.) za účelom vyvarovať sa diskriminácii, krížovým dotáciám a narušenia konkurencie. Účtovné výkazy tiež zahrnú bilančnú tabuľku a výkaz ziskov a strát pre každú z týchto činností podľa komentára. Podrobnejšie boli tieto požiadavky na vedenie účtovníctva rozpracované na žiadosť EURELECTRIC/UNIPEDE „Študijným výborom riadenia zdrojov EÚ“, a sú uvedené v [32].

5.3 Stanovenie príjmov z každej činnosti a vnútropodnikové ceny

Stanovenie príjmov energetickej spoločnosti s oddelením účtovníctvom rozhodujúcim spôsobom závisí na inštitucionálnej organizácie elektrárenských sústav. Všeobecné kritérium spočíva v tom, že vertikálne integrovaná elektrárenská spoločnosť by mala požiadať o založenie vnútorného cenového systému, v ktorom ceny sú založené na cenách konkurenčného trhu a kde ekvivalentné transakcie sú predmetom rokovania. V princípe by malo kritérium trhovej ceny pôsobiť ako referenčné. Problém však spočíva v skutočnosti, že tržné ceny nie sú vždy k dispozícii ako napríklad v tých krajinách kde „pool“ (spektrum dohôd o podnikateľskej súčinnosti medzi nezávisle vlastnenými spoločnosťami) neexistuje, alebo u tých činností, ktoré sú realizované v rámci monopolného režimu (distribúcia a pod.) Absencia trhových cien núti niektoré spoločnosti k používaniu približných hodnôt získaných z iných krajín, alebo od iných spoločností. V skutočnosti pokiaľ neexistuje konkurenčný trh, ktorý mohol slúžiť ako referenčný pre vnútorný prevod v rámci vertikálne integrovanej spoločnosti, je možné použiť niektorú z možností popísaných v kapitolách 0 až 0.

Vnútropodnikové ceny

Vnútropodnikové ceny (prevodové ceny) sa môžu opierať o kritérium úhrady vynaložených nákladov v súvislosti s poskytovaním služieb v rámci transakcie. Takýto postup nebýva všeobecne akceptovaný, pretože nedáva podnety k dostatočnej efektívnosti. Okrem

toho nedostatočná prehľadnosť pri výpočtoch týchto nákladov môže viesť ku krížovým dotáciám a k deformácii hospodárskej súťaže.

Môžu byť stanovené dohodou medzi vedúcimi pracovníkmi zodpovednými za príslušné činnosti. Nevýhodou tohto postupu sú rozdiely vo vyjednávacích schopnostiach jednotlivých vedúcich. Na druhej strane takýto postup môže zakryť prevod dotácií medzi jednotlivými činnosťami.

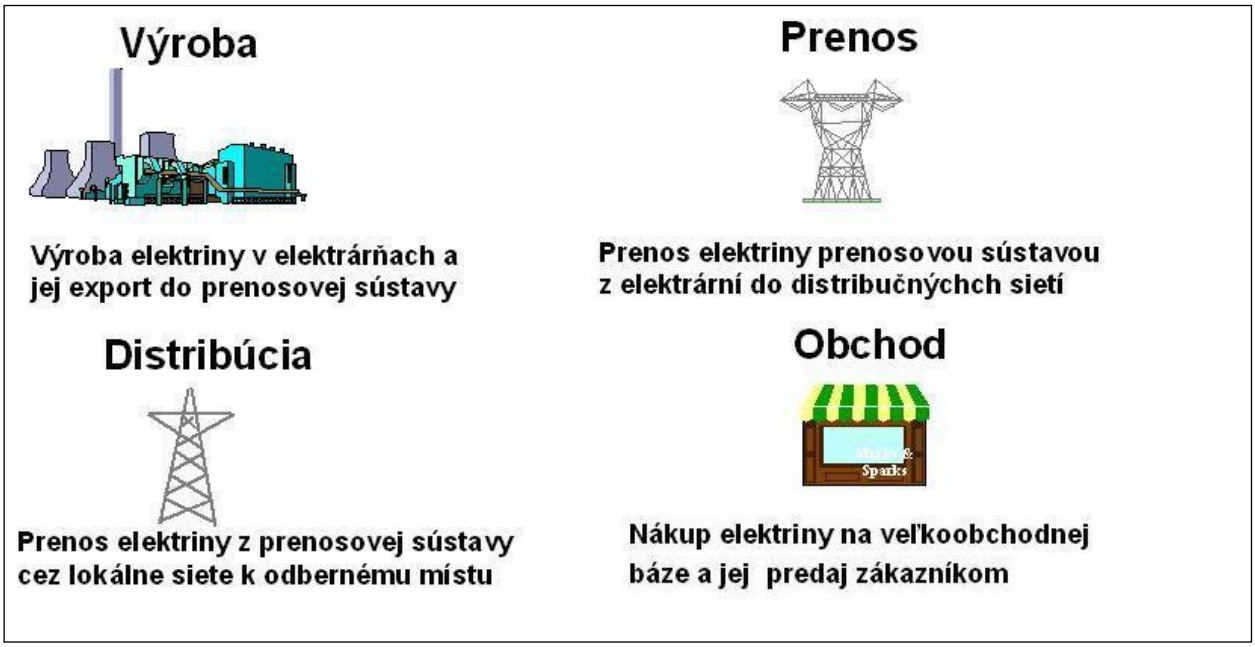
Prevodové ceny sa opierajú o náklady uznané regulačným orgánom. Problém môže vzniknúť vtedy, keď sa tržná a regulovaná cena nezhoduje čo môže vyústiť do neefektívneho rozhodovania. Podľa [32] sa tak stalo v USA pomocou metódy tzv. pozlacovania, keď niektoré spoločnosti v snahe vysporiadať sa s mierou návratnosti nad trhovou úrovňou, realizovali nepotrebné investície.

Zaradenie podnikových nákladov

Jednou z nákladových položiek, ktorá nutne vyžaduje alokačnú metódu, je položka zahrňujúca všetky náklady spoločnosti na technické vybavenie, informačné technológie, právne služby, administratívu a pod. Bez ohľadu na nepriamu povahu týchto nákladov je potrené brať do úvahy vnútorné zmeny, ktorým musia čeliť elektrárenské spoločnosti v snahe o zvýšenie konkurencieschopnosti a vyššej efektivite svojich organizácií. V niektorých prípadoch sa preto začínajú využívať tzv. „vonkajšie zdroje“. Využívanie týchto „vonkajších zdrojov“ spočíva vo vyčlenení niektorých všeobecných služieb z materskej organizácie do samostatnej organizačnej jednotky. Poskytovanie týchto služieb by malo by byť realizované už v trhovom prostredí a tak sa zlepšuje ich efektívnosť v rámci celej spoločnosti. Takýmto spôsobom služby od nových spoločností budú fakturované na trhovej úrovni, v dôsledku čoho časť vnútorných nákladov bude považovaná za priame náklady.

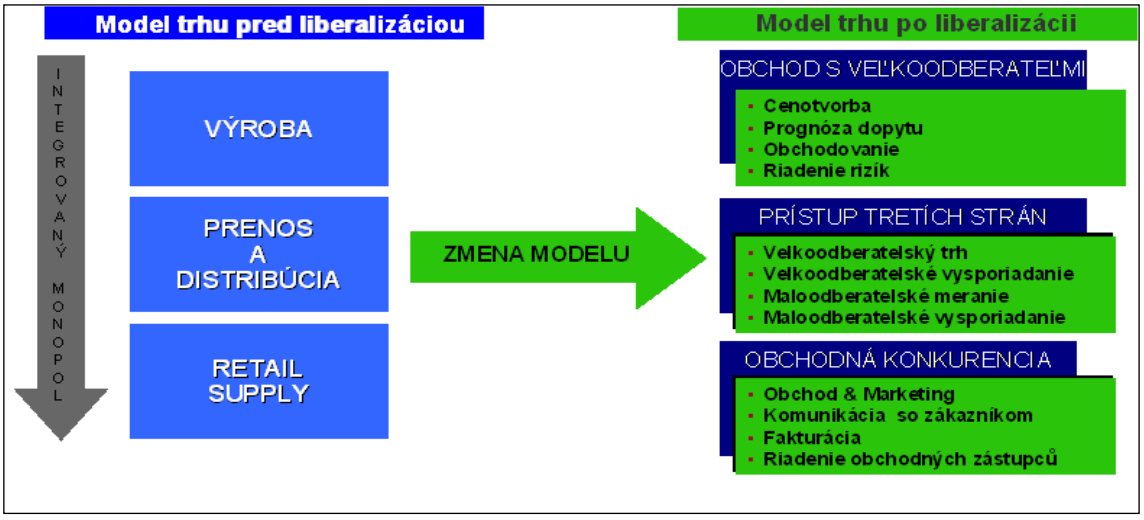
Modely usporiadania článkov trhu s elektrinou v konkurenčnom prostredí

Výpočet nákladov nevyhnutných na výrobu a realizáciu elektrickej energie vo veľkej miere závisí od modelu trhu s elektrinou. Samozrejme, že tento trhu musí spĺňať všetky požiadavky nielen technologického charakteru ale aj európskej komisie.



Obr. 5-1 Články trhu s elektrinou

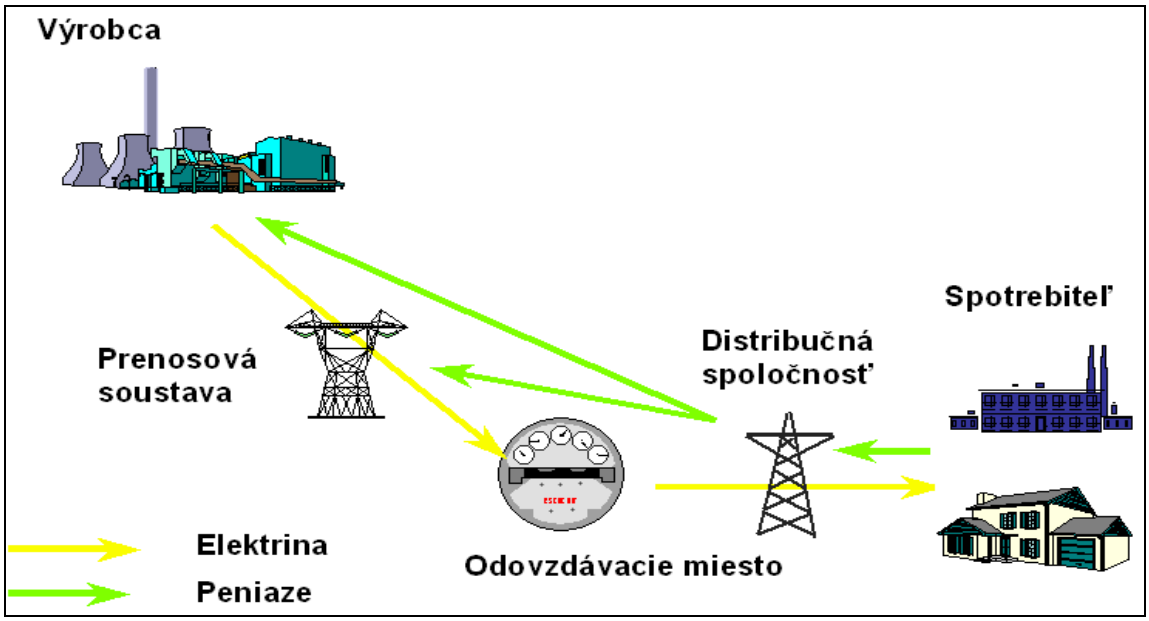
Fungujúci vnútorný trh s elektrinou musí spĺňať tieto požiadavky Európskej komisie [1]: oddelenie sietí, účinná regulácia, transparentnosť, infraštruktúra, bezpečnosť sietí, primeranosť výroby elektriny, energia ako verejná služba.



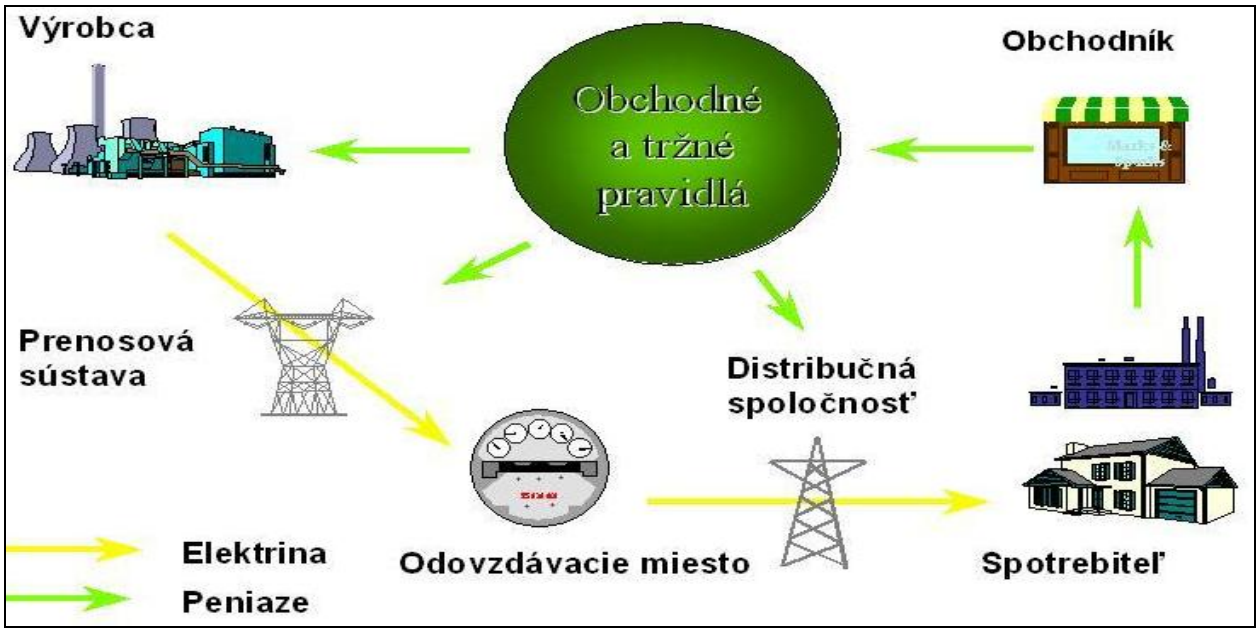
Obr. 5-2 Zmena modelu trhu s elektrinou

Na Obr. 5-1 je dokumentované základné usporiadanie jednotlivých článkov trhu s elektrinou v konkurenčnom prostredí. Na nasledovnom Obr. 5-2 je zobrazená zmena modelu trhu s elektrinou. Jedná sa o zmenu pred liberalizáciou a model trhu po liberalizácii.

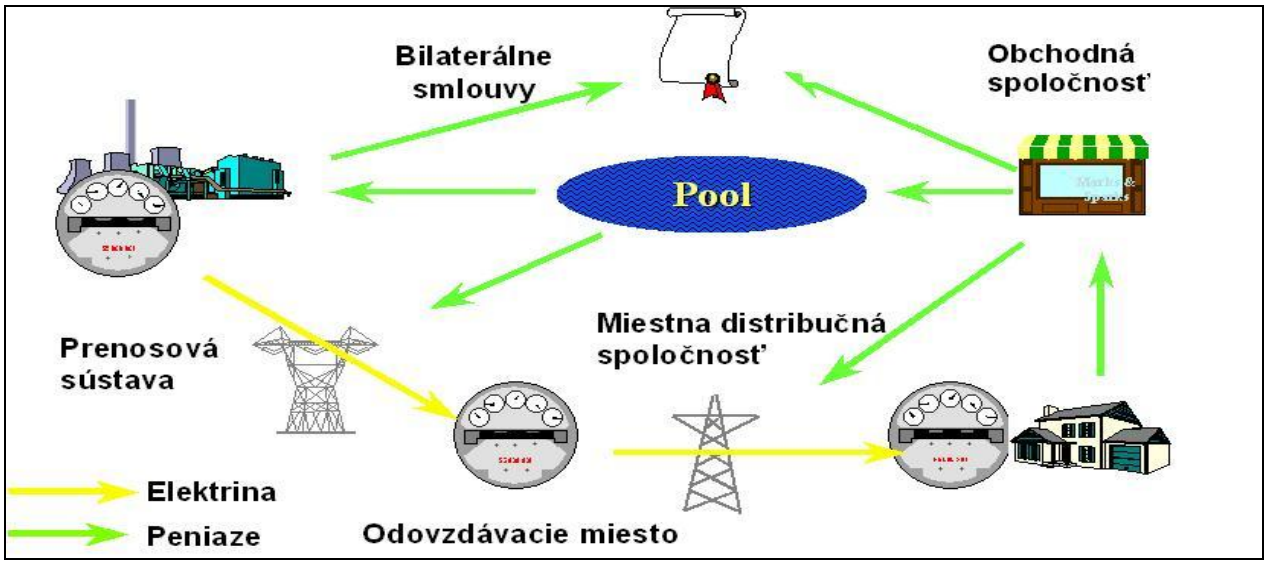
Obr. 5-35-3 podrobnejšie zobrazuje schému modelu trhu s elektrinou pred liberalizáciou. Okrem jednotlivých článkov celého systému sú na schéme uvedené aj toky elektriny a finančné toky. Schéma modelu trhu s elektrinou po zavedení liberalizácie je uvedená na Obr. 5-4. Model trhu s elektrinou na princípe poolu znázorňuje Obr. 5-5. Pod pojmom „Pool“ rozumieme - spektrum dohôd o podnikateľskej súčinnosti medzi nezávisle vlastnenými spoločnosťami podľa vopred dohodnutých podmienok a pravidiel.



Obr. 5-3 Schéma modelu trhu s elektrinou pred liberalizáciou



Obr. 5-4 Schéma modelu trhu s elektrinou po zavedení liberalizácie



Obr. 5-5 Schéma modelu trhu s elektrinou na princípe poolu

Model zúčtovania medzi účastníkmi – systémové služby

Oddelením sietí od výroby dochádza však k zásadnej zmene. Zodpovednosť za dodávku elektriny bola v dôsledku liberalizácie priradená na subjekt riadiaci ES, teda prevádzkovateľovi prenosovej sústavy. Ten má popri svojej činnosti dopravcu elektriny, zodpovedného za údržbu a rozvoj prenosovej siete za úlohu zaisťovať tzv. systémové služby slúžiace k zabezpečeniu kvality a spoľahlivosti dodávky elektriny. V oblasti kvality je to najmä udržanie napätia v sieti na predpísaných hodnotách a ďalej udržanie frekvencie v sieti a to aj pri veľkých výkyvoch spotreby. V oblasti spoľahlivosti je to potom zaistenie výkonovej rovnováhy medzi výrobou a spotrebou.

Oddelením sietí od konečnej dodávky a výroby sa teda vyčlenili samostatné činnosti od výroby až ku spotrebe, ktorými sú: výroba elektriny; doprava elektriny (prenosovou sieťou; distribučnou sieťou); systémové služby; dodávka elektriny. Oddelila sa funkcia vlastného fyzického dodania elektriny (ktoré pochopiteľne vykoná prevádzkovateľ siete) od funkcie „administratívneho“ dodávateľa (ktorý toto dodanie elektriny zaistí u výrobcu a prevádzkovateľov siete, vyúčtuje zákazníkovi a zaistí aby všetky subjekty po trase elektriny dostali svoj podiel peňazí).

Na základe uvedeného modelu sa jedna platba za elektrinu rozložila na tieto časti:

a) platba za dojednanú vyrobenú elektrinu, ktorú pre zákazníka výrobca vyrobil a dodal vo svojom odovzdávacom mieste do elektrizačnej sústavy
b) platba za dopravu elektriny zahrňujúca: /dopravu prenosovou sústavou (prenosové služby); dopravu distribučnou sústavou (distribučné služby)/;
c) platba za udržiavanie spoľahlivosti a kvality elektriny i pri kolísaní odberu

d) platba/vyrovnanie za odchýlku skutočnej spotreby od objednaného množstva
e) platba za vlastnú „administratívnu“ dodávku obsahujúcu maržu dodávateľa

Iba v bode b) a c) sú ceny za akúkoľvek elektrinu jednotné a stále, pretože sú to regulované ceny sieťového odvetvia. Tieto ceny stanovuje Regulátor na základe kalkulácie nákladov prevádzkovateľov sústav spojených so zaisťovaním týchto služieb a primeraného zisku.

U ostatných položiek sú ceny jednak časovo premenlivé, pretože vznikajú v dynamike konkurenčného trhu, jednak sú všeobecne pre elektrinu od každého jednotlivého výrobcu iné. V systéme založenom na bilaterálnych zmluvách tak dochádza k tomu, že v danom okamžiku môže zákazník uspokojovať svoju potrebu elektriny dodávkou súčasne od viacerých dodávateľov/výrobcov. Skutočná spotreba potom kolíše podľa jeho potrieb a možností riadenia spotreby. Podobne na strane výroby aj pri vysoko kvalitných systémoch riadenia dochádza k miernemu kolísaniu výroby elektriny. Rozdiel je zaistený prevádzkovateľom elektrizačnej sústavy z náhradných zdrojov poskytujúcich podporné služby, alebo zabezpečený na okamžitom trhu s elektrinou.

K tomu, aby bolo možné identifikovať podiely jednotlivých účastníkov a správne ich oceniť je však potrebné:

- stanoviť dopredu dojednané diagramy odberu s jednotlivými dodávateľmi
- zaistiť meranie odberu v v čase.

Za objednanú elektrinu teda zaplatí zákazník svojmu dodávateľovi bez ohľadu na svoj skutočný odber (rovnako bez ohľadu na skutočnú dodávku dodávateľa). Ak vzniknú na niektorej zo strán rozdiely, ktoré pokryl dodávkou zo zdrojov podporných služieb prevádzkovateľ sústavy, tieto sú vedené ako odchýlky v procese zúčtovania.

Zúčtovanie odchýlok je proces, ktorým sa zisťuje rozdiel medzi dojednaným a nameraným množstvom elektriny (či už na strane odberu alebo dodávky) za účelom jeho vyúčtovania a úhrady.

Ak sa otvorením trhu pre dodávky viacerých dodávateľov oddelil svet obchodných vzťahov od sveta skutočných dodávok, tak zúčtovanie odchýlok je práve spojovacím mostíkom, ktorý má zaistiť finančné vyrovnanie a tým najmä finančnú stabilitu vzťahov v elektroenergetike a dôsledné uplatnenie princípu „každý si hradí tie náklady, ktoré svojím konaním vyvolal“.

Zúčtovanie odchýlok je teda proces, ktorého cieľom je zaistiť, aby akákoľvek elektrina dodaná či odobratá do/z ES mimo rámec dojednaných dodávok, bola zúčtovaná a uhradená.

Podklady k návrhu ceny za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny pre regulovaný subjekt

Pri návrhu ceny za prístupu do prenosovej sústavy a za prenos energie je potrebné zohľadniť viacero faktorov. Do úvahy berieme hodnoty jednotlivých parametrov dosiahnuté za predchádzajúci rok. K základným parametrom patria – povolený výnos za prístup a prenos (PP), faktor investícií (INV), korelačný faktor výnosov (KT), neočakávané zmeny nákladov a výnosov (ZT). Hodnota každého z týchto parametrov závisí hlavne od hodnôt v predchádzajúcom období, od parametrov inflácie (JPI), úrokovej sadzby (I) a pod.

1. Povolený výnos PP_t za prístup do prenosovej sústavy a za prenos elektriny v roku t zohľadňujúci oprávnené náklady a primeraný zisk za regulovanú činnosť v EURO na rok t

$$PP_t = PT_t + INV_t - KT_t + ZT_t \qquad \textbf{(5.1)}$$

Kde PT_t je maximálny výnos za prístup do prenosovej sústavy a za prenos elektriny v EURO v roku t,

INV_t - faktor investícií v roku t, ktorý predstavuje objem finančných prostriedkov v EURO a slúži regulovanému subjektu na vyrovnanie nedostatku alebo prebytku investícií v roku t-1,

KT_t - korekčný faktor výnosov, ktoré môže regulovaný subjekt ovplyvniť v EURO v roku t, a ktorý slúži na vyrovnanie nedostatku alebo prebytku príjmov v roku t,

ZT_t - neočakávané zmeny nákladov alebo výnosov v roku t-1 regulovaného subjektu vyvolané zmenou ekonomických parametrov, ktoré sa zahrnú do cien za prenos elektriny a vplyv výnosov z poplatkov účtovaných v rámci IT mechanizmu, z aukcií prenosovej kapacity na cezhraničných profiloch v prenosovej sústave a z poplatkov za tranzit elektriny, ktoré budú zohľadnené v cene za prenos elektriny v EURO v roku t.

2. Maximálny výnos za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny PT_t v EURO v roku t

$$PT_t = PT_{(t-1)} \cdot \left(\frac{JPI_t - X}{100} \right) \qquad \textbf{(5.2)}$$

Kde $PT_{(t-1)}$ je maximálny výnos za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny v EURO v roku t–1,

JPI_t - aritmetický priemer indexov jadrovej inflácie za obdobie od júla roku t-2 až do júna roku t-1, zverejnených Štatistickým úradom Slovenskej republiky,

X - faktor efektivity obmedzujúci vplyv eskalačných súčiniteľov, vedúci k znižovaniu nákladov určený cenovým rozhodnutím v rozsahu 0 až 2.

3. Hodnota faktora investícií INV_t v EURO v roku t závisí od toho, akú hodnotu tento parameter dosiahol v uplynulom období. V prípade, že skutočné náklady na investície sa odlišovali o menej ako 20%m tak hodnota parametra je rovná nule (5.5,5.6), inak sa vypočítava podľa vzťahu (5.3)

a) $INV_t = \left[INVSK_{t-1} - INVPL_{t-1}\right] \cdot \left(RoR + Depr\right)$ **(5.3)**

ak $INVSK_{t-1} > (1{,}2 \cdot INVPL_{t-1})$, **alebo ak** $INVSK_{t-1} < (0{,}8 \cdot INVPL_{t-1})$ **(5.4)**

b) $INV_t = 0$ **(5.5)**

ak, $(0{,}8 \cdot INVPL_{t-1}) < INVSK_{t-1} < (1{,}2 \cdot INVPL_{t-1})$ **(5.6)**

Kde $INVPL_{t-1}$ je celkový plánovaný objem investícií do prenosovej sústavy v roku t-1 v EURO,

$INVSK_{t-1}$-celkový očakávaný objem investícií do prenosovej sústavy uskutočnený regulovaným subjektom v roku t-1 v EURO. Výška skutočných investícií v roku t-1 sa predkladá najneskôr dva mesiace pred podaním cenového návrhu,

RoR - povolená miera návratnosti na regulované aktíva pre regulačné obdobie v percentách,

$Depr$ - povolená odpisová miera pre nové investície pre regulačné obdobie v percentách.

S návrhom ceny sa predkladajú ostatné podklady o očakávanej výške vynaložených investícií v roku t-1.

4. Korekčný faktor KT_t v EURO v roku t

$$KT_t = [TPDod_{t-1} + TPOdb_{t-1} - PP_{t-1} + 0{,}5 \cdot (TPITC_{t-1} + TPAuk_{t-1} + TPtran_{t-1})] \cdot \left(1 + \frac{I_t}{100}\right) \quad \textbf{(5.7)}$$

Kde $TPDod_{t-1}$ je celkový očakávaný výnos v EURO v roku t-1 z poplatkov za prístup do prenosovej sústavy a za prenos elektriny účtovaný výrobcom elektriny pripojeným do prenosovej sústavy,

$TPOdb_{t-1}$ - celkový očakávaný výnos v EURO v roku t-1 z poplatkov za prístup do prenosovej sústavy a za prenos elektriny účtovaný odberateľom elektriny pripojeným do prenosovej sústavy,

PP_{t-1} - maximálny výnos z prístupu do prenosovej sústavy a prenosu elektriny v EURO v roku t-1,

$TPITC_{t-1}$ - celkový očakávaný čistý výnos po odpočítaní nákladov uplatnených prevádzkovateľovi prenosovej sústavy v EURO v priebehu celého roku t-1 z poplatkov účtovaných v rámci ITC mechanizmu. ITC mechanizmus je kompenzačný mechanizmus pri zúčtovaní a vysporiadaní platieb za použitie národných prenosových sietí pre cezhraničnú výmenu elektriny.

$TPAuk_{t-1}$ - celkový očakávaný čistý výnos po odpočítaní nákladov uplatnených prevádzkovateľovi prenosovej sústavy v EURO v priebehu celého roku t-1 z aukcií prenosovej kapacity na hraničných profiloch v prenosovej sústave,

$TPtran_{t-1}$ - celkový očakávaný výnos v EURO v roku t-1 z poplatkov za tranzit elektriny,

hodnota I_t - úroková sadzba: 12M BRIBOR (predaj), ktorú zverejňuje Národná banka Slovenska za obdobie od júla roku t-2 až do júna roku t-1 a ktorá sa vypočíta ako priemer mesačných priemerov.

5. Neočakávané zmeny nákladov ZT_t v EURO v roku t

$$ZT_t = PNT - PVT \quad \textbf{(5.8)}$$

Kde PNT je celkový objem nákladov v EURO, ktoré sú vyvolané neočakávanými zmenami ekonomických parametrov a ktoré bude možné zahrnúť do cien za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny v roku t,
PVT - celkový objem výnosov v EURO, ktoré sú vyvolané neočakávanými zmenami ekonomických parametrov a ktoré bude možné zahrnúť do cien za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny v roku t.
Spolu s cenovým návrhom na rok t sa predkladá komentár k spôsobu výpočtu navrhovaných cien, taríf a rezervovaný výkon v MW v roku t pre každého odberateľa elektriny vypočítaný ako aritmetický priemer jeho mesačných maxím štvrťhodinového výkonu zo štyroch mesiacov, a to november roku t-2 až február roku t-1. Hodnoty výkonov sa určia v MW s rozlíšením na tri desatinné miesta.

6. Povolená kalkulovaná výška strát elektriny pri prenose elektriny LP_t v percentách v roku t

$$LP_t = \frac{QPLstraty_t}{QPLprenos_t} \qquad \textbf{(5.9)}$$

Kde $QPLstraty_t$ sú plánované straty elektriny pri prenose elektriny v jednotkách množstva elektriny v roku t,
$QPLprenos_t$ - plánované množstvo prenesenej elektriny odobratej z prenosovej sústavy koncovými odberateľmi elektriny, ktorí sú priamo pripojení na prenosovú sústavu a prevádzkovateľmi distribučnej sústavy v jednotkách množstva elektriny v roku t.

7. Maximálna cena za straty elektriny pri prenose elektriny $PSstraty_t$ v EURO na jednotku množstva elektriny odobratej z prenosovej sústavy v roku t

$$PSstraty_t = LP_t \cdot PLE_t - \frac{Kstraty_t}{QPLprenos_t} \qquad \textbf{(5.10)}$$

Kde PLE_t je plánovaná cena elektriny nakúpená regulovaným subjektom na účely pokrytia strát elektriny pri prenose elektriny v EURO na jednotku množstva elektriny v roku t, na základe aukcií relevantných výrobcov elektriny a relevantných búrz.
Za účelom uplatnenia ceny užívateľom prenosovej sústavy sa použijú maximálne ceny za straty elektriny pri prenose elektriny; výnos z týchto platieb sa nezahŕňa do výnosu za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny podľa tejto časti.

8. Korekčný faktor $Kstraty_t$ -v EURO v roku t

$$Kstraty_t = [Vstraty_{t-1} + Vuc_{t-1} - Nstraty_{t-1} - Ostraty_{t-1} + Kstraty_{t-1}] \cdot \left(1 + \frac{I_t}{100}\right) \qquad \textbf{(5.11)}$$

Kde $Vstraty_{t-1}$ sú očakávané výnosy v EURO z maximálnej ceny za straty elektriny pri prenose elektriny v roku t-1,
Vuc_{t-1} -očakávané výnosy v EURO z účtovania ceny za podkročenie účinníka v roku t-1,
$Nstraty_{t-1}$ -očakávané náklady v EURO na nákup elektriny na krytie strát pri prenose elektriny v roku t-1,
$Kstraty_{t-1}$ -korekčný faktor v EURO v roku t-1.

9. Očakávaný dopad Ostratyt-1 -zo zúčtovania odchýlok v EURO pri stratách v roku t-1

$$Ostraty_t = NOstraty_{t-1} - VOstraty_{t-1} + NVstraty_{t-1} - VVstraty_{t-1} \quad \textbf{(5.12)}$$

Kde $VOstraty_{t-1}$ sú očakávané výnosy prevádzkovateľa prenosovej sústavy ako subjektu zúčtovania odchýlok za spôsobenú odchýlku súvisiacu so stratami pri prenose elektriny v roku t-1,

$NOstraty_{t-1}$-očakávané výnosy prevádzkovateľa prenosovej sústavy ako subjektu zúčtovania odchýlok za spôsobenú odchýlku súvisiacu so stratami pri prenose elektriny v roku t-1,

$VVstraty_{t-1}$-očakávané výnosy prevádzkovateľa prenosovej sústavy ako subjektu zúčtovania odchýlok za viacnáklady súvisiace so stratami pri prenose elektriny v roku t-1,

$NVstraty_{t-1}$-očakávané náklady prevádzkovateľa prenosovej sústavy ako subjektu zúčtovania odchýlok za viacnáklady súvisiace so stratami pri prenose elektriny v roku t-1.

10. Výška mesačného poplatku PS_{mt} za prevádzkovanie systému v EURO sa počíta osobitne pre každý mesiac roka t

$$PS_{mt} = PNS_t^{po} \cdot QK_{mt}^{po} + 0{,}3 \cdot PNS_t^{po} \cdot QZ_{mt}^{po} + \sum_{i=1}^{d} PNS_t^i \cdot QZ_{mt}^i \quad \textbf{(5.13)}$$

Kde PNS_t^i je tarifa za prevádzkovanie systému pre koncových odberateľov elektriny pripojených do distribučnej sústavy i-teho prevádzkovateľa distribučnej sústavy v EURO na jednotku množstva elektriny v roku t,

QK_{mt}^i - celkový uplatnený objem elektriny odobratý koncovými odberateľmi elektriny z distribučnej sústavy i-teho prevádzkovateľa distribučnej sústavy v jednotkách množstva elektriny v mesiaci m roku t,

d - počet prevádzkovateľov distribučnej sústavy,

PNS_t^{po} - tarifa za prevádzkovanie systému pre koncových odberateľov elektriny, ktorí sú priamo pripojení do prenosovej sústavy v EURO na jednotku elektriny v roku t,

QK_{mt}^{po}-celkový uplatnený objem elektriny odobratej koncovými odberateľmi elektriny, ktorí sú priamo pripojení do prenosovej sústavy, v jednotkách množstva elektriny v mesiaci m roku t,

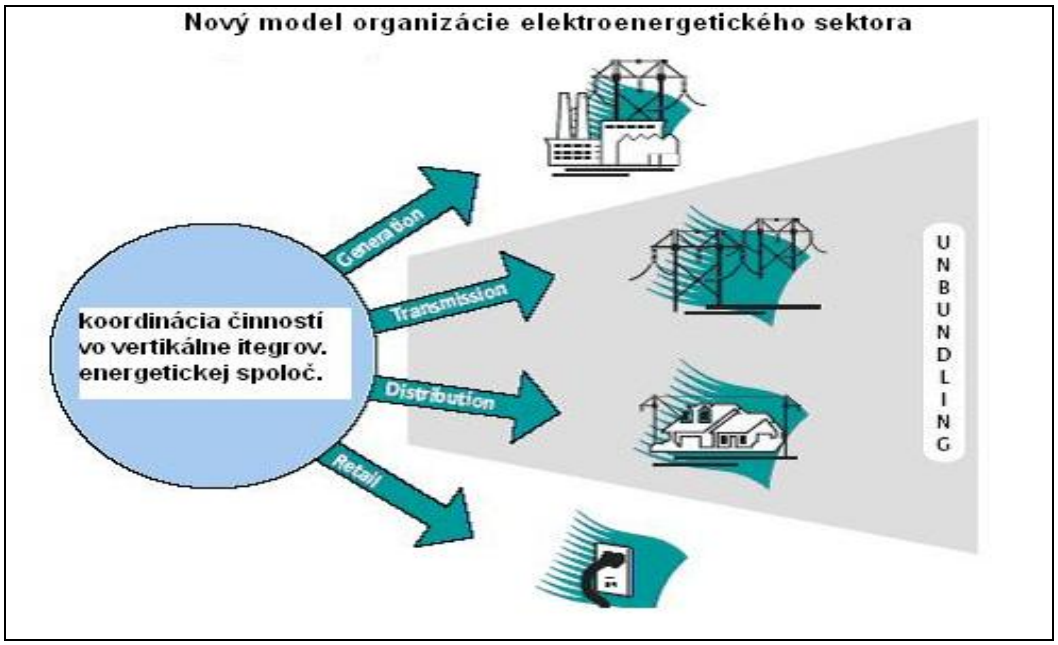
QZ_{mt}^{po} - celkový plánovaný objem elektriny koncových odberateľov, ktorí sú priamo pripojení do prenosovej sústavy vyrobený vo vlastnom zariadení, spotrebovaný vo vlastnom výrobnom zariadení s výnimkou vlastnej spotreby súvisiacej s výrobou elektriny a dodaný koncovým odberateľom elektriny z distribučnej sústavy i-teho prevádzkovateľa distribučnej sústavy, v ktorej ročná distribúcia elektriny v roku t-1 bola menšia ako 1 500 000 MWh, , v jednotkách množstva elektriny v roku t.

5.4 Unbundling

Otváranie trhu s elektrinou výrazne zmenilo podobu elektroenergetiky. Privatizácia, akvizície, fúzie sú témami v celej Európe. Sú dôsledkom záujmu veľkých integrovaných elektrárenských spoločností o získanie vhodného portfólia majetku, ktoré im umožní optimálny pohyb na postupne sa tvoriacom európskom energetickom trhu, ktorý regulovaný niekoľkými direktívami Európskej únie obsahujúcimi i požiadavku tzv. unbundlingu (smernica 2003/54/EC). Pôvodným zmyslom tohto slova bolo označenie rozdelenia

jednotlivých fakturovaných položiek tak, aby bola zaistená maximálna prehľadnosť účtovania. Model organizácie elektroenergetického sektora s prvkami unbundlingu je uvedený na obrázku (Obr. 5-6).

Samotný unbundling je možné chápať v širších súvislostiach. V rámci vertikálne integrovanej spoločnosti je potrebné vedľa unbundlingu obchodu s elektrinou, riešiť aj unbundling rozdelenia spoločných služieb ako sú: informačné technológie, ľudské zdroje, financie, doprava a pod. Poskytovanie spoločných služieb by bolo prípustné v prípadoch, že tieto služby sa nedajú za ekonomicky zrovnateľných podmienok zabezpečiť inak, napríklad dodávateľsky, prípadne outsourcingom. Dôvodom je opäť snaha vylúčiť krížové dotácie.



Obr. 5-6 Model organizácie elektroenergetického sektora s prvkami unbundlingu *[14]*

Základné prvky unbundlingu pre prenos a distribúciu sú nasledovné:

- ***Funkčný unbundling*** – v tomto prípade sa jedná o oddelenie prevádzky prenosových/distribučných sústav od ostatných činností integrovanej energetickej spoločnosti (jedná sa najmä o výrobu elektriny a obchod s elektrinou) Osoby zodpovedné za riadenie prevádzky prenosových/distribučných sústav musia byť nezávislé na integrovanej energetickej spoločnosti z pohľadu svojho rozhodovania a organizačného začlenenia. V praxi to znamená, že všetky hospodárske rozhodnutia o prevádzke, údržbe a rozvoja sietí musia byť prijímané nezávisle od integrovanej energetickej spoločnosti. Prijaté opatrenia musia vylučovať diskriminačné chovanie voči ostatným účastníkom trhu.

- ***Právny unbundling*** – v tomto prípade sa vyžaduje, aby prevádzka prenosových/distribučných sústav bola vyčlenená do samostatnej právnej jednotky – prevádzkovateľa prenosových/distribučných sústav. Táto požiadavka nevyžaduje oddelenie vlastníctva majetku.
- ***Princíp rovnosti*** – vychádza z práva rovného prístupu všetkých subjektov k informáciám poskytovaným prevádzkovateľom prenosových/distribučných sústav, zabezpečenie prehľadnosti externých vstupov a výstupov.
- ***Princíp oddeleného vedenia účtov*** - prevádzkovateľ prenosových/distribučných sústav musí viesť vo svojom vnútropodnikovom účtovníctve samostatné účty pre tieto registrované činnosti a tieto musia byť prístupné regulátorovi. Naviac existuje požiadavka viesť oddelené účtovníctvo pre oprávnených a chránených zákazníkov, tak aby nedochádzalo k subvencovaniu oprávnených zákazníkov chránenými.
- ***Kontrola*** - prevádzka prenosových/distribučných sústav podlieha dohľadu regulátora a účtovníctvo prevádzkovateľa podlieha každoročnému auditu, ktorý musí potvrdiť, že nedošlo ku krížovým dotáciám, ktoré by mohli diskriminovať ostatných účastníkov trhu.

Legislatívny rámec unbundlingu v Slovenskej republike je riešený v rámci Zákona č. 656/2004 Z.z. o energetike. Povinnosť vytvoriť osobitnú spoločnosť sa týka len sieťovej činnosti, t.j. prirodzeného monopolu. Všetky ostatné činnosti – dodávka, obchod a výroba, sa môžu naďalej prevádzkovať v jednej spoločnosti. Zákon požaduje pre prevádzkovateľov prenosovej sústavy a distribučnej siete právne oddelenie od účinnosti zákona t.j. od 1. januára 2005 (s tým je samozrejme nutné aj funkčné oddelenie). Pre prevádzkovateľov distribučnej sústavy a siete je povinnosť funkčného oddelenia od 1.januára 2005, ale povinnosť právneho oddelenia je až od 1. júla 2007. V prípade distribučných spoločností s počtom pripojených odberateľov do 100 tis. odberateľov, povinnosť právneho oddelenia neexistuje.

6 Obchodné a finančné vzťahy medzi účastníkmi trhu, úloha burzy s elektrinou v podmienkach liberalizovaného trhu

V procese liberalizácie je nevyhnutné riešiť nielen prechod vlastníckych vzťahov, rozdelenie monopolov ale aj vzájomnú spoluprácu medzi jednotlivými účastníkmi trhu. Vzájomná väzba medzi nimi je riadená hlavne zmluvami.

6.1 Právny rámec zmluvných vzťahov účastníkov trhu

Právny rámec zmluvných vzťahov účastníkov trhu s elektrinou na Slovensku je daný energetickým zákonom [6]. Ten definuje základné podmienky pre vstup do odvetvia a práva a povinnosti účastníkov trhu s elektrinou. Predmetom trhu s elektrinou [6] je dodávka elektriny, pripojenie a prístup do prenosovej sústavy, distribučnej sústavy, prenos elektriny a distribúcia elektriny na vymedzenom území, poskytovanie podporných služieb v elektroenergetike, poskytovanie systémových služieb v elektroenergetike, pripojenie a prístup nových výrobcov elektriny do sústavy alebo do siete.

Účastníkom trhu s elektrinou je:

a) výrobca elektriny,

b) prevádzkovateľ prenosovej sústavy, prevádzkovateľ distribučnej sústavy,

d) dodávateľ elektriny

e) odberateľ elektriny

f) obchodník s elektrinou.

Na rozdiel od energetického zákona v ČR, ktorý vyžaduje licenciu aj na menšie zariadenia, energetický zákon SR vyžaduje povolenie iba na zdroje nad 5 MW. Ďalšou významnou odlišnosťou je skutočnosť, že kým v ČR je poskytovaná licencia na prevádzkovanie prenosovej sústavy ako výlučná, v SR je všeobecne možné vydať viac licencií, to znamená voľnosť poskytnúť licenciu napríklad i na výstavbu synchrónne prepojeného medzištátneho vedenia ako na samostatnú „prenosovú sústavu“..

Povinnosťou prevádzkovateľa prenosovej sústavy je podľa [6 - §22] uzatvoriť zmluvu o prístupe a zmluvu o pripojení k sústave s každým, kto o to požiada, ak sú splnené technické a obchodné podmienky prístupu a pripojenia k sústave.

Jednotlivé typy zmlúv sú uvedené v [44] (Prevádzkový poriadok regulovaného subjektu Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a.s., schválený ÚRSO dňa 29.2.2008).

Prístup do sústavy sa uskutočňuje podľa [36 - §4] (Nariadenie vlády SR č. 317/2007 Z.z., ktorým sa ustanovujú pravidlá pre fungovanie trhu s elektrinou) na základe zmluvy o

prenose a prístupe do prenosovej sústavy alebo zmluvy o distribúcii a prístupe do distribučnej sústavy.

Cenová regulácia v oblasti elektroenergetiky sa vykonáva podľa [7] (Zákon č. 107/2007 Z. z., ktorým sa mení a dopĺňa zákon č. 276/2001 Z. z. o regulácii v sieťových odvetviach) určením spôsobu výpočtu maximálnej ceny alebo určením maximálnej ceny alebo tarify, pričom takto určená cena musí zohľadňovať ekonomicky oprávnené náklady a primeraný zisk z vykonávania regulovanej činnosti. Úrad návrhy cien predložené regulovanými subjektami dôkladne posudzuje práve s dôrazom na preskúmanie rozsahu a výšky oprávnených nákladov (vrátane priemerných osobných nákladov na jedného zamestnanca) a výšku primeraného zisku. Ak sú návrhy cien v súlade s vyhláseným rozsahom a spôsobom vykonania cenovej regulácie, návrhy cien schváli, o čom vydá rozhodnutie.

Zákon o regulácii splnomocňuje úrad vykonávať kontrolu regulovaných subjektov, pričom predmetom kontroly je dodržiavanie zákonov, všeobecne záväzných právnych predpisov a vydaných rozhodnutí v oblasti regulácie cien. Ďalej je to overovanie správnosti a pravdivosti dokladov predkladaných na účely určovania cien a konanie v prípade porušenia zákona, všeobecne záväzných právnych predpisov a vydaných rozhodnutí v oblasti regulácie sieťových odvetví a následná kontrola plnenia uložených opatrení na nápravu zistených nedostatkov.

Podrobnosti týkajúce sa prístupu k sieti, užívaniu siete a pravidiel prevádzky, údržby a rozvoje sietí obsahujú vo väčšine prenosových sústav v Európe tzv. Kódexy (Grid code). Tieto kódexy pripravujú a vydávajú prevádzkovatelia príslušných sietí tak pre prenosovú sústavu ako aj pre distribučné sústavy, obvykle na základe schválenia regulátorom (ministerstvom alebo regulačným úradom). Tieto kódexy obsahujú vlastne akúsi „terciálnu legislatívu“ teda záväzný súbor podmienok, za ktorých je poskytovaný prístup k sieťam pre účastníkov trhu s elektrinou.

Na Slovensku je technická časť podmienok prístupu k sieťam sústredená do Technických podmienok pre pripojenie, prístup a prevádzkovanie prenosovej sústavy siete, vydávaných prevádzkovateľmi prenosovej sústavy.

V zmysle zákona č. 656/2004 Z.z. o energetike a o zmene niektorých zákonov (ďalej Zákon o energetike) je prevádzkovateľ prenosovej sústavy povinný v záujme zabezpečenia nediskriminačného, transparentného a bezpečného prístupu a pripojenia užívateľov a prevádzkovania sústavy určiť a dodržiavať technické podmienky prístupu a pripojenia, pravidlá prevádzkovania sústavy a kritériá technickej bezpečnosti elektrizačnej sústavy.

Technické podmienky

Pre obchodné zmluvy medzi účastníkmi trhu s elektrinou platia všeobecné ustanovenia obchodného a občianskeho zákonníka. Na Slovensku nie je špecifická úprava pre oblasť energetiky riešená. Avšak zmluvy uzatvárané regulovanými subjektami v rozsahu regulovaných činností sú kontrolované regulátorom a v rámci správnych konaní aj nepriamo ovplyvňované.

Na veľkoobchodnom trhu, najmä pri obchodovaní so zahraničím, sú obchody s elektrinou, ako komoditou, väčšinou uzatvárané v štandarde prijatom európskym združením obchodníkov EFET. Tento typ podmienok a štandardnej zmluvy nie je explicitne vyžadovaný zákonom, ale v oboch krajinách predstavuje všeobecne prijatý štandard, uľahčujúci obchodníkom prístup na trh s elektrinou na báze bilaterálnych zmlúv (OTC- Over The Counter), ktoré v obchodovaní v strednej Európe s cca 98 % podielom úplne prevažujú.

6.2 Úloha a postavenie burzy s elektrickou energiou

Energetická burza zavádza na trh s elektrinou konkurenčné prostredie a pomáha tak jeho liberalizácii. Zaisťuje všetkým účastníkom burzy rovnaké podmienky pre obchodovanie bez ohľadu na veľkosť ich transakcií. Jednou z najväčších devíz obchodovania s energiou na energetickej burze je transparentnosť cenotvorby. Jedným z najväčších prínosov liberalizovaného trhu je kontinuálne obchodovanie s elektrinou a to nielen na jeden rok, ale na celé tri roky dopredu. Princíp fungovania energetickej burzy je popísaný na príklade Energetickej burzy v Prahe. Zakladajúcim subjektom PXE je Burza cenných papierov Praha. Inšpiráciou pre jej vznik a systém cenotvorby boli v Európe fungujúce energetické burzy. V špeciálne upravenom obchodnom systéme prepája jedinečnosť kapitálových a komoditných trhov. Na burze sa používa spôsob obchodovania, založený na elektronickom spracovaní objednávok. So všetkými produktmi, vypisovanými burzou, sa obchoduje v rámci automatických obchodov. Spôsob obchodovania a parametre sú dané zaradením produktov do obchodných skupín. O stanovení parametrov a zaradení produktu do obchodnej skupiny rozhoduje generálny sekretár burzy.

Burzovým obchodom je obchod, ktorého predmetom je kúpa alebo predaj príslušného produktu, na ktorého podstatných náležitostiach sa osoby oprávnené uzatvárať burzové obchody dohodli prostredníctvom AOS (automatizovaný obchodný systém). Burza nie je oprávnená zrušiť obchody uzatvorené v súlade s burzovými pravidlami s výnimkou náhradných obchodov. Predmetom obchodu na burze sú teda produkty, ktoré sú popísané v burzovom poriadku. V rámci automatických obchodov dochádza k uzatváraniu

burzových obchodov na základe objednávok k nákupu a predaju produktov priebežne vkladaných a spracovávaných v AOS. Minimálnou obchodovateľnou jednotkou, ktorá sa môže stať predmetom obchodovania v rámci automatických obchodov, je jeden kontrakt. Pri párovaní objednávok na futures produkty je uplatňovaný princíp cenovej a následne časovej priority, u objednávok na hodinové produkty je to potom princíp cenovej priority a následne pomerného krátenia.

V rámci automatických obchodov sa rozlišujú tri fázy obchodovania:

1. uzatvorená aukcia,
2. otvorená aukcia,
3. kontinuálne obchodovanie.

Časový priebeh a nadväznosť jednotlivých fáz obchodovania sú určené zaradením produktu do obchodnej skupiny a stanovené časovým harmonogramom burzového dňa. Objednávka v systéme automatických obchodov musí obsahovať tieto údaje:

a) identifikáciu produktu,

b) smer objednávky (nákup alebo predaj),

c) počet kontraktov (jednotiek elektriny v MW)

d) cena (limitná alebo trhová),

e) identifikačné číslo účastníka obchodovania, ktorý objednávku zadal,

f) číslo účtu, na ktorý/z ktorého majú byť produkty prevedené

Záverečný kurz sa rovná:

- poslednému stanovenému kurzu, t.j. poslednej stanovenej cene v rámci Automatických obchodov v danom burzovom dni,
- pokiaľ burzový dohodca cenu posledného obchodu vyhodnotí ako zjavnú manipuláciu kurzom (napr. v prípade nízkej likvidity), táto cena nebude zahrnutá do stanovenia záverečného kurzu produktu.
- stredu povoleného rozpätia, pokiaľ nie je možné záverečný kurz stanoviť podľa a).

6.3 Explicitná a implicitná aukcia cezhraničných kapacít

Na cezhraničných prenosových profiloch vznikajú úzke miesta previsom dopytu nad reálnymi prenosovými možnosťami. Proces prideľovania cezhraničných prenosových kapacít týchto úzkych miest je vykonávaný prostredníctvom aukcií. Používaný aukčný mechanizmus explicitných aukcií v strednej Európe vychádza z procesu riadenia aukcie

aplikovaného v predchádzajúcich rokoch nemeckými prevádzkovateľmi PS a ČEPS, a.s. v spolupráci so SEPS, a.s..

Aukcia je objektívny, nediskriminujúci a trhovo založený proces pridelenia cezhraničných prenosových kapacít, eliminujúci špekulatívne správanie a zodpovedajúci požiadavkám.

Explicitná aukcia

Nariadenia Európskeho parlamentu a Rady č. 1228/2003/EC, ktorý má za výsledok rezerváciu prenosovej kapacity na určených cezhraničných profiloch v danom smere, stanovuje zásady pre riadenie úzkych miest v prenosovej sústave, nevyhnuté pre bezpečnú a spoľahlivú prevádzku prenosovej sústavy. Voľné obchodovateľné prenosové kapacity sú účastníkom trhu pridelené formou aukcií. Kapacity sú ponúknuté ako zaistené s výnimkou ustanovení o predchádzaní škodám a ustanovení, ktoré riešia otázky vyššej moci.

Aukcie voľných obchodovateľných prenosových kapacít disponibilných pre rok a jednotlivé kalendárne mesiace roku na cezhraničnom prenosovom profile sú organizované aukčnou kanceláriou. Úlohu aukčnej kancelárie plní väčšinou jeden zo zúčastnených prevádzkovateľov sústav. To je i prípad súčasnej aukcie v strednej Európe, kde úlohu aukčnej kancelárie pre prevádzkovateľov prenosových sústav z Českej republiky - ČEPS, Slovenska - SEPS, Poľska - PSE Operator a Maďarska – MAVIR plní ČEPS. Niekde je k tomuto účelu založená samostatná spoločnosť, ktorú obvykle vlastnia zúčastnení prevádzkovatelia sústav. Ponuka voľných obchodovateľných kapacít sa realizuje v závislosti na smere prenosu. Pravidlami prideľovania voľnej obchodovateľnej kapacity sa stanoví, že každý účastník aukcie musí odovzdať do rozhodného dňa písomnú prihlášku do aukcie na rezerváciu prenosovej kapacity. Účastník aukcie sa odovzdaním prihlášky do aukcie na rezerváciu prenosovej kapacity aukčnej kancelárie zaväzuje zaplatiť stanovenú úhradu za management úzkeho miesta a to bez ohľadu na to, či kapacitu rezervovanú v aukcii využije alebo nie. Pre využívanie rezervovanej kapacity pre prenos je nutná s PPS dohoda o cezhraničnom prenose elektriny a príslušná zmluva na prenos (vývoz, dovoz, tranzit). Využitie rezervovaných kapacít je uskutočnené na základe odovzdania realizačných diagramov a ich prijatie obidvoma relevantnými PPS. Realizačné diagramy sú prijímané s rešpektovaním princípu 1:1, to znamená, že účastník trhu odovzdávajúci diagram musí mať zaistený vstup do sietí oboch PPS pre cezhraničný prenos podľa podmienok oboch prevádzkovateľov a odovzdáva obidvom prevádzkovateľom zhodný prenosový diagram svojho prenosu. PPS ponúkajú v ročnej aukcii voľné obchodovateľné

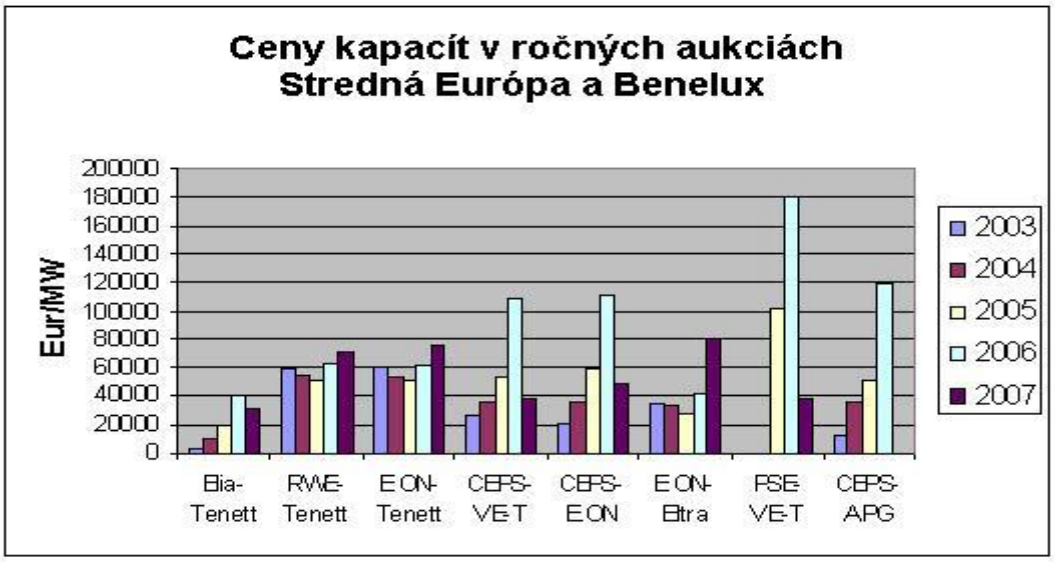
prenosové kapacity na spoločnom cezhraničnom prenosovom profile. Tieto kapacity sú zverejnené na internetovej stránke v termíne stanovenom pravidlami aukcií.

Aukčná kancelária zhromažďuje všetky ponuky doručené podľa pravidiel. Ponuky aukčná kancelária posudzuje z hľadiska úplnosti a správnosti, zoradí ich zostupne podľa ponukovej ceny a vykonáva vyhodnotenie. Pokiaľ suma požadovaných kapacít v platných ponukách nie je vyššia ako ponúkaná voľná obchodovateľná prenosová kapacita, je úhrada za management úzkeho miesta rovná nule, tzn. každý účastník aukcie dostane ním požadovanú prenosovú kapacitu v rozsahu platných ponúk bez povinnosti úhrady za management úzkeho miesta.

Pokiaľ suma požadovaných kapacít v platných prihláškach/ponukách prekročí ponúkanú voľnú obchodovateľnú prenosovú kapacitu, je úhrada za proces managementu úzkeho miesta za každý 1 MW pridelenej kapacity stanovená podľa najnižšej ceny z akceptovaných ponúk. Takto určená aukční cena bude účtovaná všetkým účastníkom aukcie, ktorí získajú rezerváciu prenosovej kapacity profilu podľa objemu pridelenej rezervovanej prenosovej kapacity. Zvyšná, t.j. nepridelená, prenosová kapacita bude ponúknutá v mesačných aukciách.

Postúpenie práv k rezervovanej kapacite je možné iba po zaplatení ceny za management úzkeho miesta a to len pri splnení podmienok stanovených pravidlami aukcií. Práva na využitie rezervácie prenosovej kapacity sú obvykle používané na princípe „use it or lose it“, t.j. prenosová kapacita nepotvrdená záväzným harmonogramom do výšky uvedeného termínu bude znovu ponúknutá v rámci denných aukcií voľných obchodovateľných prenosových kapacít všetkým účastníkom trhu.

Nasledujúci obrázok (Obr. 6-1) ukazuje vývoj cien kapacít v ročných aukciách v strednej Európe a v Beneluxe v období 2003 až 2007.



Obr. 6-1 Ceny výkonových kapacít v ročných aukciách v strednej Európe a Beneluxe
Zdroj: EEC [43] - webové stránky ČEPS, TeneT, E.ON NetzImplicitné aukcie

Z hľadiska rozsahu spolupráce i konečných efektov pre účastníkov trhu v ČR i SR je možné definovať nasledujúce úrovne integrácie trhov na báze implicitných aukcií, ktoré sa dajú aplikovať i postupne v poradí v akom sú uvedené:

- ***Prepojenie trhov s elektrinou v ČR i SR na princípe „market couplingu“ s rozšírením spolupráce pri výmenách regulačnej energie a saldovaní odchýlok***

Toto usporiadanie predstavuje prepojenie fungujúcich trhov s elektrinou v Českej a Slovenskej republike nezávisle na samotnom riadení sústav, ktoré by prebiehalo rovnako ako doposiaľ. Podmienkou je vznik organizovaného krátkodobého trhu s elektrinou (spotového trhu) na Slovensku a spoločného mechanizmu implicitných aukcií ČEPS, a.s. a SEPS, a.s.. Trhy v ČR a SR by v svojej oblasti v synchronizovanom časovom režime prijímali ponuky a dopyty po elektrine a odovzdávali ich spoločnému koordinačnému mechanizmu. Ten by vykonal zjednotenie kriviek dopytu (integráciou obidvoch trhov) až do výšky technickej kapacity spoločného profilu dohodnutej ČEPS, a.s. a SEPS, a.s.. Účastníci trhu v ČR by teda pristupovali na trh v ČR (OTE), účastníci trhu v SR by pristupovali na trh v SR (OT-SEPS) s tým, že v každej oblasti by boli dopytujúcim sa k dispozícii cenové ponuky z druhej oblasti až do výšky voľných kapacít. Podľa likvidity obidvoch trhov by potom mohli operátori sústav pre tento trh nechávať buď kapacitu zostávajúcu z mesačných aukcií, alebo cielene rezervovať kapacitu pre tento spoločný trh.

V každej oblasti by existovali samostatní operátori sústav i spotových trhov a integráciu by realizovalo spoločné teleso, alebo jeden z týchto subjektov na základe vzájomnej zmluvy.

Toto riešenie prakticky nevyžaduje akékoľvek zmeny legislatívy ČR nebo SR, vyžaduje iba (okrem funkčného spotového trhu na Slovensku) spoločnú zmluvu vyššie uvedených troch subjektov, úpravu Kódexu ČEPS a Prevádzkového poriadku SEPS a vyňatie spoločného prenosového profilu z pripravovaného koordinovaného mechanizmu v rámci regiónu (alebo úprava súčasných Pravidiel koordinovanej aukcie pre rok 2009 – je nutné mať k tomu súhlasný postoj SEPS). Na základe spoločného zámeru pripraveného na úrovni ministerstiev, regulačných úradov a systémových operátorov obidvoch krajín by bolo toto riešenie oficiálne oznámené na spoločnej pracovnej skupine regiónu - tzv. Implementation group.). V rámci tohto usporiadania je možné vytvorenie spoločného regulačného bloku a vo väzbe na využití kapacít pre trh s elektrinou čiastočne riadiť i výmeny regulačných služieb medzi obidvoma prevádzkovateľmi sústav.

Integrácia trhu pomocou mechanizmu „market coupling“ by zblížila cenovú úroveň ČR a SR, obmedzila hrozbu zníženia kapacít medzi týmito štátmi, vyplývajúcu z uplatnenia regionálneho mechanizmu a zvýšila likviditu a transparentnosť trhov s elektrinou v obidvoch krajinách, vrátane uľahčenia prístupu na trh najmä pre spotrebiteľov a menších hráčov na trhu. Pre doposiaľ dominantné subjekty na trhu (obe elektrárenské spoločnosti a veľkí medzinárodní obchodníci) toto riešenie však predstavuje popri rozšíreniu trhu aj zvýšenie konkurencie.

- **Prepojenie trhov na princípe market splittingu s integrovaním trhu s podpornými službami a regulačnou energiou v rámci spoločného regulačného bloku**

Toto riešenie predstavuje administratívne kompaktnejšiu formu integrácie. Pre spoločnú trhovú oblasť by existoval iba jeden spotový trh, prístupný priamo pre účastníkov trhu z obidvoch krajín. Za celú spoločnú oblasť by teda bola na jednom trhovom mieste zo všetkých ponúk a dopytov generovaná jedna spoločná krivka a vykonané jej zjednotenie. Ponuky a dopyty by boli pochopiteľne implicitne už pri podaní označené znakom regulačnej oblasti a až v prípade, že by zjednotenie viedlo k vyšším transferom elektriny medzi obidvoma regulačnými oblasťami ako je spoločná kapacita stanovená ČEPS a SEPS, došlo by k výpočtu limitných transferov a separátnych cien jednotlivých trhov reflektujúcich obmedzenú kapacitu. Pre účastníkov trhu by však platilo, že žiadajú elektrinu na jednom trhovom mieste, jednotným spôsobom a to buď za jednotnú výslednú cenu, alebo za rozdielne ceny s tým, že cenový rozdiel je minimalizovaný práve

prostredníctvom tohto mechanizmu. Stále však ide o oddelené regulačné oblasti, to znamená že jeden účastník trhu so spotrebou či výrobou v obidvoch oblastiach nemôže saldovať svoje odchýlky a musí mať samostatné bilančné skupiny v obidvoch krajinách. Byť subjektom zúčtovania v obidvoch krajinách, to znamená, že možnosť konkurencie dodávateľov v zásobovaní spoločného trhu je stále limitovaná administratívnou náročnosťou.

Toto riešenie predstavuje vyššiu formu integrácie, vyšší komfort pre účastníkov trhu a - pokiaľ by sa spoločným trhovým miestom stal OTE s už fungujúcim trhom - i rýchlejšie riešenie. Toto riešenie by zrejme vyžadovalo niektoré úpravy v energetických zákonoch obidvoch krajín (umožňujúcich priamy prístup na trh z/do druhej krajiny, ktorý by nebol definovaný ako klasický export nebo import), ktoré by mohli byť vykonané v rámci existujúcich zmien pri implementácii smernice č. 2006/89 a naväzujúce zmeny v pravidlách trhu (vyhláška ERÚ v ČR a Nariadenie vlády v SR), Kódexu ČEPS a Prevádzkového poriadku SEPS a Obchodných podmienok OTE. Postup smerom von by bol obdobný ako v predchádzajúcom prípade, teda na základe spoločného zámeru pripraveného na úrovni ministerstiev, regulačných úradov a systémových operátorov obidvoch krajín by bolo toto riešenie oficiálne oznámené na spoločnej pracovnej skupine regiónu.

V rámci tohto usporiadania je možné vytvorenie spoločného regulačného bloku a vo väzbe na využitie kapacít pre trh s elektrinou riadiť čiastočne i výmeny regulačných služieb medzi obidvoma prevádzkovateľmi sústav. Stále však existujú potreby podporných služieb definované zvlášť pre samostatné riadenie obidvoch oblastí a existujú oddelené trhy s podpornými službami.

Integrácia trhu v podobe mechanizmu „market splitting“ by priblížila cenovú úroveň ČR a SR, obmedzila hrozbu zníženia kapacít medzi obidvoma štátmi, vyplývajúcu z uplatnenia regionálneho mechanizmu a zvýšila likviditu a transparentnosť trhov s elektrinou v obidvoch krajinách, vrátane uľahčenia prístupu na trh najmä pre spotrebiteľa a menších hráčov na trhu. Znamená priame rozšírenie trhového priestoru trhu s elektrinou za identických podmienok pre účastníkov trhu z obidvoch štátov.

6.4 Vplyv zavedenia flow based aukcií na obchody v regióne

Stredná Európa je pomerne husto prepojenou oblasťou, ktorá je historicky tranzitnou oblasťou pre dodávky elektriny zo severu na juh. Zásadnú úlohu v tranzitoch elektriny cez územie ČR a SR hrali v minulosti exporty Poľska, ktoré v maxime dosahovali až 2 500 MW. Zhruba od roku 2004 však začínajú byť stredoeurópske siete zaťažované

"nedohodnutými" tranzitmi elektriny z veterných elektrární zo severu Nemecka na juh Európy, ktoré okrem nemeckých sietí využívajú i všetky dostupné paralelné cesty (tzv. kruhové a paralelní toky). Tieto toky vznikajú ako dôsledok transferov elektriny zo severného do južného Nemecka a do Rakúska. Pretože Rakúsko a Nemecko deklarovali spoločný trhový priestor, v ktorom nie je obmedzená kapacita, akékoľvek transakcie medzi týmito oblasťami sú akceptované bez obmedzenia a nie je zavedený mechanizmus pre prideľovanie kapacít. Tieto toky zaťažujú prenosové trasy tak vo vnútri Nemecka, ako aj v okolitých krajinách. Pokiaľ však dôjde k preťaženiu vnútronemeckých sietí, riešia to v rámci svojho trhového priestoru príslušní operátori pomocou protiobchodov, využitím rezervných výkonov a realokáciou výroby. Časť toku ktorá je uzatváraná cez ČR a SR, je potom pridaná k exportným a tranzitným tokom týchto krajín. Vďaka vlastnostiam prepojených sietí tečie teda časť elektriny zo severu na juh Nemecka i cez ČR a SR. Pri stanovení prenosových kapacít medzi ČR a SR je toto zohľadňované prípadným znížením voľných kapacít pre obchod medzi týmito oblasťami. Jedným z najužších miest v celom regióne sú však vnútorné siete Rakúska, cez ktoré zmieňovaný tranzitný tok pokračuje. Prípadné preťaženie rakúskych sietí je dnes riešené znižovaním kapacity pre obchod medzi ČR a Rakúskom a ďalej potom vnútornými opatreniami Rakúska pri riadení svojej siete.

V rámci regionálnej spolupráce prebieha príprava nového mechanizmu aukcií cezhraničných kapacít (tzv. flow based metóda), ktorý by nahradil v súčasnosti používaný model. Nový model je založený na chápaní regionálnej siete ako celku. Obchodné výmeny medzi jednotlivými krajinami regiónu sú posudzované podľa cenových ponúk so zreteľom k vplyvu jednotlivej transakcie na úzke miesta regiónu. Jedným z dôsledkov tejto metódy je, že i export z ČR na Slovensko môže byť obmedzovaný úzkym hrdlom vo vnútri rakúskej siete. Dá sa očakávať, že po zavedení tohto modelu by sa rakúsky prevádzkovateľ siete snažil riešiť prostredníctvom kontroly cezhraničných výmen aj tú časť preťaženia, ktorú si dnes rieši vnútornými mechanizmami a tým by mohlo dôjsť k obmedzeniu výmen oproti súčasnosti. V prvých fázach prác na novom mechanizme bolo odsúhlasené, že i hranica medzi Nemeckom a Rakúskom bude súčasťou spoločného mechanizmu. To znamená, že exporty z Nemecka do Rakúska, ktoré zaťažujú úzke hrdlo v rakúskej alebo nemeckej sieti budú súperiť o túto obmedzenú kapacitu s exportmi medzi ČR a SR, ktoré zaťažujú určitým dielom rovnaké úzke hrdlo. Posledný vývoj v oblasti regionálnej spolupráce však signalizuje, že všetci nemeckí operátori spolu s Rakúskym operátorom budú požadovať pre túto hranicu výnimku t.j. nezačlenenie do spoločného mechanizmu prideľovania kapacít. To by však znamenalo, že transakcie medzi Nemeckom a Rakúskom

by mali zaistený prednostný prístup k sieti a pre transakcie medzi ostatnými krajinami regiónu by bola alokovaná iba "zvyšná" kapacita. Zásadný rozdiel oproti dnešku (kedy na tejto hranici nie je prideľovaná kapacita) je v tom, že voľnú kapacitu napr. medzi ČR a SR dnes určujú ČEPS, a.s. a SEPS, a.s. s ohľadom na prevádzku svojich sietí a svojich interkonektorov. V novom modeli by bola kapacita medzi ČR a SR vypočítaná spoločným mechanizmom, ale až po "prednostnom naplnení sietí " transakciami vo vnútri spoločného Nemecko-Rakúskeho trhu. Zásadným argumentom pre túto výnimku je práve existencia spoločného Nemecko - Rakúskeho trhového priestoru. Pokiaľ teda nechcú Česká a Slovenská republika prísť o kontrolu nad spoločnou hranicou a pravdepodobné zníženie kapacity, ktoré by viedlo k ďalšiemu nárastu cenového rozdielu, je nutné buď odmietnuť túto výnimku (to je s ohľadom na prezentované požiadavky prakticky nereálne), alebo celý regionálny model (to je však v kontexte vývoja v EU politicky riskantné pre ČR i SR) a alebo definovať si tiež spoločnú trhovú oblasť, v ktorej by potom alokácia kapacít na spoločnej hranici prebiehala mimo rámec "regionálneho" mechanizmu a mala tak "prednostný prístup" podobného typu ako medzi Nemeckom a Rakúskom.

Guidelines ukladajú koordinované denné aukcie v regióne už od začiatku roku 2007 ako záväzné, so štartom Intraday od roku 2008. Zdá sa však, že na úrovni regionálnej iniciatívy regulátorov a TSO monitorované Európskou Komisiou (tzv. implementation group) dochádza k postupnému vytriezveniu. Pochybnosti nad FBA metódou alokácie vyjadrujú dokonca i predstavitelia EFET, ktorí pôvodne koncept podporovali. Ani referencie z Balkánu neukazujú príliš priaznivé signály. Obmedzovanie dlhodobých i celkových kapacít je jednoznačne neprijateľné pre niektorých regulátorov (tento postoj vyjadril na spoločných rokovaniach opakovane hlavne český regulátor). Kategorické požiadavky i názory v procese prípravy vznášajú tak predstavitelia Poľska, ako aj Slovinska. Za týchto okolností je pomerne značný priestor pre formulovanie a uplatňovanie vlastných požiadaviek bez toho, aby to viedlo k izolácii SEPS, a.s.. Akceptácia postupného zavedenia denných FBA s vyššie uvedenými podmienkami potom nepredstavuje pre SEPS, a.s. i za zhoršenej bilančnej situácie dodatočné riziko.

Pristúpenie na ročné a mesačné FBA aukcie je už podstatne rizikovejšie, pretože pre udržanie, či významné nezhoršenie situácie by boli treba pomerne zložité a záväzné podmienky pre prípravu výpočtov a modelov sietí a hodnotenie jednotlivých rizík v sieťach všetkých TSO. To si je možné v dnešnej dobe ťažko predstaviť (mnoho TSO si stráži svoje kompetencie a dáta) a tak hrozí nebezpečie, že síce postup k FBA aukciám bude akceptovaný, ale pravidlá výpočtu kapacít nakoniec nebudú dokončené tak, ako

náleží (alebo nebudú k dispozícii dáta) a potom bude disponibilita kapacít v regióne v rukách prípadne jedného TSO (pričom Slovinsko jasne dáva najavo, že očakáva významné zníženie tokov). Preto akceptovanie FBA aukcií pre rok a mesiac je považované za veľmi rizikové.

Uplatnenie flow based metód, i keď nebolo doposiaľ testované v reálnej prevádzke, ale iba na vzorcoch je prepracované pre denné aukcie. Pokiaľ bude použité pre alokáciu zvyšných kapacít tak ako doposiaľ, nepredstavuje napriek vyššie uvedeným rizikám zásadný problém. Testovacie výpočty však signalizovali, že volatilita dostupných kapacít a výsledkov FBA je značná v závislosti na konkrétnych vonkajších tokoch (do čoho spadajú aj dôsledky rozdelenia výroby a vplyvy vetra). Na základe testovacích výpočtov sa začalo diskutovať o znížení kapacít pre dlhodobé aukcie a objavili sa úplne vážne mienené návrhy na zrušenie dlhodobých aukcií vôbec a alokácií všetkých dostupných kapacít v denných aukciách. To pre obchodovania v regióne i pre prevádzku sústav predstavuje pomerne značné riziká.

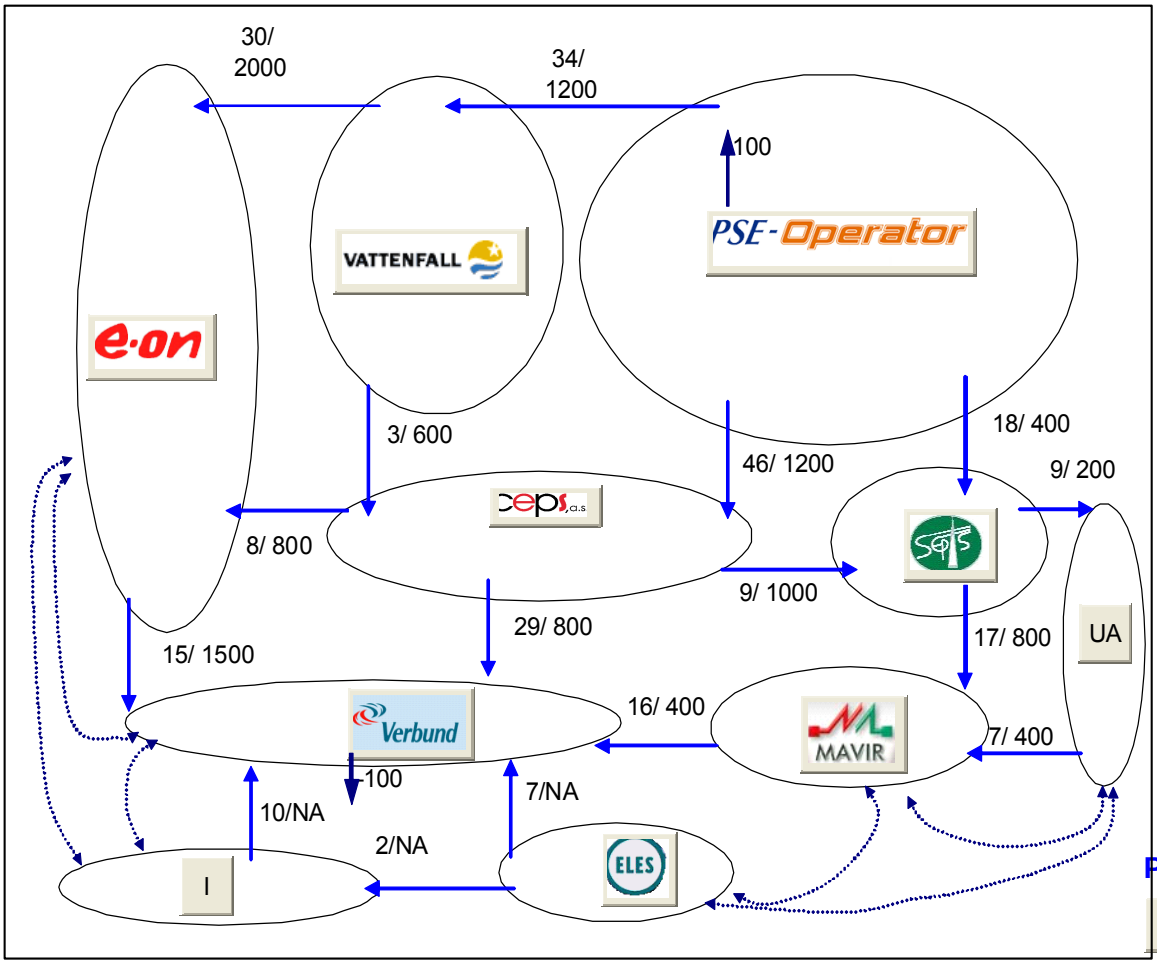
Dlhodobé garantované kapacity alokované vo významnom rozsahu už na úrovni roku predstavujú významný stabilizačný prvok v plánovaní výroby a i obchodných transakciách. Pretože doposiaľ nie sú v regióne vyvinuté, s výnimkou Nemecka, flexibilné krátkodobé obchodné mechanizmy (denný a vnútrodenný trh) predstavujú garantované výmeny spolu s optimalizáciou výrobných plánov veľkých výrobcov prvok istoty a prejavujú sa aj v stabilizácii trhu a ponuky podporných služieb. Pokiaľ by boli zrušené garancie na dlhodobé kapacity (ročné a mesačné aukcie), nárast rizík v cezhraničnom obchode by si bezpochyby vynútil vyššie marže obchodníkov, prejavujúce sa v prípade deficitného Slovenska nárastom ceny elektriny. Zrušenie ročných a mesačných aukcií teda minimálne v počiatočnom období jedného alebo dvoch rokov môže vyústiť v určité zníženie objemu transakcií a hlavne v znížení disponibility a garantovateľnosti ponuky elektriny a služieb a/alebo významné zvýšenie ich cien. Obmedzovanie ponuky kapacít do dlhodobých aukcií alebo ich zrušenie predstavuje v súčasnej situácii rizikový prvok pre SEPS.

Významným prvkom rizika je taktiež nepreverenosť dátovej komunikácie a pripravenosti TSO. Už skúsenosti s koordinovanou aukciou a jej implementáciou ukazujú, že dátová komunikácia je kritická a musí pracovať bez chyby. U FBA modelu môže naviac neexistencia dát z jednej oblasti zablokovať dennú aukciu v celom regióne, pričom denná aukcia je s ohľadom na nadväzujúce mechanizmy a ich časovú schému neopakovateľná. Neexistencia, či drastické obmedzenie dlhodobých alokácií, spolu s nepreverenýmmodelom dátových výmen predstavuje značné riziko, že niektoré denné aukcie sa nepodarí

zvládnuť a dôjde k zablokovaniu cezhraničných výmen so všetkými dôsledkami pre bilancie a fungovanie trhu.

Na nasledujúcom obrázku (Obr. 6-2) je simulovaný pomocou flow based metódy vplyv transakcie 100 MW z Poľska (PSE-Operator) do Rakúska (Verbund) na toky v regióne (prameň: simulačný model vytvorený ČEPS, a.s. v roku 2005).

Ukazuje že touto transakciou sú ovplyvnené všetky interkonektory v regióne. Vo flow based aukcii sa teda aukčná ponuka na túto transakciu musí stretnúť so všetkými ostatnými ponukami v regióne a „prebiť" ich, inak nebude úspešná.



Obr. 6-2 Vplyv flow based metódy transakcie 100MW z Poľska do Rakúska na toky v regióne

6.5 Obchodovanie na spotovom trhu

Obchodovanie na spotovom trhu je uvedený na príklade Energetickej burzy v Prahe [43]. Zadávanie a prehliadanie ponúk/dopytov prebieha v prostredí webovej stránky informačného systému prevádzkovateľa trhu cez užívateľské rozhranie Obchodníka s uzatvorenou zmluvou o prístupe na organizovaný krátkodobý trh (ďalej iba Obchodník). Prístup do informačného systému je obmedzený rozsahom užívateľských práv, ktoré sú

spojené jednotlivými bezpečnostnými prvkami. Prevádzkovateľ trhu obvykle umožní Obchodníkovi pristupovať k existujúcemu prehľadu jeho ponúk/dopytov a modifikovať tieto ponuky/dopyty, pokiaľ už nebolo uzatvorené podávanie ponúk/dopytov pre daný obchodný deň. Obchodníkovi má možnosť dávať otázky nad prehľadom ponúk/dopytov za účelom kontroly údajov na už zaregistrovaných ponukách/dopytoch ešte pred začatím procesu vyhodnocovania a opakované použitie informácií z predchádzajúcich svojich ponúk/dopytov pre definovanie nových ponúk/dopytov.

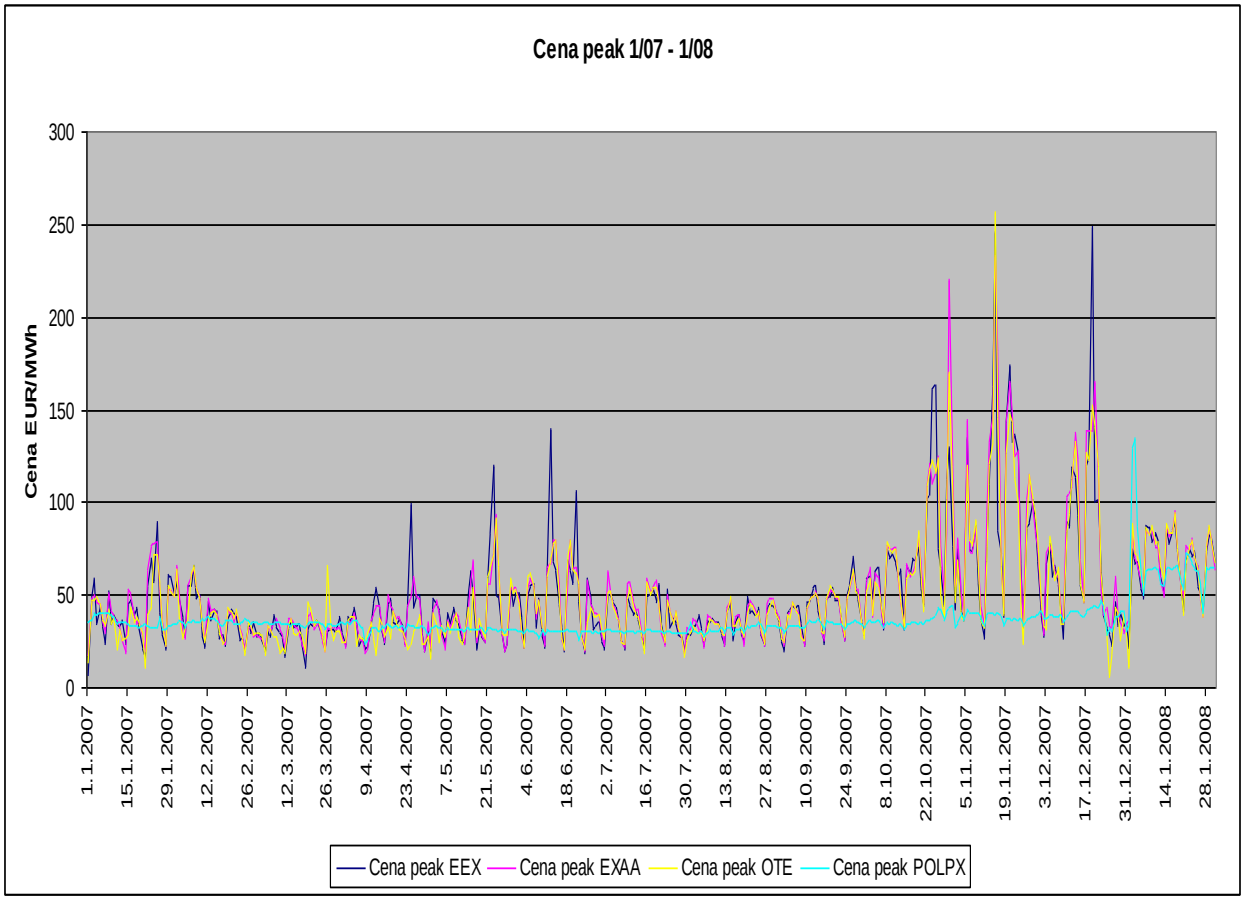
Činnosť obchodníka na trhu

Obchodník môže podávať až 25 rôznych ponúk a 25 rôznych dopytov pre jednotlivé obchodné hodiny daného obchodného dňa. Tieto ponuky a dopyty môže Obchodník podávať iba vtedy, ak má dostatočný zostatok disponibilného finančného zaistenia podľa Obchodných podmienok. Pokiaľ Obchodník nemá dostatočný zostatok disponibilného finančného zaistenia alebo je uzamknutý, jeho ponuka/dopyt nebudú zahrnuté do vyhodnotenia ponúk/dopytov.

Každá z ponúk a dopytov je určená množstvom elektriny za určitú jednotkovú cenu. Cena nezahrňuje daň z elektriny a daň z pridanej hodnoty. Cena vyjadruje maximum, ktoré sú kupujúci ochotní za elektrinu zaplatiť a minimum, ktoré sú predávajúci ochotní za elektrinu prijať. Predajná cena v jednotlivých ponukách musí mať vzostupnú tendenciu, nákupná cena v jednotlivých dopytoch potom má tendenciu zostupnú. Cena elektriny sa zadáva v peňažných jednotkách /MWh.

Vysporiadanie denného trhu

Za účelom vysporiadania denného. trhu je Obchodník povinný zriadiť k účtu definovanom v zmluve o prístupe na organizovaný krátkodobý trh s elektrinou právo k inkasu v prospech prevádzkovateľa trhu. Denné vysporiadanie denného trhu, týkajúce sa vyhodnotenia akceptovaných ponúk/dopytov predchádzajúcich nevysporiadaných obchodných dní, bude vykonané do 14,00 hodín prvého pracovného dňa po skončení obchodného dňa. Výsledkom denného vysporiadania denného trhu bude vydanie platobných alebo inkasných príkazov všetkým dotknutým Obchodníkom z titulu zálohových platieb. Ukážka vývoja cien na spotových trhoch ČR, Nemecka, Poľska a Rakúska 2007/2008 je na grafe (Obr. 6-3).



Obr. 6-3 Vývoj cien na spotových trhoch

Zdroj: EEC [43] : www.eex.de, www.popx.pl, www.ote-cr.cz, www.exaa.at)

7 Finančné aspekty modelu oceňovania odchýlok a ich zúčtovanie

Zmyslom liberalizácie elektroenergetiky je otvorenie odvetvia konkurencii a využitie konkurenčných tlakov na optimalizáciu nákladov a tým najmä minimalizáciu konečných cien elektriny. Vzhľadom na to, že dopravná infraštruktúra tvorí jeden integrovaný celok, ktorého správa musí byť riadená jedným subjektom (vlastníkom), je možné konkurenčné prostredie vytvoriť len na úrovni výroby, kde vlastníctvo zdrojov obvykle už v počiatkoch liberalizácie je diverzifikované a ďalej v administrácii dodávky elektriny konečnému spotrebiteľovi – zákazníkovi.

7.1 Základné požiadavky na zúčtovací mechanizmus a princípy zúčtovania v podmienkach reg. TPA

Základný vzťah v obchodnej rovine je samozrejme ***výrobca → spotrebiteľ***, ktorý je doplnený viacerými medzičlánkami ***výrobca → obchodník ……. → obchodník →spotrebiteľ,*** avšak tento vzťah obchodnej dodávky v ľubovoľných „mutáciách“ však nič nemení na vzťahu fyzikálnych tokov, ktorý zostáva: ***výrobca → dopravná sústava → spotrebiteľ***.

Dopravná sústava sa ďalej delí na prenosovú sústavu integrujúcu celú ES a zaisťujúcu diaľkovú dopravu elektriny a (obvykle) lúčovito štruktúrovanú distribučnú sústavu, zaisťujúcu dopravu elektriny ku koncovým užívateľom. Tým sa vyčleňuje platba za dopravu, ktorá, ako monopolná činnosť je regulovaná regulátorom.

V časti 5.3 sú znázornené základné modely usporiadania článkov trhu v konkurenčnom prostredí. Na jednotlivých obrázkoch (Obr. 5-1 - Obr. 5-4) sú uvedené väzby medzi výrobcom, obchodníkom, prepravcom, distribútorom a spotrebiteľom. Základom zvoleného systému sa stávajú dvojstranné zmluvné vzťahy, na základe ktorých je elektrina dodávaná postupne od výrobcu až k spotrebiteľovi. V uvedenej časti je ďalej uvedený model zúčtovanie systémových služieb. Pri nastavení systémov zúčtovania je snahou nastaviť také prostredie, ktoré by:

- nepodporovalo a nemotivovalo systematické asymetrické chovanie pri stanovovaní obchodnej stratégie (nadmerný nákup elektriny a jej "predaj" prostredníctvom odchýlky alebo nedokup elektriny a čerpanie deficitu zo sústavy prostredníctvom odchýlky
- prenieslo ťarchu nákladov spojených s vyrovnaním odchýlok na tie subjekty, ktoré odchýlky spôsobili

- spôsob určenia nákladov na pokrytie odchýlok a ich rozúčtovanie musí byť nastavený tak, aby nevytváral neprimerane vysoké „sankcie“
- model zúčtovania bol transparentný a čo najjednoduchší
- systém realizácie platieb v procese zúčtovania minimalizoval finančné riziká pre zúčtovateľa (subjekt vykonávajúci zúčtovanie) i subjekty zúčtovania
- systém a mechanizmus zúčtovania a platieb zodpovedal oddeleniu regulovaných činností podľa zákona (prenos, distribúcia, systémové služby, zúčtovanie)
- cenové signály vysielané prostredníctvom zúčtovacieho systému účastníkom trhu ich motivovali k minimalizácii odchýlok v rozsahu ich možností

Špecifiká rôznych mechanizmov zúčtovania a ich využitia na liberalizovanom trhu, mechanizmy tvorby cien a ich okrajové podmienky.

Modely zúčtovania nastavené v jednotlivých krajinách s otvoreným trhom s elektrinou reflektujú v značnej miere historické štruktúry organizácie energetiky a vlastníctva výrobných a prenosových zariadení. Kľúčovou pre nastavenie modelu zúčtovania je väzba na pravidlá trhu a samotnú základnú podobu tohto trhu. Rozhodujúcim je to, či ide historicky o systém založený na prístupe k sieťam, či jedinom kupujúcom, či je zavedený povinný, alebo dobrovoľný krátkodobý (denný) trh, či vôbec existuje organizovaný hodinový spotový trh a aká je jeho likvidita, či existuje vnútrodenný trh s elektrinou, aký je jeho predstih pred reálom, podmienky prístupu na tento trh a jeho skutočná likvidita a dostupnosť pre účastníkov trhu. Rovnako dôležitým faktorom je to, akým spôsobom sú zaisťované a oceňované podporné služby a v tejto súvislosti aj aký je rozsah práv a povinností subjektov trhu vo vzťahu na samoreguláciu (t.j. či existuje určitý administratívny limit odchýlok, vynucovaný v rámci podmienok prístupu k sieti, či existuje iba finančná zodpovednosť).

Všetky tieto faktory sa musia brať do úvahy pri nastavení modelu zúčtovania, pričom pri každej významnej zmene niektorého z uvedených faktorov je nevyhnutné skúmať, akým spôsobom ovplyvní správanie hráčov na trhu a aké dôsledky bude mať pre model zúčtovania.

Možné dôsledky nevhodne nastaveného modelu zúčtovania

V prípade, že neboli správne nastavené parametre zúčtovania odchýlky, je možný vznik viacerých nepríjemných situácií, medzi ktoré patrí:

- Trvale nízka cena odchýlky v porovnaní s nákupnou priemernou cenou silovej elektriny znižuje objem dojednaných kontraktov a presúva krytie dodávky do regulačnej energie.
- Nedostatočná motivácia subjektov zúčtovania k eliminácii vlastnej odchýlky.
- Nedostatočné možnosti subjektov zúčtovania pokryť svoju odchýlku na trhu – zvyšujúce sa náklady najmä pre malých hráčov na trhu.
- Limitovaný trh s regulačnou energiou, ktorý umožňuje trhové manipulácie.
- Možnosť špekulácií medzi regulačnou energiou a odchýlkou.
- Generovanie extra ziskov poskytovateľov zo súčasného využitia regulácie opačného znamienka vo vnútri jednej obchodnej hodiny.
- Klesajúca ochota subjektov trhu k držaniu vlastných rezerv na dlhodobé odchýlky.
- Neakceptovateľne vysoká frekvencia situácií „predchádzanie stavov núdze“ teda použitia regulačných stupňov v situácii, kedy systémové rezervy boli vyčerpané.
- Cenové hry na trhu s podpornými službami a regulačnou energiou.
- Obmedzené možnosti PPS zaistiť výkonový resp. hlavne energetický deficit.
- Zvyšujúce sa nároky na držanie systémových rezerv.
- Obtiažna predikovateľnosť prevádzky ES a zvýšenie systémových rizík.

V rámci postupnej integrácie jednotlivých národných trhov - teda prepojenie trhov pomocou vnútrodenných cezhraničných mechanizmov cez územie viacerých prenosových sústav môže pri nevhodnom nastavení, či nedostatočnej harmonizácii systémov dôjsť k negatívnemu ovplyvňovaniu sústav a k výraznému exportu alebo importu odchýlok. Naopak, v prípade vhodne nastavených a harmonizovaných systémov môže vnútrodenný obchod pôsobiť ako faktor vysoko stabilizujúci prevádzku sústavy.

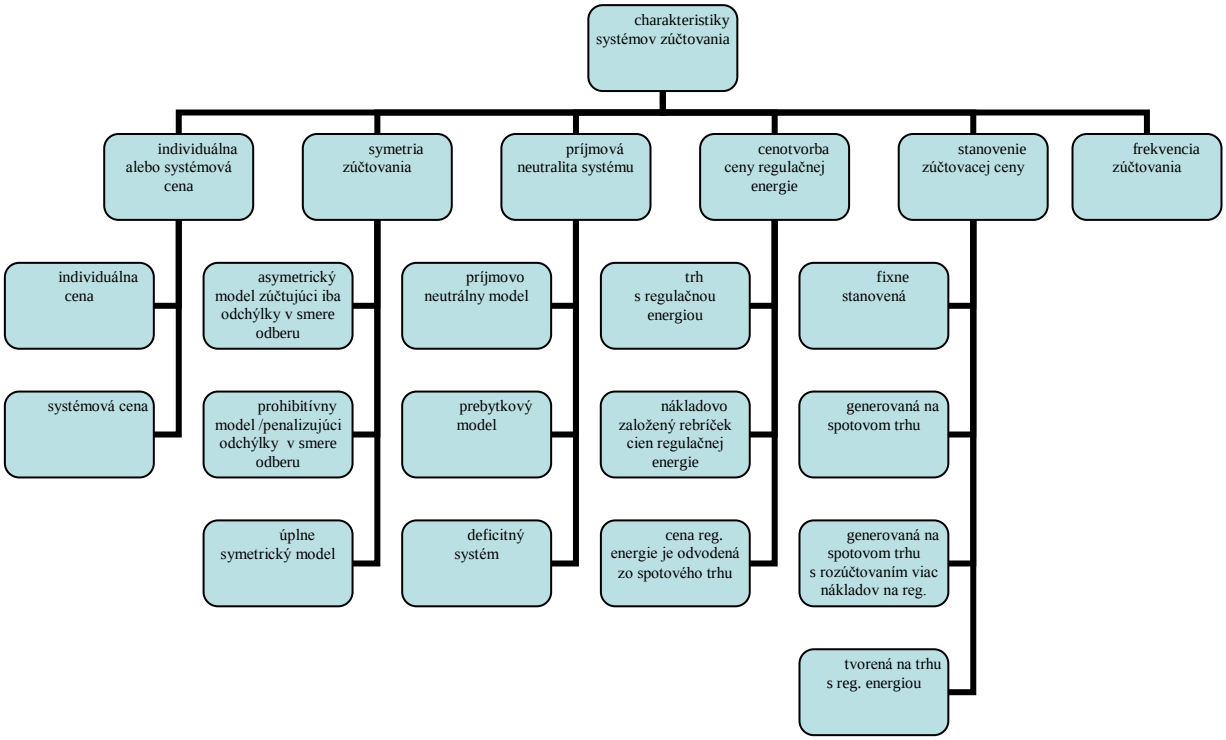
Základné prístupy určenia ceny odchýlky

Všeobecne je možné nájsť dve krajné polohy v prístupe k zúčtovaniu, ktoré určujú medze pre existujúce modely.

Prístup penalizačný chápe odchýlky ako negatívny prejav, ktorý ohrozuje prevádzku sústavy a jej používanie ostatnými. V tomto prístupe sú obvykle výsledné ceny odchýlok nastavené so silno prohibitívnym charakterom a prevyšujú náklady v sústave, vyvolané týmito odchýlkami. Výsledný zúčtovací mechanizmus je nastavený obvykle príjmovo

prebytkový a tento prebytok je často používaný na krytie časti nákladov na držanie systémových rezerv. Cena odchýlky je tvorená určitým násobkom trhovej ceny elektriny, v horšom prípade fixne daným cenovým vzorcom. Nevýhodou týchto modelov je to, že v prípade fixne nastavenej ceny nedobre fungujú v extrémnych cenových podmienkach, pretože cena odchýlky, hoci aj značne prohibitívna, je obvykle nastavená na normálne ceny elektriny. Okrem toho tieto modely majú tendenciu trestať relatívne viac časté malé odchýlky, než občasné veľké odchýlky a nevytvárajú symetrické prostredie. V takomto modeli je cena odchýlok stanovená buď ako fixná cena na 1 MWh odchýlky, alebo je výška ceny 1 MWh odchýlky závislá na percentuálnej veľkosti odchýlky daného subjektu vo väzbe na aktuálnu cenu elektriny. Výhodou použitia tohto modelu je, že ho možno uplatniť aj na menej vyvinutých trhoch, na ktorých nie je zaistená likvidita alebo konkurenčné prostredie na trhu s regulačnou energiou a hrozí trhová manipulácia s cenou.

Prístup nákladový chápe odchýlky ako súčasť určitého ekonomického správania subjektu trhu, ktoré vyvoláva v systéme náklady na jeho riešenie. Tieto náklady sú vyvolané viac momentálnou situáciou v systéme, než odchýlkou konkrétneho subjektu. Z toho vyplýva, že cena odchýlky je daná systémovými nákladmi na riešenie odchýlky a je teda uplatňovaná ako jedna cena pre všetkých. Spôsob určenia nákladov je samozrejme daný mechanizmami, ktorými sa riadi nákup podporných služieb a regulačnej energie. Cena odchýlky je teda všeobecne v každej hodine odlišná a reflektuje situáciu v ES. Výhodou tohto systému je, že vedie k celkovo efektívnejšej alokácii zdrojov a k efektívnejšiemu rozhodovaniu v systéme a obsahuje určité prvky motivácie k správaniu podporujúcemu stabilitu systému. Výsledná cena odchýlky je v úplnej väčšine prípadov značne nižšia než v prohibitívnom systéme, ale v obmedzenom počte prípadov môže byť oveľa vyššia. Tieto systémy môžu byť tak príjmovo prebytkové ako aj príjmovo neutrálne; väčšinou sú nastavené ako príjmovo neutrálne. Podmienkou k účinnému uplatneniu tohto modelu je úplne funkčný a likvidný trh s elektrinou ktorý nevykazuje znaky častého, prípadne systematického deficitu a ďalej aj dostatočne likvidný konkurenčný trh s regulačnou energiou. Na takomto trhu je obvykle regulačná energie obstarávaná iba z menšej časti od poskytovateľov podporných služieb ale naopak z väčšej časti na trhoch s regulačnou energiou organizovaných s malým predstihom pred reálnym časom (30 min až 3 hod).



Obr. 7-1 Charakteristiky identifikácie typov systémov zúčtovania

Typy systémov zúčtovania je možné identifikovať podľa viacerých kritérií. Schéma týchto hlavných charakteristík je uvedená na (Obr. 7-1). V práci sú uvedené len základné charakteristiky uvedených kritérií.

Individuálna alebo systémová cena

Individuálna cena - v tomto modeli (použitom napr. v ČR v roku 2001) je cena stanovená a účtovaná každému subjektu za jeho odchýlku bez ohľadu na stav v sústave [43]. Každý subjekt teda pozná dopredu svoje budúce náklady spojené s odchýlkou. Takáto cena vstupuje priamo do optimalizačných výpočtov, nie je zaťažená žiadnym pravdepodobnostným rozložením. Cena odchýlky v tomto modeli je stanovená obvykle pásmovo v Peňažných jednotkách [PJ/MWh] odchýlky pre jednotlivé pásma odchýlok. Ocenenie odchýlky môže byť zložené alebo marginálne. Model individuálnej ceny býva obvykle nastavený ako príjmovo prebytkový a jeho súčasťou musia byť dopredu pevne stanovené ceny za regulačnú energiu, ktoré sú vzaté v úvahu pri nastavení cien odchýlok. Jedným z problémov ktoré je nutné riešiť sú odchýlky salda zahraničia u prevádzkovateľa prenosovej sústavy, ktoré pre neho vytvárajú systematickú stratu. Takýto systém, pokiaľ vykonáva zúčtovanie samostatný Operátor Trhu (OTE), ktorý nie je vybavený dostatočným vlastným kapitálom, alebo štátnymi garanciami, môže byť pre zúčtovateľa pri nevhodne nastavenej bilancii značne rizikový, pretože v priebehu zúčtovania vzniká strata,

ktorá môže pomerne rýchle presiahnuť základné imanie zúčtovateľa. Vzhľadom na odlišné ceny na trhu by mal mať model s pevnými cenami nastavené ceny zvlášť aspoň pre špičkové a mimo špičkové hodiny.

Systémová cena - pre všetky odchýlky je stanovená rovnaká. Tá môže byť fixná a potom je stanovená v PJ/MWh odchýlky ako plošná sadzba. V takom prípade musí byť stanovená značne prohibitívne, aby ubránila systém proti zneužitiu. Musí byť nastavená tak, aby významne prevyšovala cenu špičkovej energie, inak vedie k zneužívaniu systémovej solidarity a krytiu špičiek diagramu prostredníctvom regulačnej energie. Obvykle je stanovená výrazne odlišná cena pre kladnú a zápornú odchýlku a výsledkom je príjmovo prebytkový systém [43].

Druhou možnosťou je kalkulácia ceny podľa trhových podmienok na základe nákladov na vyrovnanie systémovej odchýlky regulačnej energie a je uplatnená plošne na každú MWh odchýlky. V závislosti od symetrie systému je potom treba stanoviť aj mechanizmus pre určenie zúčtovacej ceny v prípade, kedy systémová odchýlka je nulová a nebola dodaná žiadna regulačná energia (suma kladných odchýlok sa práve rovná sume záporných odchýlok). Prípadne môže byť zúčtovacia cena stanovená ako trhová cena na spotovom trhu (viď ďalej). Opäť býva odlišná cena kladnej a zápornej odchýlky s tým, že rozdiel medzi nimi buď zodpovedá dodatočným nákladom na opatrenia regulačnej energie (príjmovo neutrálny systém) alebo je vyšší.

Symetria zúčtovania

Symetria zúčtovania je určená hlavne spôsobom, akým sú zúčtovávané kladné i záporné odchýlky. Pri asymetrickom modeli [43] sú zúčtovávané iba kladné odchýlky za ktoré každý hradí zúčtovaciu cenu. Záporná odchýlka nie je hradená ani kompenzovaná. Pri zavedení takéhoto systému je možné očakávať asymetrické správanie subjektov na trhu. A asymetrické správanie vyplýva zo skutočnosti, že sankcia za nerealizovaný odber je v prostredí „take or pay“ kontraktov - 100% (platba dodávateľovi) alebo sankcia na prekročenie odberu alebo nedodanie je daná rozdielom ceny príslušnej odchýlky a ceny energie na trhu. Takýto systém do určitej miery podporuje produktovo orientovaný predaj elektriny, pretože neposkytuje kompenzáciu za "nerealizovaný odber". Na druhej strane vedie k systematickému podhodnocovaniu diagramov a k trvalému čerpaniu kladnej regulácie. Tento model bol použitý v ČR v roku 2001 a výsledky a správania hráčov v tomto zmysle sú signifikantné. Systém ako celok je príjmovo prebytkový. Problém vzniká u odchýlok vzniknutých u salda zahraničí, ktoré sú svojim charakterom vždy symetrické, a vyvolané nepredvídané náklady prevádzkovateľa sústavy musia byť kryté

z prostriedkov na systémové služby. Systém zlyháva v prípade výrazných prekupov, pretože je problém zaistiť dostatok zápornej regulačnej energie za nulovú cenu alebo je systém v takom období deficitný.

Pri penalizačnom modeli [43] subjekt zúčtovania platí za kladné i záporné odchýlky – tento model prakticky nie je možné zmysluplne uplatniť v úplne otvorenom trhovom prostredí, založenom na bilaterálnych (take or pay) kontraktoch, pretože asymetria by spôsobila ešte väčšie podhodnocovanie diagramov než u asymetrického modelu. Nastavenie vyšších cien odchýlky by potom roztáčalo špirálu, ktorá by zvyšovala platby účastníkov a súčasne výnosy zúčtovateľa. Systém prakticky nemôže byť príjmovo neutrálny.

V úplne symetrickom modeli [43] pôvodca kladnej odchýlky hradí do systému zúčtovania zúčtovaciu cenu kladnej odchýlky za každú MWh kladnej odchýlky. Pôvodca zápornej odchýlky dostáva uhradenú zo systému zúčtovania zúčtovaciu cenu zápornej odchýlky za každú MWh tejto odchýlky. Zúčtovacia cena zápornej odchýlky môže byť aj záporná. V takom prípade to znamená naopak platbu subjektu zúčtovania do systému za neodobratú energiu. Energia je tak vlastne zaplatená dvakrát – raz dodávateľovi, po druhý krát do systému zúčtovania.

Príjmová neutralita systému zúčtovania

Príjmovo neutrálny systém je charakteristický pre najvyspelejšie otvorené trhové modely. Je založený na princípe[43], že v každej zúčtovacej perióde (hodina, polhodina, štvrťhodina) sa suma výdajov rovná sume príjmov. Obvykle je taký systém spojený s úplne symetrickým modelom zúčtovania. Potom na strane príjmov figurujú príjmy za odchýlky a príjmy za zápornú regulačnú energiu, na strane výdajov potom výdaje za záporné odchýlky a výdaje za nakúpenú regulačnú energiu. Cena odráža v každej hodine hodnotu energie vo vzťahu na skutočnú situáciu v sústave. Náklady na vlastné zúčtovanie sú v tomto modeli kryté zvláštnou sadzbou a sú kalkulované podľa skutočných (uznaných) nákladov na zaistenie zúčtovania. Tento systém bol použitý v ČR v období 2002 až 2006 a bol nahradený príjmovo prebytkovým systémom.

Príjmovo prebytkový systém je nastavený tak, že okamžité ceny odchýlok sú určené nezávisle od množstva a ceny regulačnej energie, potrebnej na ich vyrovnanie. Ceny sú buď nastavené vopred fixne (napr. rozhodnutím regulátora), potom je prebytok systému závislý tak na rozhodnutí regulátora, ako aj na kvalite vstupných predikcií a hypotéz. Systém môže byť nastavený aj tak, že ceny sú kalkulované podľa aktuálnych parametrov odchýlok a regulačnej energie. Rozdiel medzi príjmami a výdajmi je využívaný tak na

financovanie činnosti zúčtovateľa, ako aj prípadne na krytie nákladov na systémové služby. Takýto systém je nastavený od roku 2007 v ČR [43]. Cena odchýlky je stanovená ako marginálna (najvyššie dosiahnutá) cena regulačnej energie s tým, že v závislosti na veľkosti systémovej odchýlky je stanovená minimálna zúčtovacia cena. Na strane regulačnej energie je nastavený režim ponukových cien (každý dodávateľ regulačnej energie dostane uhradenú svoju požadovanú cenu).

Tvorba ceny regulačnej energie

Trh s regulačnou energiou [43] ovplyvňuje cenovú hladinu odchýlok a stratégiu hráčov na trhu tak na strane dodávateľov regulačnej energie, ako aj na strane dodávateľov a odberateľov silovej elektriny. Cena regulačnej energie je vytvorená na trhu s regulačnou energiou. Pretože vo väzbe na veľkosti odchýlok tento segment trhu tvorí minimálne 3 % konečnej spotreby, je často likvidnejší a atraktívnejší než spotový trh. Jednotliví poskytovatelia regulačnej energie podávajú cenové ponuky (po zdrojoch alebo skupinách zdrojov) na čisto trhových ponukách alebo na auditovaných nákladoch. Zoraďovanie (a využitie ponúk pre reguláciu) je vykonávané v poradí podľa cenových ponúk. Výsledná cena je potom stanovená buď v režime „pay as bid“, teda každý, ktorý bol vybratý, dostane cenu rovnajúcu sa svojej ponuke, alebo v režime „marginálne ceny“, kde každý, kto bol vybratý, dostane cenu najvyššej prijatej ponuky. Voľba medzi systémom „pay as bid“ a „marginálnej ceny“ záleží na ostatných podmienkach. Ak je trh úplne otvorený a dostatočne likvidný, je možné použiť systém marginálnej ceny. V rovnovážnom systéme, kde výška odchýlky je (samo) regulovaná aj inými mechanizmami, alebo v prípade nedostatočnej likvidity systému a možnosti trhových manipulácií na trhu s regulačnou energiou, je vhodnejšie použiť systém, „pay as bid“, ktorý vedie celkovo k nižším cenám odchýlok.

Nákladovo založený rebríček cien regulačnej energie je možné použiť v prípadoch, kedy v relatívne uzatvorenom trhovom prostredí existuje jeden výrazne dominantný subjekt alebo niekoľko potenciálne spriaznených subjektov [43]. Podstata spočíva v tom, že na základe analýzy typu zdrojov v ES, modelu ich účasti na regulačných službách a ich nákladových charakteristík stanoví regulačná autorita (regulačný úrad) typový cenový rebríček pre jednotlivé typické obdobia. Takýto rebríček v určitom počte diskrétnych krokov definuje (obvykle na princípe marginálnej ceny) pre jednotlivé úrovne systémovej odchýlky cenu regulačnej energie. V každom okamihu tak veľkosti systémovej odchýlky zodpovedá jeden stupeň na rebríčku “cena energie“. Táto cena je potom hradená bez

ohľadu na typ konkrétneho zdroja (zdrojov) dodávajúcich regulačnú energiu za každú MWh. Výhodou tohto systému je, že ho možno využiť ako počiatočný cenotvorný mechanizmus, ktorý je možné neskôr (pri rozvoji trhu s regulačnou energiou a dostatočnej konkurencii) ľahko zmeniť na trhový model, založený na ponukových cenách.

Cena regulačnej energie je odvodená zo spotového trhu (priamo alebo pomocou koeficientu). Výhodou je dobrá predikovateľnosť výšky ceny. Nevýhodou je jednak skutočnosť, že pri viacerých ponukách regulačnej energie je rovnako nutné použiť nejaké kritérium pre vytvorenie poradia (auditované ceny), jednak časový odstup spotového (denného) trhu od okamihu čerpania energie. Môže potom nastať situácia, kedy je cena nedostatočne motivujúca k ponuke a dodávatelia regulačnej energie znižujú jej ponuku. Kritickou podmienkou je potom to, aby bol príslušný spotový trh likvidný a generoval relevantné cenové signály. V súčasnej dobe je takým trhom v Európe jedine Nordpool [43]. Hlavnými problémami je, že cena spotového trhu je známa vopred a správanie hráčov je potom ovplyvnené skutočnosťou, že (známu) cenu priamo zakalkulujú do cenovej stratégie alebo silní hráči na trhu môžu svojou ponukou manipulovať s cenou na spotovom trhu a ovplyvniť tak cenu (svojej) odchýlky, obvykle v neprospech ostatných.

Stanovenie zúčtovacej ceny [43] spolu s tvorbou ceny regulačnej energie je kľúčovým faktorom. Môže nastať viacero prípadov.

Zúčtovacia cena fixne stanovená. Tento systém je možné použiť iba v ranných fázach otvárania trhu, pred konštituovaním krátkodobých obchodov (či už OTC alebo spot) a produktovo orientovaných obchodov (špička, základ). Fixná cena aj keď je časovo štruktúrovaná, nie je schopná odrážať okamžitú hodnotu regulačnej energie a tým aj odchýlky. V niektorých prípadoch zbytočne prohibitívna voči účastníkom trhu, v iných prípadoch nezaisťuje dostatočnú motiváciu dodávateľov regulačnej energie a môže viesť k deficitom regulačných výkonov.

Zúčtovacia cena generovaná na spotovom trhu a tento model je možné použiť v prípadoch, že spotový trh je dostatočne likvidný a imúnny voči cenovým manipuláciám. Tento model sa nedá odporučiť pre počiatočné fázy otvárania trhu ako aj tam, kde bol spotový trh otvorený (skúsenosti z ČR). Zúčtovacia cena generovaná na spotovom trhu s rozúčtovaním viacnákladov na regulačnú energiu. Tento model je vylepšením predchádzajúceho. Predpokladá paralelný trh s regulačnou energiou a silovou elektrinou na spotovom trhu. Základom zúčtovania je cena zo spotového trhu, ktorá je upravovaná v prípade cenového diferenciálu medzi cenou regulačnej energie a cenou spotového trhu. Platí to isté, čo pre predchádzajúci model, pokiaľ je trh nelikvidný a náchylný k

špekuláciám, je týmito špekuláciami ovplyvnená aj cena odchýlky, čo v mnohých prípadoch stimuluje špekulácie a spotovému trhu spätne škodí (z tohto dôvodu bol v ČR po zlých skúsenostiach zmenený model zúčtovania v roku 2003).

Najrozšírenejším modelom v trhových systémoch je keď zúčtovacia cena tvorená na trhu s regulačnou energiou. Cena odchýlky je generovaná cenou stanovenou na trhu s regulačnou energiou, odráža okamžitú hodnotu energie v okamihu, kedy je (prostredníctvom odchýlky) „dopytovaná“ a zaisťuje najúčinnejšiu spätnú väzbu na účastníkov trhu. Takýto model musí byť sprevádzaný dostatkom „on line „ informácií pre účastníkov trhu o stave sústavy, okamžitej bilancii (hodinovej) a dosiahnutej cene. Systém obsahuje silné autoregulačné prvky a v spojení s cenotvorbou regulačnej energie môže stabilizovať sústavu. Model je používaný v Škandinávii, Veľkej Británii, Španielsku ČR a Holandsku a je preferovaný v odborných materiáloch spracovávaných pre Európsku komisiu a v ETSO [43].

Konkrétne modely zúčtovania v jednotlivých krajinách sú potom viac či menej konzistentným spojením jednotlivých prvkov. Čisto trhové systémy sú typické pre otvorené trhy bez jasnej dominancie (výnimkou je ČR, kde ČEZ je stále ešte silne dominantným). Prohibitívne systémy s fixnou alebo nákladovou cenou sú vlastné krajinám s menej trhovou štruktúrou dodávok.

Frekvencia zúčtovania stanovuje ako často bývajú vyhodnotené odchýlky. Toto musí byť (spolu s platbami) vykonávané denne s cieľom zaistenia dostatočnej spätnej väzby a účinku zúčtovania na samoreguláciu subjektov. Vlastné zúčtovanie, teda finančná úhrada je nastavená rôzne. Závisí predovšetkým od kvality legislatívy, miery liberálnosti trhu a vymáhateľnosti práva a tiež od výšky finančných garancií poskytovaných zúčtovateľovi jednotlivými subjektami zúčtovania. Kde je zámerom otvorenie trhu aj pre menších hráčov (obchodníkov, dodávateľov, výrobcov) je prakticky nevyhnutné zúčtovávať v kratšom horizonte až na úroveň denného zúčtovania. Tento koncept sa postupne presadzuje na všetkých liberálnych trhoch. Faktúrovanie potom obvykle prebieha v cykle kalendárnych mesiacov bez ohľadu na spôsob vysporiadania platieb.

7.2 Všeobecné požiadavky na vhodný model v podmienkach SR

Na základe analýzy prístupov tvorby ceny za odchýlky, nákupu regulačnej energie a špecifických podmienok SR je možné definovať nasledovné požiadavky na vhodný model:

Cena by mala odrážať skutočnosť, že systémové rezervy (PpS) nie sú určené ako súčasť obchodnej stratégie, ale ako prostriedok pre istenie náhodných vplyvov. Nemala by umožňovať, aby systémové rezervy boli užívané systematicky ako jeden z implicitných výrobných zdrojov pre pokrytie diagramu subjektov trhu. Avšak cena odchýlky by nemala byť vysoká v okamihu, kedy systémová odchýlka je malá a nevyvoláva v sústave žiadne významné náklady .

Dodanie regulačnej energie na úkor plnenia dojednanej dodávky nesmie priniesť dotyčnému subjektu výhodu Pomocou doplnkových mechanizmov ako je „balancing mechanism“ sa budú posilňovať nepriame nástroje riadenia. Je dôležité zaistiť, aby subjekt dodávajúci regulačnú energiu bol odmenený za to, že skutočne dodá v danú hodinu do ES potrebnou energiu navyše, a nie za to že prostredníctvom nastaveného systému zúčtovania „premenuje“ časť dodávanej energie na regulačnú a získa z tohto kroku cenovú výhodu. V rovnici vyhodnotenia odchýlky figurujú celkom až 4 premenné: odchýlka, dojednaná energia, skutočná energia a regulačná energia. V okamihu ponuky regulačnej energie subjekt už nemôže ovplyvniť dojednanú veľkosť. Ostatné tri parametre môže ovplyvniť. Pokiaľ predá regulačnú energiu a súčasne o tento predaj zvýši skutočnú dodávku, je potreba systému naplnená a odchýlka je nemenná. Ak však predá regulačnú energiu bez toho aby zmenil skutočnú dodávku (odber), výsledkom je, že dodá regulačnú energiu a tým súčasne vytvorí odchýlku a ak cena za regulačnú energiu bude vyššia ako cena za odchýlku, daný subjekt zarobí cenový rozdiel jednoduchým aktom predaja regulačnej energie bez toho, aby inak čokoľvek urobil. To by okamžite znehodnotilo zmysel celého balancing marketu a urobilo by z neho nie stroj na zaobstarávanie regulačného výkonu, ale obyčajný stroj na peniaze. Teda v žiadnej situácii nesmie byť cena odchýlky nižšia než cena regulačnej energie, alebo, subjekt nedostane uhradenú regulačnú energiu v rozsahu, v ktorom spôsobil odchýlku.

Je možné vytvoriť príjmovo prebytkový systém zúčtovania vytvárajúci zdroje pre pokrytie časti podporných služieb.

Je potrebné vytvoriť systém pokiaľ možno čo najsymetrickejší z hľadiska vytvárania odchýlok. Pre subjekt zúčtovania musí byť pokiaľ možno rovnako (ne)výhodné spôsobiť kladnú i zápornú odchýlku (minimalizácia asymetrií z hľadiska zaisťovania obchodných potrieb účastníkov trhu.

Je nevyhnutné vytvoriť čo najväčšiu adresnosť systému aby náklady na riešenie odchýlky znášali tí, ktorí ju vyvolali. Na druhej strane pôvodcovia odchýlok by nemali hradiť (v neprimeranom rozsahu) náklady vyvolané v sústave inými subjektmi. Náklady na

riešenie odchýlky sú v zásade náklady premenné. Náklady na držanie systémových rezerv nie je možné chápať ako náklady na riešenie tej ktorej odchýlky, ale ako náklady na spoľahlivosť sústavy, ktoré budú musieť byť vynaložené aj v prípade, že v 95 % času bude odchýlka minimálna. Avšak veľkosť hlavne pomalších rezerv typu TRV30+ resp. TRV30- a TRVh je ovplyvnená veľkosťou odchýlok v sústave. Preto môže byť obmedzená časť nákladov na držanie týchto rezerv alokovaná do ceny odchýlok.

Cena odchýlky by nemala byť ovplyvnená manipuláciami na trhu so silovou elektrinou.

Je potrebné motivovať poskytovateľov k ponukám regulačnej energie v celej škále cien od úrovne premenných nákladov až po cenové špičky.

Slovenská energetika je systémom so silne dominantným postavením SE v dodávke regulačnej energie preto model musí:

- zaistiť primeranú cenovú hladinu odchýlky, musí existovať dostatočná záruka proti zneužitiu trhovej sily;
- umožniť prístup k dodávke regulačnej energie ďalším subjektom na trhu za neznevýhodňujúcich podmienok bez toho, aby ohrozil disponibilitu výkonov;
- byť administrovateľný vo všetkých režimoch riadenia sústavy (central scheduling + central dispatch, self scheduling + central dispatch, self scheduling + self dispatch);
- zabezpečiť aby model ocenenia regulačnej energie bol viazaný na model ocenenia podporných služieb.

7.3 Model ocenenia odchýlok a regulačnej energie v SR, vývoj a hodnotenie

Základné podmienky modelu

Regulačná energia je dodávaná hlavne v rámci poskytovania PpS. Cena PpS je priamo alebo nepriamo regulovaná a je odvodená od nákladov jednotlivých zdrojov poskytujúcich PpS aj od ceny podporných služieb na okolitých trhoch a od ceny silovej elektriny. Podporné služby dodávajú konkurujúce si subjekty na strane výroby poskytujúce PpS zo zdrojov splňujúcich technické podmienky.

Cena regulačnej energie je limitovaná maximálnou cenou stanovenou ÚRSO a to zvlášť pre kladnú a zápornú regulačnú energiu a to v pásmach špičky a mimošpičky pre letnú a zimnú sezónu zvlášť. V rámci stanoveného limitu je cena regulačnej energie určená

v dennej príprave prevádzky dodávateľom úplne voľne. Môže byť teda uplatnená v ľubovoľnej výške (obmedzenej limitom) všeobecne pre každú hodinu zvlášť.

Regulačná energia môže byť dodávaná zo zahraničia v prípadoch nedostatku zo zdrojov v SR a ďalej v prípade značne nižšej ceny než zodpovedá cenovej ponuke zo zdrojov v SR. Táto možnosť je limitovaná existenciou vnútrodenného mechanizmu obchodovania so susedným PPS a vo vnútri susedného systému. V podmienkach Slovenska je možná prakticky len na hranici s ČR pretože ani v Poľsku ani v Maďarsku neexistuje vnútrodenné obchodovanie a z toho dôvodu nie je implementovaný žiadny vnútrodenný cezhraničný mechanizmus s týmito krajinami. Cena regulačnej energie zo zahraničia je zmluvná, avšak s ohľadom na nastavenie limitov regulátorom musí spĺňať limitné ceny stanovené ÚRSO, resp. z dikcie Rozhodnutí vyplýva, že SEPS nie je oprávnený uzatvárať zmluvy na dodávku regulačnej energie za vyššie ceny.

Cena regulačnej energie je stanovená :

- pre kladnú regulačnú energiu ako najvyššia (marginálna) cena využitej energie;
- pre zápornú regulačnú energiu ako najnižšia cena využitej energie.

Tuto cenu dostanú uhradenú všetci dodávatelia regulačnej energie v danej hodine. Cena odchýlky je systémová, t.j. stanoví sa jedna cena platná pre kladnú odchýlku i zápornú odchýlku v danej hodine, ktorou uhradia všetky subjekty s kladnou odchýlkou a dostanú uhradené všetky subjekty so zápornou odchýlkou. Je stanovená ako cena prevažujúcej regulačnej energie t.j. v prípade kladnej systémovej odchýlky je to cena regulačnej energie kladnej, v prípade zápornej systémovej odchýlky cena regulačnej energie zápornej.

Subjektmi zúčtovania v súčasnej dobe sú SEPS, a.s., ZSE, a.s., VSE, a.s., SSE,a.s. - povinne a ostatní účastníci trhu (v súčasnej dobe cca 50 subjektov) podľa vlastnej voľby.

Obchodovať so zahraničím môžu iba subjekty zúčtovania. Subjektom zúčtovania sa stane akýkoľvek oprávnený zákazník alebo držiteľ licencie ÚRSO na distribúciu-rozvod, obchod alebo výrobu, ktorý uzatvorí zmluvu so zúčtovateľom odchýlok (SEPS, a.s.). Zmluva je podmienená zložením finančných garancií a záväzkom odovzdávania dát. V zmluve je taktiež ustanovené, či subjekt zúčtovania dodáva regulačnú energiu (z výrobných zdrojov, zo zahraničia, prípadne neskôr znížením spotreby) a ako sa vyhodnocuje.

Definícia odchýlky a jej zúčtovanie

Odchýlka je definovaná pre subjekt zúčtovania nedodávajúci regulačnú energiu ako :

$$O_i = E_{sml,i} - E_{sk,i} \qquad (7.1)$$

kde:
$E_{sml,i}$ - súčet všetkých hodnôt dodávok a odberov elektriny subjektu zúčtovania v i.- tej obchodnej hodine dojednaných s ostatnými subjektmi zúčtovania a registrovaných zúčtovateľom SEPS podľa podmienok obchodného kódexu,
$E_{sk,i}$ - súčet všetkých skutočných (nameraných) dodávok a odberov daného subjektu zúčtovania v i-tej obchodnej hodine.

Pre subjekt dodávajúci regulačnú energiu potom ako :

$$O_i = E_{sml,i} - E_{sk,i} + E_{reg,i} \qquad (7.2)$$

a ďalej

$$E_{reg,i} = E_{reg,i,odb} + E_{reg,i,dod} \qquad (7.3)$$

Kde:

$E_{reg,i,\ odb}$ - súčet všetkých dodávok regulačnej energie (saldo) daného subjektu zúčtovania v jeho odberných miestach podľa vyhodnotenia v i-tej obchodnej hodine
$E_{reg,i,\ dod}$ - súčet všetkých dodávok regulačne energie (saldo) daného subjektu zúčtovania v odovzdávacích miestach zdrojov poskytujúcich podporné služby podľa vyhodnotenia v i-tej obchodnej hodine.

Jednotková cena odchýlky je pre všetkých účastníkov stanovená ako :

cena kladnej odchýlky: $C^+ = C_z + C_v$ (EURO/MWh)

cena zápornej odchýlky: $C^- = C_z - C_v$ (EURO/MWh)

kde:

C^+ = jednotková cena kladnej odchýlky (EURO/MWh)
C^- = jednotková cena zápornej odchýlky (EURO/MWh)
C_z = zúčtovacia cena (EURO/MWh)
C_v= jednotková cena viacnákladov (EURO/MWh)

Náklady navyše vzniknú, ak je v jednej hodine využitá kladná aj záporná regulačná energia súčasne – napr. pri prudkých zmenách diagramu spotreby alebo výroby vo vnútri hodiny. Táto situácia môže typicky nastať napr. ak je pre pokrytie značnej odchýlky zaistená regulačná energia zo zahraničia alebo z najatej studenej zálohy nezávislého zdroja PpS, ale v priebehu danej hodiny dôjde k značnému poklesu zaťaženia, takže prebytok energie je odregulovaný sekundárnou alebo terciálnou reguláciou. Na konci hodiny síce dôjde k ukončeniu havarijnej výmeny so zahraničím alebo k odstaveniu zdroja, ale v danej hodine došlo súčasne k poskytnutiu kladnej regulácie (zahraničie, IPP) a zápornej regulácie (zdroje poskytujúce SR resp. TR), pričom oboje musí byť za stanovené ceny uhradené.

V systéme ale existuje v danej hodine iba systémová odchýlka, ktorá sa rovná súčtu týchto energií a je teda nižšia než suma dodanej kladnej energie.

Jednotková cena viacnákladov C_v (Sk/MWh) sa stanoví takto:

$$C_V = \frac{\sum E_{reg,j} . c_{reg,j} - c_z . \sum E_{reg,j}}{\sum ABS(O_i)} \qquad (7.4)$$

kde:

Ereg,j -	dodaná regulačná energia od j-tého subjektu	(MWh)
creg,j -	cena regulačnej energie od j-tého subjektu	(EURO/MWh)
cz -	zúčtovacia cena	(EURO/MWh)
Oi -	odchýlka i-tého subjektu zúčtovania	(MWh)

Do systému zúčtovania odchýlok vstupuje dojednané množstvo regulačnej energie registrovanej v zúčtovacom systéme medzi účastníkmi trhu a skutočnej hodnoty výroby alebo spotreby, zistenej prevádzkovateľmi distribučných sústav zodpovednými za meranie na základe priebežného merania s diaľkovým odpočtom, estimovaných (odhadnutých) hodnôt (u merania bez diaľkového odpočtu) a pomocou záťažových profilov (v prípade absencie priebežného merania).

Skúsenosti s modelom zúčtovania

Používaný model zúčtovania je v prevádzke prakticky od roku 2005. Na začiatku bol problém so zisťovaním dát v požadovanom režime, v súčasnej dobe už zúčtovanie prebieha pravidelne. Z hľadiska dopadov systému na trh s elektrinou je nutné hodnotiť tieto oblasti:

- Včasnosť zúčtovania, dostupnosť informácií a možnosti overenia a reklamácií.
- Na začiatku zúčtovania boli značné problémy s kvalitou informácií o zúčtovaných odchýlkach. Hodnoty zúčtovaných odchýlok neboli boli, často opravované a neposkytovali vierohodný obraz o skutočných odchýlkach v sústave. Postupom času sa kvalita zúčtovania zlepšila.

Z pohľadu presnosti a kvality zúčtovania existujú stále pochybnosti, týkajúce sa použitého decentralizovaného vyhodnocovania merania vykonávaného PDS. To je na jednej strane jednoduchšie a pohodlnejšie pre SEPS ako zúčtovateľa, pretože spracovanie a agregácia skutočných dát je vykonávaná samotnými PDS a rozsah vymieňaných dát je tým obmedzený. To má za následok pokles rizík porúch prenosov dát, vyvolávajúcich oneskorenie zúčtovania a samotný zúčtovací systém je výrazne jednoduchší s nižšími nákladmi. Na druhej strane je reklamačný proces veľmi komplikovaný a znamená obtiažnu komunikáciu medzi subjektom zúčtovania, zúčtovateľom (SEPS) a PDS zodpovednými za

meranie. Vzhľadom na zisťovanie agregovaných hodnôt skutočných dodávok, či odberov samostatne v jednotlivých distribučných sústavách je pre subjekt zúčtovania v komunikácii so SEPS obtiažne identifikovať chyby v meraní. Systém zúčtovania taktiež neposkytuje centralizovaný informační servis pre účastníkov trhu s elektrinou, poskytujúci napr. fakturačné podklady. Tieto služby musia byť dohodnuté medzi dodávateľmi a distribútormi v rámcových zmluvách. Zásady takých zmlúv sú síce stanovené v prevádzkových poriadkoch schválených ÚRSO, avšak nie sú úplne štandardizované. Trh s elektrinou z hľadiska jeho obsluhy zúčtovacím systémom je tak zbytočne fragmentovaný. V porovnaní s centralizovaným systémom zberu dát napr. v ČR (OTE) je decentralizovaný systém jednoduchší, ale menej transparentný a otvorený k účastníkom trhu (najmä novým dodávateľom, prenikajúcim do sietí PDS). Pre zlepšenie stavu v tejto oblasti by bolo účelné, buď v budúcnosti prejsť na centralizovaný systém zberu a spracovania dát, alebo štandardizovať podmienky jednotlivých PDS a rozšíriť ich činnosť v oblasti zberu a spracovania dát aj o ich poskytovanie účastníkom trhu ako štandardnú povinnú službu.

Cenotvorba zúčtovacej ceny

Zdroje poskytujúce PpS sú v podstate jediným zdrojom regulačnej energie. Vyrovnávací trh s energiou nie je zavedený a dodávky zo zahraničia sú prakticky obmedzené na čerpanie havarijných výpomocí. Napriek tomu, že stúpa počet poskytovateľov podporných služieb a tým aj regulačnej energie, nedá sa zatiaľ hovoriť o úplne likvidnom trhu. Využitie pomalších druhov rezerv je obmedzené a ich nástup neprebieha celkom podľa poradia ponúkaných cien. V prípade sekundárnej regulácie potom jej riadenie zo samej podstaty nereflektuje cenové ponuky vôbec. Úloha sekundárnej regulácie spočíva v paralelnej spolupráci všetkých zapojených zdrojov rýchle vyrovnať dynamickú odchýlku, to znamená, že na regulácii sa vždy a v každom okamihu zúčastnia všetky zdroje zaradené do sekundárnej regulácie a to v rozsahu svojich certifikovaných dynamických možností. Ponuková cena by potom bola doplnkovým údajom, podľa ktorého by sa tak či tak nerozhodovalo o rozsahu nasadenia zdroja, pokiaľ by nemala byť popretá samotná podstata tohto typu regulácie.

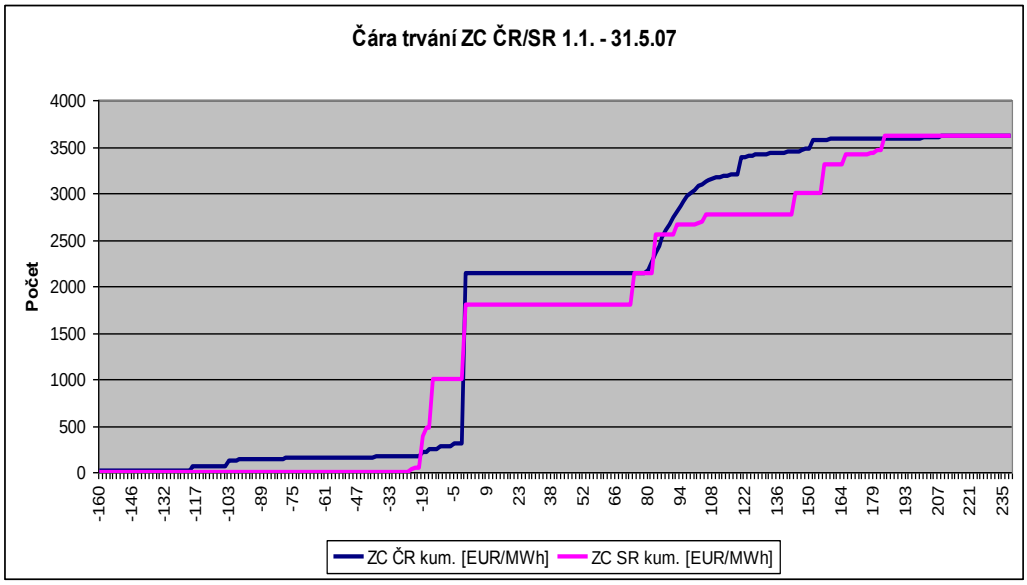
Ceny podporných služieb sú tak atraktívne v pomere k cenám elektriny a tvoria u všetkých služieb rozhodujúcu časť výnosov. V takom prostredí motivácia dodávateľov regulačnej energie k ponuke ceny odchyľujúcej sa od cenového limitu stanoveného ÚRSO, je prakticky nulová. Na základe analýzy výskytu zúčtovacích cien je možné predpokladať (aj keď podrobné údaje o ponukových cenách SEPS nezverejňuje), že všetky ceny sa buď rovnajú limitu, alebo sú zoradené tesne pod ním. S použitím mechanizmu tvorby

zúčtovacej ceny to potom vedie k situácii, kedy táto nie je spojitá, ale nadobúda prakticky výhradne hodnoty cenových limitov v príslušných časových pásmach pre jednotlivé typy regulačných energií. Dochádza teda len k preskokom z limitnej ceny kladnej regulačnej energie na limitnú cenu zápornej regulačnej energie v prípade zmeny smeru systémovej odchýlky, alebo k zmene limitnej ceny na hranici definovaných časových pásiem (nočná vs. denná limitná cena a pod.). Cenové limity majú pritom značne penalizačný charakter (napr. 6 000 SK/MWh v špičke, 3 400 SK/MWh mimo špičku v prípade kladnej regulačnej energie). Jediné dve výhody ktoré súčasný model prináša je teda možné vidieť vo vysokej miere prohibitívnosti a teda k veľkému tlaku na minimalizáciu odchýlok a následne k pomerne vysokým výnosom dodávateľov regulačnej energie za túto energiu, ktoré sú veľkým stimulom pre vstup nových dodávateľov podporných služieb na trh.

Na druhej strane akékoľvek ekonomické signály vysielané zúčtovacím systémom sú zredukované na tvrdú penalizáciu za odchýlku kedykoľvek a kdekoľvek. Za hlavné nevýhody a riziká systému je možné považovať:

- cenu odchýlky na základe ponuky tvorí aj cena sekundárnej regulácie, ktorá je v systéme AGC riadená podľa dynamiky zdrojov. Pretože výberovým kritériom tu nie je cena energie je zrejmé, že ponuková cena bude vždy na limite a bude zaisťovať neprimeraný zisk dodávateľom;
- ceny odchýlok sú veľmi vysoké a to aj v prípade malých systémových odchýlok, ktoré nijako neškodia systému a jeho stabilite. Náklady na riadenie rizík a ocenenia prevzatia zodpovednosti za odchýlku je tak neprimerane vysoké a vytvára bariéru vstupu menších účastníkov na trh ako subjektov zúčtovania s vlastnou zodpovednosťou. V konečnom dôsledku taktiež zvyšujú ceny elektriny pre koncových zákazníkov;
- režim marginálnych cien na strane regulačnej energie vytvára "windfall profit" pre dodávateľov regulačnej energie. Ako náhle je zvýšená limitná cena, všetci sa vďaka malej konkurencii okamžite "dotiahnu" na túto cenu. Snaha o prohibitívnosť zúčtovacej ceny (ako odstrašenie pre pôvodcu odchýlok) je potom súčasne zvýšením príjmov dodávateľov energie bez toho, aby bolo toto zvýšenie nutné;
- ekonomické signály a informácie pre účastníkov trhu nie sú jasné, neexistuje jasná závislosť ceny na veľkosti odchýlky. Cena je rovnaká pri malej aj pri veľkej odchýlke. To nevytvára motiváciu pre riadenie odchýlky na strane subjektov zúčtovania;

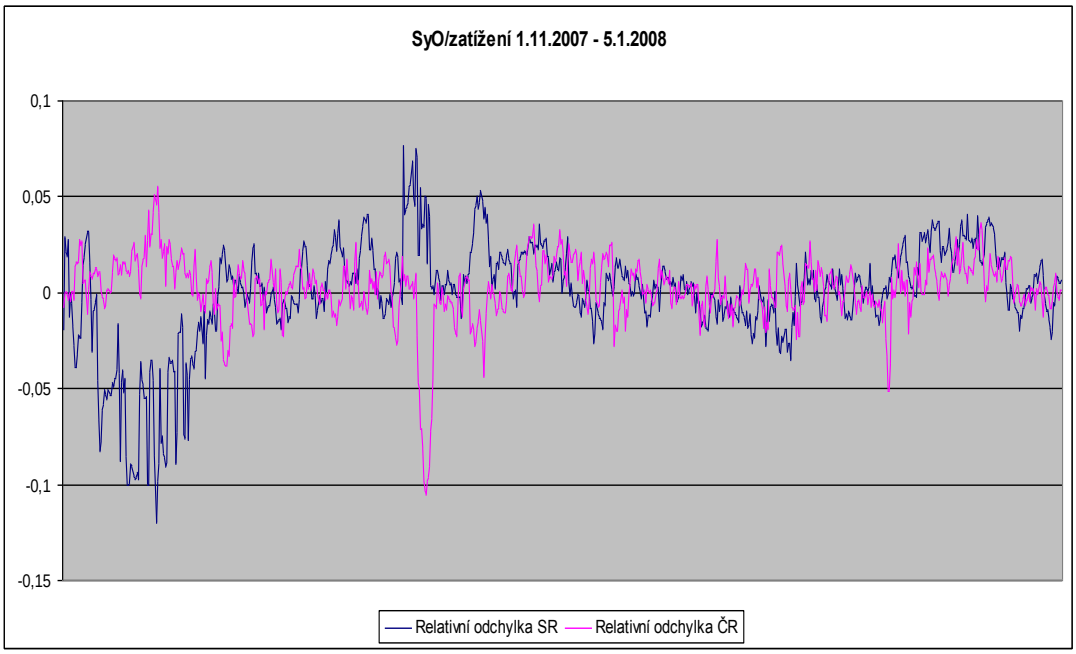
- SEPS, a.s. pre toto riadenie ani neposkytuje informácie. Systémová odchýlka je známa až dodatočne, kedy subjekt už nemôže jej výšku ovplyvniť. Chýbajú informácie v priebehu dňa o aktuálnej situácii odchýlky v sústave, ktoré by umožnili subjektom zúčtovania aktívne ovplyvňovať svoju odchýlku v nadväznosti na skutočnú situáciu v sústave;
- cena regulačnej energie je zastropovaná. V prípade veľmi vysokých cien odchýlok napr. v ČR je možné očakávať, že by došlo k snahám o vývoz odchýlky Porovnanie odchýlok je možné uvidieť na grafe (Obr. 7-2) Porovnanie rozloženia zúčtovacích cien (ZC) odchýlky v ČR a SR v I/2007, Zdroj: EEC [43] - www.ote-cr.cz, www.sepsas.sk). Existujúci intraday mechanizmus má síce možnosť zrušiť seanciu (interaktívny styk účastníkov trhu), ale iba pred ukončením alokačnej fázy. Riziká vývozu odchýlky sú teda minimálne pre prvú seanciu nasledujúcu po cenovom výkyve v ČR. (v ďalšej seancii by sa už na odchýlke Slovenska prejavil vývoz a seancia by bola dispečerom zrušená).



Obr. 7-2 Porovnanie rozloženia zúčtovacích cien odchýlky v ČR a SR v I./2007

Zdroj: EEC [43] - www.ote-cr.cz, www.sepsas.sk)

Na grafe (Obr. 7-3) je relatívna odchýlka sústav ČR a SR v pomere k hodinovému zaťaženiu - možnosť synergií pri spoločnom riadení sústav (na osi y relatívna odchýlka v percentách okamžitého zaťaženie),)



Obr. 7-3 Relatívna odchýlka sústav SR a ČR v pomere k hodinovému zaťaženiu

Zdroj: EEC [43] - www.ote-cr.cz, www.sepsas.sk

7.4 Technologické a ekonomické aspekty pokrytia strát pri využívaní OZE

Straty v distribučnej sústave je možné definovať viacerými spôsobmi. Aj keď v konečnom dôsledku sa jedná o ekonomické straty, v závislosti od ich zdroja ich môžeme rozdeliť na straty energetické a straty obchodné.

Prvý druh strát vzniká v dôsledku samotnej technológie, t.j. jedná sa o straty v aktívnych odporoch strojov, zariadení, transformátorov , vedení a iných technických prostriedkoch, strany vznikajúce v izoláciách a v neposlednom rade straty, ktoré vznikajú v dôsledku preniknutia nesymetrie alebo rôznych vysokofrekvenčných harmonických signálov.

Vplyv obnoviteľných zdrojov energie na distribučnú sústavu môžeme taktiež posudzovať z niekoľkých hľadísk. Jedným zo základných je vplyv na kvalitu elektriny, prípadne rušivé ovplyvňovanie odberateľov. Norma STN EN 50 160 zaoberajúca sa požiadavkami na kvalitu elektrickej energie stanovuje len nutné požiadavky na pripájané zdroje, ktoré dnes spĺňa každá moderná jednotka. Pri pripájaní konkrétneho zdroja je však potrebné brať do úvahy súčet všetkých rušivých vplyvov aj z iných zdrojov alebo odberov v sústave. Posudzovanie týchto prípadov je z časti obsiahnuté v Prevádzkovom poriadku distribučnej sústavy pri stanovení postupu odsúhlasenia a pripojenia zdroja do distribučnej sústavy. Vždy sa však jedná o dohodu medzi potencionálnym prevádzkovateľom nového

zdroja a príslušným pracoviskom prevádzkovateľa distribučnej sústavy. Takýto prístup bol postačujúci pre ojedinelé pripojenia zdrojov, ale v prípade ich enormnejšieho nárastu (veterné parky, kogenerácia) je potrebné riešiť celé skupiny nových zdrojov OZE a ich pripojenie spolu s vplyvmi na sústavu systémovo.

Pri pripájaní konkrétneho zdroja do sústavy treba posudzovať:

- zmeny a kolísanie napätia,
- nesymetriu,
- harmonické a medziharmonické,
- vplyv na nadstavenie ochrán,
- vplyv na signál HDO.

K najčastejšie riešeným okruhom problémov patria: veterné elektrárne, zdroje pracujúce do sústavy prostredníctvom striedačov (fotovoltika, niektoré veterné elektrárne), malé vodné elektrárne a iné problematické z hľadiska rušenia vyššími harmonickými frekvenciami.

Pri väčšom počte rozptýlených zdrojov v distribučnej sústave je potrebné vykonať nové výpočty z hľadiska príspevku týchto zdrojov ku skratovým prúdom a na ich základe urobiť nové nadstavenie vypínacích ochrán

Druhý druh strát vzniká hlavne problémami v dôsledku nesynchronizácie, rôzneho časového posunu medzi výrobou a spotrebou. Elektrinu z obnoviteľných zdrojov energie môžeme nakupovať vtedy, keď dané zdroje sú k dispozícií. Jedná sa hlavne o zdroje, ktoré závisia od počasia, ročného obdobia, technologických možností a pod. V týchto prípadoch nastávajú prípady, keď výroba energie nie je súlade s odberovým diagramom /či už denným, mesačným/. Prevádzkovateľovi prenosovej sústavy v prípade výpadku takéhoto zdroja zostáva nakúpiť podstatne drahšie energie len preto, že vypadol zdroj, alebo si musí rezervovať relatívne drahú energiu pre takéto prípady.

8 Možnosti riadenia rizík v systéme obchodovania na liberalizovanom trhu

V momente, kedy účastník trhu s elektrinou vstupuje na trh, vstupuje aj do rizík súvisiacich s trhom s elektrinou. Tieto riziká vyplývajú jednak z charakteru odberu, alebo dodávky elektriny tak ako to bolo aj v minulosti. I tieto riziká však nadobúdajú na trhu s elektrinou nový rozmer, keďže spotové ceny elektrickej energie sú veľmi nestále. Nekontrolované vystavenie rizikám na trhu s elektrickou energiou môžu mať za následok negatívne dopady na účastníkov trhu. Zo skúseností z finančných trhov je dokázateľné, že finančné deriváty ako aj iné modely riadenia rizík sú veľmi prospešné v rámci minimalizácie a kontroly nežiaduceho rizika ak sú správne chápané a využité prostredníctvom štruktúrovaných hedgingových stratégií.

8.1 Druhy rizík pri obchodovaní s elektrinou

K rizikám, ktoré sú známe z minulosti ako nové sa k nim pridávajú riziká vyplývajúce zo samotného trhu a jeho dynamiky, teda riziká vyplývajúce z obchodného styku s rôznymi subjektmi a riziká vyplývajúce z dynamiky cenového vývoja. V zásade je možné identifikovať tri skupiny rizík: riziká objemové; riziká kreditné; riziká cenové a kurzové.

Riziká objemové

Riziká objemové sú spojené na strane spotrebiteľov s kolísaním odberu, na strane dodávky s kolísaním a výpadkami výroby, na strane obchodu s možným neuzatvorením pozície. Všetky tieto riziká sú viazané z rozhodujúcej časti na obchodovanie podľa štandardných produktov, prípadne podľa dohodnutých diagramov.

So všetkými produktmi sa obchoduje v režime „take or pay“, to znamená, že produkt si musím po zakúpení aj odobrať, prípadne nevyužitú časť odovzdať ďalej v kratšom produkte. Podobne aj výrobca si musí svoj výrobný diagram, daný charakterom odstávok v priebehu roku poskladať do kociek – produktov ktoré predáva. Objemové riziko spočíva v zlom odhade diagramu spotreby alebo výroby, t.j. nakúpená elektrina nie je spotrebovaná alebo sa jej spotrebovalo viac, prípadne predaná elektrina nie je dodaná. Rozdiel predstavuje odchýlku, ktorej cenu je nutné uhradiť zúčtovateľovi odchýlok spravidla za oveľa vyššiu cenu.

Vo väčšine systémov cena okrem toho kolíše a môže dosahovať aj extrémne hodnoty, takže objemové riziko môže zvýšiť náklady spotrebovávanej elektriny o desiatky percent na strane spotreby, prípadne platba výrobcu za odchýlky spôsobené výpadkami

znížiť zisky výrobcu na nulu, či dokonca preklopiť do straty. V prípade veľkoobchodníka, ktorý nedodáva elektrinu priamo odberateľom, je jeho rizikom, že sa mu nepodarí všetku nakúpenú elektrinu predať. Veľkoobchodník môže obchodovať s typickými produktmi na strane nákupu i predaja, alebo môže na strane predaja zostaviť už na mieru ušitý diagram, ktorý na strane nákupu skladá zo štandardných produktov. Najneskôr v okamihu uzávierky registrácie diagramov musí mať v každej hodine svoje predaje vyrovnané s nákupmi, inak zodpovedá za odchýlku. Riziko u obchodníka je o to väčšie, že jeho marža predstavuje jednotky percent ceny elektriny, ale cena odchýlky môže predstavovať aj viacnásobok ceny. Jeho práca s rizikom teda musí byť na veľmi vysokej úrovni. Marža obchodníka s ktorou vstupuje do súťaže na trhu má úzky vzťah na jeho schopnosti riadenia rizík.

Riziká kreditné

Kreditné riziká spočívajú na strane výrobcov v riziku zlyhania odberateľa a nezaplatení za odobratú elektrinu, na strane odberateľa potom vo výške prípadných záloh a hospodárení dodávateľa s nimi. Na strane odberateľa je zlyhanie dodávateľa (jeho bankrot alebo zrušenie registrácie u zúčtovateľa odchýlok) obvykle spojené so skokovo zvýšenými nákladmi na zaistenie náhradnej dodávky, alebo za úhradu odchýlok v medzičase pred nájdením nového dodávateľa. U obchodníka tvoria kreditné riziká zásadnú položku, pretože jeho úlohou je vybilancovať toky hotovosti a riziká na strane nákupu a predaja. Pokiaľ je v tejto oblasti nadpriemerne schopný, generuje dodatočný zisk, alebo môže konkurovať vyššou maržou. Pokiaľ je jeho úroveň riadenia rizík horšia, musí sa uspokojiť s nižším ziskom, alebo ísť na trh s vyššou maržou, čo ho môže stáť podiel na trhu.

Riziká cenové a kurzové

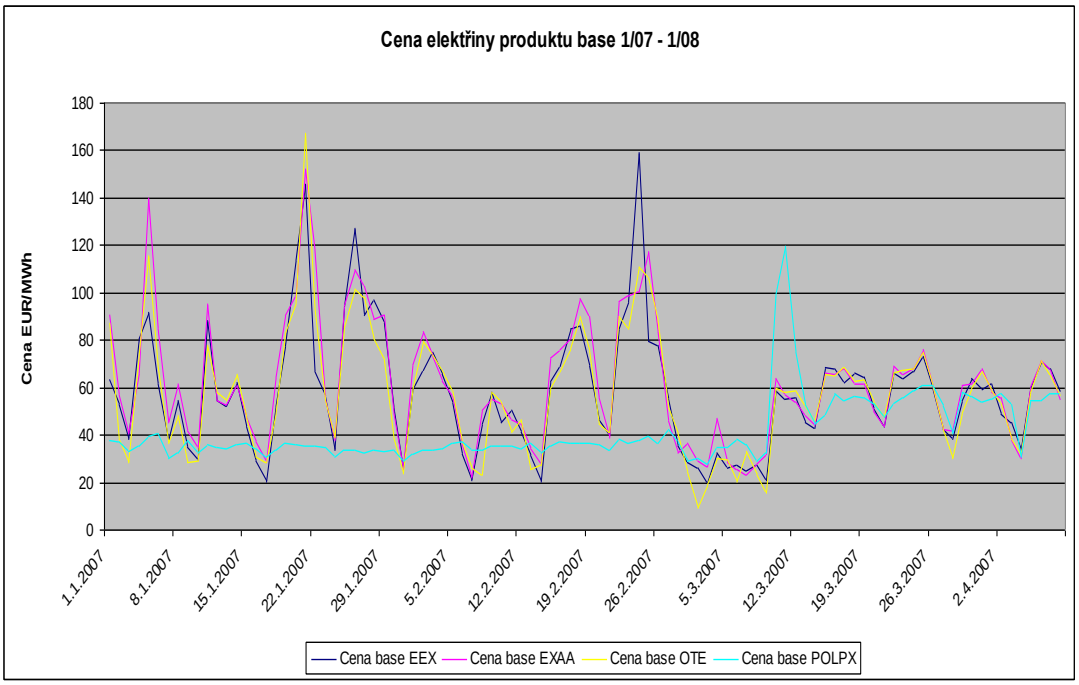
Cenové riziká vyplývajú z vývoja cien na trhu s elektrinou. Všetky produkty sú na trhu obchodované kontinuálne a okrem toho je možné skladať dlhšie produkty z kratších.

To prvé znamená, že dodávka elektriny pre nasledujúci rok (napr. v pásme base), zaistená napr. na konci júna, má inú cenu (vyššiu alebo nižšiu) ako rovnaká dodávka, uzatvorená o týždeň alebo o mesiac neskôr. Cena je závislá od mnohých faktorov, z ktorých niektoré je možné predvídať viac, niektoré menej a niektoré vôbec. Dobré načasovanie nákupu tak môže znížiť cenu elektriny o desať a viac percent, rovnako ako zlé načasovanie cenu zvýšiť. To druhé znamená, že pásmovú dodávku na celý rok si môžu kúpiť ako ročný base, alebo ako dvanásť mesačných produktov typu base. Všeobecne by

malo platiť, že v cenách sú implicitne obsiahnuté „množstvové zľavy“, takže cena ročného base by mala byť nižšia. Avšak história fungovania trhov ukázala, že to tak vždy nie je. Typicky v roku 2007 bola priemerná cena mesačných produktov base značne nižšia než cena ročného base, uzatváraná dlhšie pred začiatkom roku (z dôvodov veľmi teplej zimy). Rovnako tak je možné neskôr mesačný base nahradiť súborom denných produktov. Rozkúskovanie do krátkych úsekov okrem toho umožňuje lepšie reagovať na výkyvy vlastnej spotreby alebo výroby. Na druhej strane existuje riziko cenových špičiek, ktoré môžu počas jedného mesiaca všetky zisky úplne odčerpať.

Kurzové riziká sú spojené s obchodovaním s elektrinou v krajinách mimo eurozóny. Cena elektriny sa v súčasnej dobe tvorí hlavne na nemeckom a francúzskom trhu. Všetky ostatné regionálne a národné trhy postupne konvergujú k týmto dvom rovnako tak , ako tieto dva trhy konvergujú k sebe navzájom, ako je to znázornené (Obr. 8-1), ktorý znázorňuje ceny v strednej Európe. Je zrejmé, že aj na poľskom trhu, ktorý bol relatívne uzatvorený, dochádza od začiatku roku 2008 k veľmi tesnej konvergencii s ostatnými regionálnymi trhmi v oblasti, čo svedčí o otvorenom a funkčnom alokačnom mechanizme cezhraničných kapacít a dostatku hráčov na trhu, ktorí vykonávajú na týchto trhoch arbitráž.

Na všetkých relevantných trhoch sa obchoduje v Euro. Pohyby kurzov národných mien mimo eurozónu tak prinášajú kurzové riziko jednak pri nákupe, tak aj pri predaji elektriny. Riziko pôsobí priamo v prípade obchodov so zahraničím, alebo aj u obchodov na národnom trhu, pokiaľ sa obchoduje v Euro; na ostatné obchody pôsobí nepriamo, pretože ovplyvňuje domácu cenu elektriny. Toto riziko však nie je špecifikom trhov s elektrinou a pre riadenie existujú bežne používané nástroje pre zafixovanie kurzu.



Obr. 8-1 Ceny elektriny v strednej Európe.

Zdroj: EEC [43] www.eex.de, www.exaa.at, www.polpx.pl, www.ote-cr.cz

Regulačné riziko, technologicko-inovačné riziko, Investičné riziko

Ďalšia oblasť rizík v oblasti trhu s elektrickou energiou súvisí s celkovým prostredím, jeho charakterom a postavením jednotlivého účastníka voči ostatným. Toto prostredie je živý organizmus, ktorý podlieha zmenám vo väčšom rozsahu v porovnaní s inými odvetviami. Jednak preto, že tento trh je relatívne mladý, a vzťahy a pravidlá ešte nie sú dostatočne vykryštalizované, ale zároveň aj z dôvodu charakteru a špecifik elektriny ako komodity.

Regulačné riziko vyplýva najmä z dôvodu nezrelosti trhu a teda veľmi vysokej pravdepodobnosti kontinuálneho upravovania a dolaďovania celého systému a jeho pravidiel.

Technologicko-inovačné riziko zase spočíva v tom, že pri dnešnej úrovni vedy, techniky a poznania má vývoj nových technológií veľmi dynamický charakter, ktorý pri zohľadnení dlhodobej návratnosti investície predstavuje veľkú mieru neistoty. Možný príchod efektívnejšej výrobnej technológie teda predstavuje ďalšiu relevantnú hrozbu pre postavenie firmy na trhu.

Uvedené skutočnosti majú dopad na správanie sa účastníka trhu v rámci jeho investičného rozhodovania. Charakter procesu rozhodovania je popísaný v nasledujúcej časti.

Charakter investovania do výrobných zdrojov

Pre pochopenie správania sa investora a povahy samotného a následného procesu investovania je potrebné identifikovať základné charakteristické črty tohto procesu v oblasti výroby elektrickej energie. Investovanie v elektropriemysle do výrobných zariadení je výrazným spôsobom ovplyvnené nasledujúcimi charakteristickými znakmi:

- ✓ **Kapitálová náročnosť** - väčšina investičných projektov do výstavby elektrární predstavuje enormné finančné zaťaženie.
- ✓ **Jedno-etapové investovanie** - vysoké percento celkových kapitálových výdavkov musí byť vložených predtým ako je elektráreň uvedená do prevádzky.
- ✓ **Dlhodobá návratnosť** - elektrárne sa spravidla splácajú v dlhodobom časovom horizonte počas niekoľkých rokov.
- ✓ **Dlhodobá neistota** - investície do výrobných zariadení sú zraniteľné z pohľadu neočakávaného vývoja, ktorý sa počas dlhodobej životnosti môže objaviť. Budúci dopyt, cena paliva alebo dlhodobá cena elektrickej energie predstavujú najdôležitejšie neisté premenné veličiny, ktoré v prostredí voľnej súťaže sú dosť rizikové pre výrobcu.
- ✓ **Investičná nezvratnosť/nepružnosť** - vzhľadom k nízkej úrovni pružnosti, investícia do výrobného zariadenia má charakter zapustených, stratených nákladov. Znamená to fakt, že je nemožné aby elektráreň slúžila inému účelu v prípade ak sa zmení situácia a výroba elektrickej energie sa stane nezisková. Zároveň je nereálne odpredať aktíva bez výraznej straty na nominálnych hodnotách.
- ✓ **Časová posunuteľnosť** - investície v tejto oblasti nemajú charakter exkluzívnosti alebo výnimočnosti (teraz alebo nikdy). Je vždy zmysluplné nechať príležitosť otvorenú, počkať na aktuálnejšie informácie, ktoré by mohli čiastočne zmierniť neistotu. Takže investičné projekty majú byť vnímané obozretne a mať charakter akejsi call opcie.

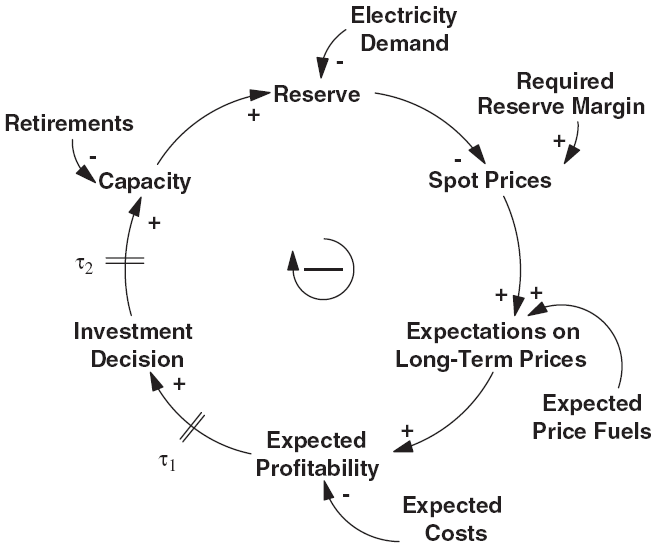
Správanie investora v energetickom priemysle

Keďže zariadenia na výrobu elektrickej energie potrebujú dlhý čas na výstavbu a dlhé obdobie sa amortizujú, investičné rozhodnutie musí byť založené na základe odhadov a očakávaní. Predikcia potrebných veličín je extrémne náročná úloha z dôvodu veľkej miery neistoty a veľkej volatility. Napríklad elektrárne zamerané na vykrývanie

extrémnych špičiek (peak-load plants) sú odkázané pokryť veľkú časť svojich fixných nákladov z vysokých cenových výkyvov smerom hore počas doby trvania nedostatku. Žiaľ, tieto udalosti nenastávajú moc pravidelne a menia sa z roka na rok. Očakávania príjmov z cenových špičiek závisí od viacerých okolností, akými sú napríklad rast dopytu, harmonogramy údržby, životnosť starých a načasovanie ich odstavenia ako aj načasovanie spustenia nových kapacít. Tieto okolnosti sú zdrojom neistoty pri investičnom rozhodovaní do tzv. peak-load technológií.

Taktiež stav v podmienkach nedostatku výrobných zdrojov je dynamická veličina a je ťažké predikovať koľko investorov priláka a tým sa môže skokovito zmeniť. Neexistuje teda výhoda prvého rozhodnutia (first mover advantage).

Hore uvedené charakteristiky vytvárajú veľmi neisté prostredie pre investora. Vzhľadom na vlastnosť nezvratnosti nemožno očakávať promptné reakcie na zmenené situácie na trhu. Práve naopak, v tomto prostredí sa skôr uplatňuje tzv. wait-and-see taktika [16]. Investori sú zdržanlivejší pokiaľ nedostanú čistejšiu predstavu a konzistentnejší dôkaz o profitabilite projektu. Spôsobuje to omeškanie v rozhodovacích procesoch a zvyšuje to hranicu realizovateľnosti vysoko finančne náročných projektov. Takáto neistota charakteristická pre energetický priemysel má za dôsledok nevčasné investovanie do potrebných zdrojov a tak spôsobuje, že trh sa výrazne vychyľuje zo svojho dlhodobého equilibria.



Obr. 8-2 Kauzálny kruhový diagram pri investovaní v energetike

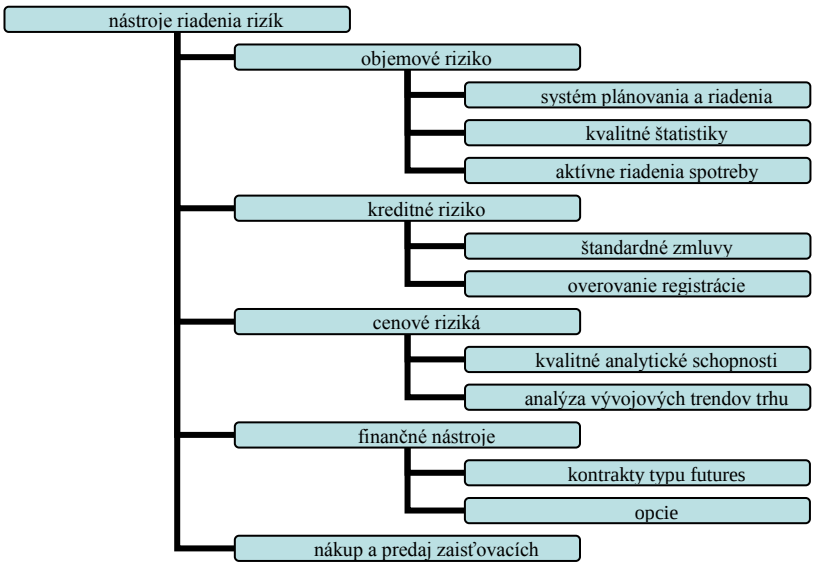
Hore uvedené súvislosti sú stručne a zjednodušene znázornené v kauzálnom kruhovom diagrame [17], ktorý poskytuje akýsi prierez systémovej dynamickej štruktúry. Kauzálna závislosť dvoch premenných x a y sú znázornené šípkami.

8.2 Nástroje na riadenie rizík účastníkov trhu

Prvým rozhodovacím procesom je otázka, či riadenie vyššie uvedených rizík vykonávať sám alebo riziká preniesť na dodávateľa.

Pre malých účastníkov trhu je najjednoduchšie zaistiť si dodávku od obchodníka s pokrytím všetkých rizík. Predmetom dodávky je potom, tak ako v minulosti, jednotková cena skutočne spotrebovanej elektriny. Dodávateľ preberá objemové, cenové a čiastočne aj kreditné riziká. Táto služba má však svoju nemalú cenu, ktorá môže predstavovať až desiatky percent ceny samotnej elektriny. Okrem toho v ponukách jednotlivých dodávateľov sa môže významne líšiť. Na dodávku elektriny je možné usporiadať výberové konanie a vybrať najlacnejšiu dodávku. V rámci tejto cesty je nutné starostlivo porovnávať odlišnosti v zmluvách, pretože pri konečnej dodávke neexistuje úplne štandardná zmluva a podmienky týkajúce sa súčinnosti odberateľa, jeho zodpovednosti ako aj režim záloh sa významne líšia.

Veľký spotrebiteľ môže uvažovať s vlastnou účasťou na primárnom trhu s elektrinou a s vlastným riadením rizík. V podstate sa dá povedať, že celé obchodovanie s elektrinou je práve o schopnosti riadení rizík a o nástrojoch k tomu (Obr. 8-3). Rozdiel medzi veľkoobchodnou cenou elektriny (priemernou ročnou cenou komodity na trhu) a konečnou cenou pre zákazníka je okrem regulovanej ceny distribúcie práve cena rizika, vyplývajúca s charakteristík trhu s elektrinou.



Obr. 8-3 Nástroje riadenia rizík

V oblasti objemového rizika je zásadnou úlohou kvalitného systému plánovanie a riadenie spotreby. Skúsenosti mnohých veľkých spotrebiteľov ukazujú, že systematickým plánovaním a riadením je možné znížiť odchýlky plánovanej a skutočnej spotreby na polovicu až pätinu pôvodnej úrovne. Toto plánovanie a riadenie zahŕňa kvalitné štatistiky a čiastkové meranie a vyhodnocovanie spotreby, prepojenie energetického plánovania s plánovaním výroby/prevádzky a pod. Rovnako dôležitá je potom samotná obchodná činnosť, teda optimalizácia nákupu. Pre nájdenie optimálnej skladby na trhu dostupných produktov, ktorými je možné pokryť vlastný diagram spotreby, existuje mnoho štandardných SW nástrojov. Ešte vyšším stupňom v oblasti riadenia objemových rizík je aktívne riadenie spotreby. Hlavne u väčších spotrebiteľov je možné identifikovať časť záťaže (obvykle zariadenie na dodávku tepla, chladu alebo spracovania medziproduktov), ktorú je možné posunúť v čase. To umožňuje v prípade neplánovaných špičiek spotreby/odchýlok (daných prevádzkovými dôvodmi obmedziť ich dopad na výslednú odchýlku a s ňou spojené zvýšené náklady. Toto riadenie záťaže vyžaduje väčšinou inštaláciu doplňujúcich meracích a vyhodnocovacích systémov, avšak ich návratnosť je obvykle veľmi krátka (1 až 3 roky).

V oblasti kreditného rizika je dôležité uzatvárať pokiaľ možno štandardné dodávateľské zmluvy s preverenými účastníkmi trhu. Vysokú mieru štandardizácie a vierohodnosti predstavuje súbor obchodných podmienok EFET, ktorý spolu so zoznamom obchodníkov, ktorí sa k nej pripojili, predstavuje rozumnú kontrolu nad rizikami. Zásadnou je úloha štandardných kontraktov EFET v prípade obchodovania v rôznych brokerských systémoch s mnohými neznámymi partnermi, kde tento štandard predstavuje prakticky jediný mechanizmus, umožňujúci kontrolu rizika pri obchodovaní na týchto platformách. Pretože väčšina obchodníkov s elektrinou sú malé spoločnosti, prípadne samostatné dcérske spoločnosti väčších skupín, je v prípade uzatvárania bilaterálnych obchodov dôležité overiť registráciu obchodníka v systéme zúčtovania a dobu registrácie, prípadne objem ním uzatváraných obchodov.

Cenové riziká vyžadujú pri riadení dvojaký prístup. Jednak kvalitné analytické schopnosti umožňujúce čo najvierohodnejšiu predikciu cien, vychádzajúcu z analýz vývojových trendov na trhu. Zásadný vplyv tu však hrá hlavne v strednej a dlhodobej stratégii počasie a tento vplyv nie je dobre predvídateľný, takže ide skôr o určenie vplyvu počasia na ceny a na priebeh vlastnej spotreby a nájdenie možných podobností a synergii v týchto pohyboch.

Druhy finančných zabezpečovacích inštrumentov na trhu s elektrinou

Najviac obchodov s finančnými derivátmi v oblasti obchodovania s elektrickou energiou (elektrických derivátov) sa odohráva na New York Mercantile Exchange (NYMEX) [1]. Oveľa väčšie množstvo elektrických derivátov je však obchodovaných na priamo medzi účastníkmi trhu prostredníctvom OTC trhu, ktoré predstavujú forwardy, swapy, „plain vanilla options“ ako aj rôzne iné „exotické“ t.j. neštandardné opcie ako napríklad spark spread opcie, swing opcie alebo swapcie [2], [3], [4]. Ďalšími nemenej dôležitými inštrumentami sú štruktúrované operácie ako napríklad „tolling agreements“ a „load-servicing full requirement“ kontrakty [5].

Štandardné a neštandardné forwardy, futures, swapy a opcie

Najjednoduchšou formou tzv. elektrických derivátov sú forwardy, futures a swapy obchodované na burzách alebo na priamo. **Forwardové obchody (elektrické forwardy)** predstavujú povinnosť kúpiť alebo predať určité množstvo elektrickej energie za vopred definovanú zmluvnú cenu v presne definovanom časovom momente v budúcnosti. Od klasických finančných forwardov sa líšia tým, že elektrina je veľmi nevyspytateľná komodita. Rozlišujú sa ďalej forwardy dobu špičky (on-peak), na dobu mimo špičky (off-peak) alebo na celý deň (around-the-clock). Dané delenie je aplikovateľné spravidla na všetky druhy inštrumentov. Vo všeobecnosti sú výrobcovia prirodzený predajcovia a distribútori sú často nákupcovia elektrických forwardov. Tieto môžu mať rozdielnu maturitu (expiráciu) od niekoľko hodín až po niekoľko rokov, spravidla nie viac ako 2 roky.

Elektrické futures obchody majú v princípe identickú logickú štruktúru ako forwardy s tým rozdielom, že sú vysoko štandardizované obchodné podmienky, obchodné miesta, transakčné podmienky a procedúry vysporiadania. Zároveň býva predmetom elektrických futures výrazne väčší objem dodávky. Sú výlučne obchodované na organizovaných trhoch čo vytvára väčšiu mieru transparentnosti pri ich oceňovaní. Väčšina futures sú finančnými zmluvami vysporiadané finančnými platbami na rozdiel od forwardov, ktorú sú často aj fyzickými kontraktmi vysporiadanými fyzickou dodávkou.

Vzhľadom na hore uvedené majú elektrické futures nižšie transakčné náklady, náklady na monitoring ako aj mieru kreditného rizika, ponúkajú väčšiu mieru cenovej transparencie a samotnej likvidity.

Elektrické swapy sú finančné kontrakty, ktoré umožňujú ich držiteľom platiť fixnú cenu za elektrickú energiu počas zazmluvneného obdobia. Predstavujú súbor elektrických forwardov s viacnásobným termínom vysporiadania na identickú cenu za každú dodávku.

Istým druhom swapu je tzv. **„electricity locational basis swap“**, ktorý slúži na zafixovanie ceny na určitom geografickom teritóriu, ktoré je rozdielne od miesta dodávky budúceho kontraktu. Slúžia na zabezpečenie rizika cenového rozdielu medzi cenami na dvoch rozdielnych fyzických oblastiach.

Štandardné **elektrické opcie** (call and put opcie) ponúkajú nákupcovi právo, ale nie povinnosť, nakúpiť alebo predať určité množstvo elektriny za vopred určenú cenu. V princípe ich štruktúra je identická ako pri iných komoditách. Naopak, skôr neštandardnú formu elektrickej opcie predstavuje tzv. **„spark spread option“**, ktorá ako interkomoditná opcia zohľadňuje rozdiel medzi cenou elektriny predávanej výrobcom a ceny paliva potrebného na jej výrobu [6].

Elektrické **swing opcie** sú prebraté z plynárenského priemyslu a majú nasledovné charakteristiky. Môžu byť uplatňované denne alebo počas viac dní. Denné množstvo sa môže pohybovať (swingovať) medzi denným minimálnym objemom a denným maximálnym objemom. Realizačná cena môže byť buď fixovaná počas celej doby alebo určená na začiatku každého časového obdobia na základe špecifikovaného algoritmu.

Štruktúrované transakcie

Tieto slúžia na riadenie rizík cenových a objemových počas dlhších období. Takzvané **„tolling“ kontrakty** [7] patria medzi najmodernejšie štruktúrované transakcie v energetickom priemysle. Takáto zmluva je podobná bežnej zmluve na dodávku elektrickej energie ale s istými podstatnými rozdielmi. Dáva právo kupujúcemu buď riadiť a kontrolovať harmonogram výroby elektrárne alebo jednoducho odobrať vyrobené množstvo počas určitého časového obdobia za istých podmienok a obmedzení (napríklad s maximálnym počtom spustení elektrárne a pod.).

Ďalšou formou štruktúrovanej transakcie je tzv. **„load-serving full-requirement contract“**. Spočíva v tom, že veľkí odberatelia preferujú zmluvy o dodávke s flexibilnými podmienkami. Konkrétne požadujú fixnú taxu za jednotku elektriny za konkrétne množstvo, bez ohľadu na to či je veľké alebo malé. Daná technika využíva koreláciu medzi cenou energie a spotrebovaným množstvom. Taktiež existujú aj tzv. „weather“ deriváty, ktoré využívajú koreláciu medzi zaťažením a teplotou [8].

Pre plynulé a efektívne fungovanie trhu s elektrickou energiou je kľúčové efektívne fungovanie a využívanie prenosových kapacít. Existuje súbor pravidiel pre prístup a využívanie siete najmä v období preťaženia. V súčasnosti sa diskutuje aj o možných finančných inštrumentoch naviazaných a odvodených od hodnoty alebo „ceny“ prenosovej kapacity [9].

Oceňovanie elektrických derivátov

Tak ako ceny iných derivátov aj ceny elektrických derivátov sú odvodené od svojej základnej veličiny, ktorou je cena elektriny. Modelovanie ceny elektrickej energie je preto kľúčovým a podstatným komponentom pri procese oceňovania. Cena elektriny, vzhľadom k jej všetkým špecifikám ako komodity sui generis, vykazuje veľmi odlišné správanie v porovnaní s inými finančnými veličinami resp. cenami, ktoré sa dajú popísať stochastickými procesmi. V princípe existujú dva hlavné prístupy k modelovanie cien elektrickej energie a to **fundamentálna analýza** a **technická analýza.**

Fundamentálna analýza vychádza zo simulovania systémových a trhových procesov. Poskytuje realistickejší pohľad na modelovanie systému a prenosovej sústavy v rôznych scenároch. Je to ale veľmi obtiažne, skoro až nemožné, matematicky vyjadriť vzhľadom na veľký počet scenárov, ktoré musia byť zohľadnené.

Technická analýza pristupuje k modelovaniu stochastického správania trhu na základe historických dát a štatistických analýz. Existuje mnoho všeobecných prístupov charakterizujúcich trhové ceny ako sú napríklad modely časových radov a ich varianty, rozptylové modely, reverzné modely a veľa iných [10]. Pre oblasť cien elektrickej energiu sú špecializované varianty pre modelovanie cenových kriviek [11].

Aplikácie riadenia rizík

Hedging výroby spočíva v jednoduchých štruktúrach forwardov, swapov a call opcii, ako efektívnych nástrojov pre výrobcu s fixnými jednotkovými nákladmi. Ak kurz forwardu resp. swapu poprípade realizačná cena call opcie je vyššia ako fixné náklady, výrobca má zaistený zisk. Ak sú však náklady výrobcu závislé na vývoji trhu (napr. cena plynu pre paroplynovú elektráreň) potom predaj forwardov, swapov a call opcii ho vystavuje potenciálnemu riziku nárastu ceny paliva. V tom prípade je adekvátnym hedgingovým nástrojom vhodne nadstavené portfólio spark spread call opcii na určité časové obdobie.

V prípade že forwardový trh v regióne výrobcu nie je dostatočne likvidný, elektrické forwardy priľahlých obchodných centier alebo aj forwardy na palivo, ktoré je obchodovateľné likvidnejšie, môžu byť využité na prehedgovanie ceny vyrobenej energie [12].

Pre **zabezpečenie dostatočnosti výroby** je vhodným nástrojom opcia s dlhou maturitou [13]. Je to konkrétne schéma cez call opciu ako povinnosť pre obchodníka/predajcu. Tieto call opcie ponúkajú alternatívu k tzv. kapacitným produktom, obchodovaným na vyspelých trhoch, ktorých dopyt je na základe administratívnych

požiadaviek a ktoré nemajú vnútornú hodnotu. Prostredníctvom požiadaviek na obchodníka/predajcu aby nakúpil isté portfólio týchto opcii môže regulátor minimalizovať volatilitu spotových cien tým, že implementuje cenové poistenie a zároveň ponúka prémiu na stabilizáciu príjmov výrobcu a podporuje investičné stimuly.

Zabezpečenie rizika voči nákladom z preťaženia je dôležité najmä z pohľadu užívateľov sústavy. Na hedging proti tomuto druhu rizika sa najčastejšie používa inštrument FTRs financial transmission rights). Jedno-megawattová bilaterálna transakcia medzi dvoma bodmi sústavy je spoplatnená uzlovým rozdielom medzi miestom dodania a miestom odberu. Zároveň, jedno-megawattový FTR medzi dvoma miestami oprávňuje na medzi uzlovou cenou na mieste odberu a na mieste dodávky do siete. Čiže bez ohľadu na spôsob dispečerského riadenia, jedno-megawattový FTR medzi dvoma uzlami je účinným zabezpečením proti neistote voči nákladom z preťaženia. Je to ideálny nástroj ako konvertovať klasické právo na prenosovú kapacitu do obchodovateľného nároku, ktorý je možné efektívne využiť a speňažiť ak iná strana vie efektívnejšie využiť danú kapacitu. Nie je ale dokonalý vzhľadom k možnosti zmeny prevádzkových podmienok [14].

Objemové riziko nie je možné dokonale zabezpečiť keďže trhy s elektrickou energiou samé o sebe nefungujú perfektne. Na maximálnu možnú elimináciu objemového rizika je potom vhodné použiť kombináciu derivátov (napríklad elektrické forwardy a tzv. weather deriváty). Súčasné prístupy adresujú tento problém zabezpečenia/riadenia objemového rizika prostredníctvom techniky, ktorej cieľom je maximalizácie konkávnej funkcie užitočnosti riziko averzného dodávateľa/obchodníka [15]. Autori využívajú koreláciu medzi spotrebovanými množstvami a trhovými cenami. Takáto stratégia môže byť implementovaná cez portfólio štandardných forwardov a súborom call a put opcii s rozličnými realizačnými cenami.

8.3 Bilančná skupina a optimalizácia portfólia v rámci bilančnej skupiny

Bilančná skupina je súbor odberných a odovzdávacích miest jedného subjektu zúčtovania, za ktorý je vyhodnocovaná odchýlka ako za celok. V prípade prázdnej bilančnej skupiny, v ktorej nie sú registrované žiadne odberné alebo odovzdávacie miesta, ide o čistého obchodníka, ktorý s elektrinou iba obchoduje na veľkoobchodnom trhu. Pri vytváraní bilančnej skupiny je úplne zásadné zaistiť maximálnu synergiu na úrovni celej skupiny. To znamená vyberať jednotlivých spotrebiteľov tak, aby sa ich priebeh spotreby čo najviac dopĺňal (t.j. napr. spotrebiteľa s rannou špičkou a oproti tomu spotrebiteľa s odpoludňajšou odberovou špičkou) a spotrebiteľov, ktorých odchýlky sa dopĺňajú

(vytvárajú rovnomerné rozdelenie odchýlok). Teda napríklad portfólio odberateľov, z ktorých niektorí majú časté, ale rozsahom menšie odchýlky doplniť odberateľom z málo častými, ale veľkými odchýlkami a s výrobcom, ktorého priebeh dodávky je podobný. Váha jednotlivých odchýlok a ich dopad na celkové náklady na riadenie rizík je tak minimalizovaný. Obvykle obchodník pri dojednávaní novej dodávky vykoná simulačný výpočet optimalizácie nákupu a odchýlok celej bilančnej skupiny bez a s novým odberom/dodávkou. Vhodný diagram by mal viesť k zníženiu priemernej ceny dodávky, nevhodný diagram naopak k zvýšeniu. Na základe takto vykonaného optimalizačného výpočtu je opakom obvykle stanovená cena za dodávku pre príslušného odberateľa, ktorá reflektuje mieru rizík. Tu je však zásadné to, že miera rizík reflektuje relatívne riziko dodávky vo vzťahu na portfólio danej bilančnej skupiny. Ten istý zákazník s rovnakým diagramom môže mať teda iné ocenenie v rôznom portfóliu rôznej bilančnej skupiny. Na konkurenčnom trhu potom toto ocenenie korešponduje s cenou ponúkanej elektriny. Preto je u väčších spotrebiteľov výhodné, usilovať sa o ponuky niekoľkých rôznych dodávateľov s rôzne štruktúrovaným portfóliom a potom si podľa ceny vybrať nielen toho, ktorého riadenie rizík je pri nákupe najlepšie a teda môže ponúknuť aj nižšiu cenu na výstupe, ale aj toho, v ktorého portfóliu je dosiahnutá najväčšia synergia.

8.4 Riadenie rizík pri cezhraničnom obchode s elektrinou

Cezhraničný obchod s elektrinou predstavuje špecifickú oblasť na riadenie rizík predovšetkým tam, kde existuje obmedzenie kapacít. To je však s ohľadom na dynamiku trhu prakticky všade v Európe a jednotlivé miesta sa líšia skôr tým, ako často a ako veľké je to obmedzenie, ktoré má ekonomické vyjadrenie vo veľkosti aukčnej ceny. K riadeniu rizík pridáva cezhraničné obchodovanie stupeň voľnosti vo všetkých vyššie uvedených kategóriách rizík.

Objemové riziko v explicitných aukciách prináša skutočnosť, že kapacitu pre cezhraničnú výmenu je nutné zaistiť nezávisle od vlastného obchodu s elektrinou a aj v inom časovom režime. Výsledkom potom môže byť situácia, kedy má obchodník nakúpenú kapacitu, ale nie elektrinu alebo naopak. S prebytkom alebo nedostatkom kapacít je síce možné obchodovať na sekundárnom trhu, ten je však obvykle málo likvidný a výsledkom môže byť aj strata.

Druhou možnosťou je nakupovať kapacitu v kratšom časovom režime, avšak aj tu platí, že likvidita je obmedzená a obchod sa nemusí uskutočniť. Zásadnou úlohou pri riadení rizík pri cezhraničnom obchodovaní na profiloch s explicitnými aukciami je teda previazať obchod s elektrinou a obchod s kapacitami, prípadne využiť možné zaisťovacie a

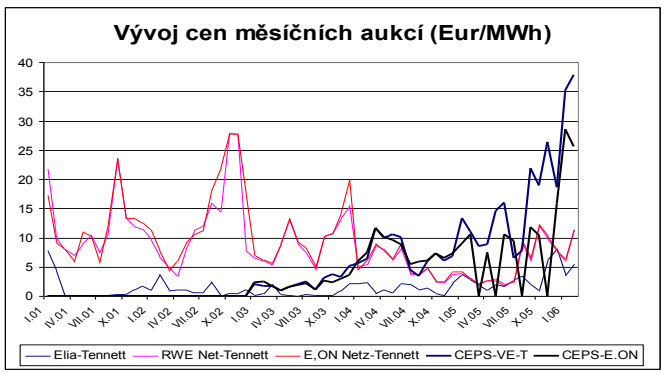
finančné nástroje k zaisteniu týchto rizík. So samotnou kapacitou sa obvykle obchoduje na princípe UIOLI (Use-it-or-loose-it) to znamená, že pokiaľ nie je kapacita využitá, bez náhrady prepadá.

Rovnako je tu prítomné cenové riziko. Kapacita môže byť kúpená v primárnej aukcii alebo na sekundárnom trhu, v ročných, mesačných alebo denných aukciách a to so značne rozdielnymi cenami. Rozhodnutie o stratégii pri nákupe má významný vplyv na výsledný efekt obchodovania.

V oblasti kreditného rizika je tu fakt, že partnerom býva často subjekt pôsobiaci v inej krajine s odlišnými podmienkami registrácie, záruk a pod. Aj tu je najúčinnejším nástrojom obchodovania v režime zmlúv EFET, teda s partnermi, ktorí sú registrovaní a pristúpili k štandardným obchodným podmienkam a plnia ich.

8.5 Riziká pri aukčnom a kontinuálnom obchodovaní

Aukčné obchodovanie sa uplatňuje v určitej etape vývoja trhu tam, kde pôsobí významne dominantný subjekt bez dostatočnej konkurencie a neexistuje likvidné trhové miesto. Aukčný systém sám o sebe skôr znižuje riziká. Ponúkajúcim v aukcii je obvykle veľký renomovaný subjekt s minimálnym kreditným rizikom, pričom podmienky aukcie na druhej strane limitujú ním podstupované kreditné riziko. Cenové riziko tu nie je prítomné alebo je minimalizované, pretože výsledná aukčná cena je jediná trhová cena, platná na určité obdobie a ak sa v aukcii obchoduje s prevažnou väčšinou elektriny na trhu, je aukčnej cene obvykle podriadená aj cena/ceny sekundárnych trhov. Ukážka vývoja mesačných aukčných cien v čase je na Obr. 8-4 . V prípade deficitného trhu môže byť rizikom aukčného systému skutočnosť , že neúspešné ponuky nemusia byť uspokojené ani na sekundárnom trhu, v prípade neúspechu s ponukou v aukcii, potom neexistuje náprava lebo je náprava na dennom trhu celkovo nákladnejšia (ak ide práve o typicky deficitný trh).



Obr. 8-4 Vývoj cien v mesačných aukciách

Zdroj: EEC [43] www.ceps.cz, www.e-trace-biz , www.tenet.org

Na záver tejto kapitoly je možné povedať, že kontinuálny systém prináša jasné cenové riziko. Ceny rovnakého produktu sa menia v čase, takže vystihnúť optimálnu dobu k nákupu sa nepodarí všetkým. Toto riziko je možné kontrolovať iba postupnými nákupmi potrebných objemov a využitím dostupných finančných nástrojov riadenia rizík pri súčasnom starostlivom a kvalifikovanom prístupe k analýzam a predikciám vývoja cien a cenových trendov.

8.6 Riziko a neistota na trhu s elektrickou energiou - závery.

Reštrukturalizácia trhu s elektrickou energiou prináša nové riziká, ktorým sú účastníci vystavený oveľa explicitnejšie a bezprostrednejšie. V starom regulovanom režime mal systém cenotvorby tendenciu zmierňovať cenové výkyvy, rozložiť ich na väčší časový priestor a medzi viacero spotrebiteľských skupín, zakomponovať ich do ceny, ktorá zahŕňala absolútne všetko a v konečnom dôsledku preniesť maximum rizík na spotrebiteľa.

Reformy na trhu s elektrickou energiou preniesli podstatnú časť investičného rizika zo spotrebiteľa na výrobcu. Za ideálnych teoretických podmienok, akcionári nesú investičné riziko a spotrebitelia nesú riziko cenové, zatiaľ čo otvorený trh a podmienky voľnej súťaže by mali zabezpečiť dostatočnosť výroby dlhodobé equilibrium. V takomto ideálnom prostredí, dodávatelia a spotrebitelia majú voľnosť výberu požadovanej miery rizika, ktorej sú ochotní sa vystaviť použitím ľubovoľných praktík riadenia rizík. Táto ideálna predstava žiaľ nefunguje v praxi podľa predstáv, najmä kvôli zlyhaniam trhu akými sú nedostatočná pružnosť dopytu, zneužitie lokálnych trhov, politické vplyvy a iné.

Otvorený, voľný, liberalizovaný trh s elektrickou energiou je veľmi volatilný vzhľadom k unikátnym fyzikálnym vlastnostiam elektrickej energie, neistého a neelastického dopytu a strmej krivky ponuky. Nekontrolovaná expozícia voči rizikám na trhu môže mať veľmi negatívne dopady. Riadenie rizík by malo byť motivované základným cieľom maximalizácie hodnoty firmy.

Postupne ako sa liberalizované ale nestabilné trhy s elektrickou energiou vyvíjajú, výrobcovia, obchodníci a spotrebitelia sa snažia nájsť mieru istoty v oblasti nákladov a tržieb prostredníctvom hedgingových mechanizmov, kontraktov a aktívnym obchodovaním s nimy. Tieto činnosti predstavujú proces kvantifikácie, monitoringu a kontroly jednotlivých rizík na trhu s elektrickou energiou, čo si vyžaduje nástroje riadenia rizík a metodológie.

Finančné trhy priniesli mnoho mechanizmov ako zmierňovať riziká a finanční inžinieri naďalej vyvíjajú nové nástroje. Elektrické deriváty hrajú dôležitú úlohu vo vytváraní cenových signálov, umožňujú efektívne riadenie rizík, povzbudzujú a slúžia na

ochranu pri investovaní do výrobných zdrojov a prenosových kapacít. Voliteľný dizajn elektrických finančných inštrumentov a štruktúrovaných transakcií poskytuje istotu v oblasti ceny energie, zabezpečuje objemové riziko a zlučuje výrobné a prenosové kapacity. Veľa exotických foriem elektrických opcii poskytuje priestor na zabezpečovanie najrôznejšieho druhu ale aj špekulovanie. Najdôležitejšia je však miera štandardizácie. Je potrebné klásť dôraz na vytváranie štandardizovaných elektrických inštrumentov a finančných nástrojov v snahe minimalizovať a redukovať transakčné náklady a dosiahnuť čo najväčšiu likviditu a tak zdokonaliť efektívnosť stratégii v oblasti managementu rizík.

Úroveň a vyspelosť v oblasti trhu s elektrickými inštrumentami je závislá od úrovne a zrelosti trhu s elektrickou energiou. Platí to aj v podmienkach Slovenskej republiky, kde proces transformácie a reštrukturalizácie energetiky ešte nie je úplne ukončený a tomu zodpovedá aj úroveň a rozvinutosť celej oblasti riadenia rizík spojených s obchodovaní na trhu s elektrickou energiou. Nehovoriac o tom, že samotný finančný a kapitálový trh je v porovnaní s vyspelými ekonomikami relatívne mladý, nestabilný, málo likvidný a charakteristický viacerými anomáliami. Nemožno preto očakávať, že nástroje a mechanizmy diskutované v tejto kapitole budú uplatňované v blízkej budúcnosti, s výnimkou základných a štandardizovaných produktov dohadovaných prevažne na priamo.

9 Úloha nezávislého dozorného alebo regulačného orgánu v otvorenom trhu s elektrinou

V krajinách s tržnou ekonomikou sa pristupuje k regulačným opatreniam v tom prípade, ak zlyháva trh z dôvodu nedostatočnej konkurencie alebo v sektoroch ekonomiky s prirodzenými monopolmi kde regulácia v podstate supluje hospodársku súťaž. Vytvorenie podmienok pre vznik hospodárskej súťaže bolo jednou zo základných podmienok pri prechode z centrálne riadenej ekonomiky na ekonomiku trhovo orientovanú. Hospodárska súťaž medzi výrobcami tovarov alebo medzi dodávateľmi služieb je jedným z hlavných pilierov trhovej ekonomiky, pretože je neodmysliteľným znakom trhu. Stáva sa jeho vnútorným poriadkom ktorý uvádza trhové mechanizmy do potrebných vzájomných vzťahov a zamedzuje ich skĺznutiu do chaotického stavu. Hospodárska súťaž podnecuje efektívnosť, umožňuje pružne reagovať na nové a meniace sa požiadavky konzumentov, prispieva k znižovaniu cien a pôsobí ako prostriedok rozptylu moci a zodpovednosti. Len efektívna súťaž generuje spravodlivé ceny a pozitívne ovplyvňuje alokáciu národného bohatstva. Pozitívne stránky trhového mechanizmu sa môžu plne presadiť len vtedy, ak je počet firiem alebo stupeň konkurencie taký, že žiadna firma nemôže ovplyvniť cenu daného tovaru. Vtedy je možné z dostupných zdrojov získať maximálne množstvo užitočných produktov a služieb. Nedokonalá konkurencia je stav, keď niektorá firma môže ovplyvniť cenu daného tovaru. Z tohto dôvodu vlády demokratických štátov zasahujú do ekonomiky a regulujú podnikanie. V sektoroch kde pôsobí alebo môže pôsobiť niekoľko navzájom si konkurujúcich podnikateľov sa regulačné zásahy vlády obmedzujú na vydávanie zákonov, ktoré upravujú vzťahy medzi účastníkmi trhu a to prostredníctvom úradu na ochranu hospodárskej súťaže ktorý zabezpečuje dozor nad dodržiavaním súťažných pravidiel. V sektoroch ekonomiky s prirodzenými monopolmi je ich činnosť regulovaná pomocou zákonov, ktoré simulujú konkurenčné prostredie a vytvárajú poriadok v ekonomickom systéme.

Ciele regulácie

V časti 3 a hlavne 3.6 a 3.7 boli rozpracované niektoré aspekty procesu liberalizácie a skúsenosti so vznikom konkurencie v oblasti energetiky. Na základe týchto skúseností boli v časti 5.1 uvedené základné predpoklady vzniku nezávislého regulačného orgánu, v ktorých je uvedené, že s cieľom zabezpečenia rovnocenných podmienok na trhu s energiou je potrebné vytvoriť nezávislý regulačných orgán s možnosťou ekonomickej

regulácie sieťových odvetví. Cieľom tejto regulácie je zabezpečiť, aby dominantní dodávatelia fungovali efektívne a nezneužívali svoj trhový vplyv. Primerané ceny odrážajúce ekonomicky oprávnené náklady a primeraný zisk pri súčasnom poskytovaní kvalitných služieb za predpokladu primeranej návratnosti investícií. Cieľom je zabezpečiť prostriedky na údržbu, zvýšenie úrovne poskytovania infraštrukturálnych služieb ekonomickou systémovou expanziou. Jednou z kľúčových požiadaviek efektívneho regulačného rámca je preto stimulácia toku investícií do regulovaných činností. Na jednej strane regulátor musí chrániť koncového spotrebiteľa pred zneužitím dominantného postavenia monopolných dodávateľov energií, ale na druhej strane zasa musí zabezpečiť takú návratnosť investícií podnikateľských subjektov, ktorá umožní ich spoľahlivú, kvalitnú a bezpečnú dodávku. Regulačný úrad musí nájsť rovnováhu medzi dvomi pólmi záujmov dodávateľov a spotrebiteľov energií. Cenová regulácia sa vykonáva zákonom o regulácii určením výpočtu maximálnej ceny alebo tarify, pričom takto určená cena musí zohľadňovať ekonomicky oprávnené náklady a primeraný zisk z vykonávanej regulovanej činnosti. Dôležitým cieľom regulačného orgánu je odstránenie krížových subvencií jednak medzi regulovanými a neregulovanými oblasťami, tak aj medzi jednotlivými skupinami koncových spotrebiteľov. Odstránením krížových dotácií koncoví spotrebitelia dostávajú správne signály pri rozhodovaní o používaní energií. Samozrejme, že ceny musia stimulovať výstavbu nových zdrojov s cieľom udržania energetickej bezpečnosti štátu, aby sieťové odvetvia pracovali bez významnejších porúch a aby odberatelia nemuseli nútene obmedzovať svoju spotrebu a následne neboli vystavení škodám z dôvodu zlyhania dodávky objednaných energií a služieb.

V reálnych podmienkach Slovenskej republiky musí Úrad pre reguláciu sieťových odvetví riešiť čoraz náročnejšie úlohy v súvislosti s úplnou liberalizáciou trhu s elektrinou od 1.júla 2007 [37]. Treba však priznať, že aj napriek deklarovaným cieľom v procese reštrukturalizácie a vstupu strategických partnerov do slovenskej energetiky nebol splnený predpoklad o skutočnej liberalizácii trhu s energiou. Zmena dodávateľa je možnosťou skôr formálnou ako reálnou a preto aj v oblasti prípravy podmienok na zmenu dodávateľa čaká úrad množstvo práce. Na novú situáciu reagovala aj príslušná legislatíva. Posledná novela zákona o regulácii [36] sleduje tri základné ciele:

1. možnosť komplexnej regulácie cien;
2. oddelenie regulačného úradu od regulačnej rady;
3. možnosť spoločnej kontroly celého procesu.

Nové dimenzie dostala Rada pre reguláciu, ktorá sa stala nezávislým štátnym orgánom stratégie a riadenia regulácie v sieťových odvetviach. Nové právomoci umožnia úradu vstúpiť hlbšie do nákladovej štruktúry pri návrhu cien, čo bude na prospech spravodlivých cien. Následne sa modifikovali aj regulačné metódy a postupy, ktoré sú zamerané na zabezpečenie rovnosti podmienok pre všetkých účastníkov trhu a na prevenciu zneužívania dominantného postavenia na trhu, predovšetkým v období, kedy nie je trh s elektrinou plne liberalizovaný. Prioritou úradu sa má stať optimalizácia cien s rešpektovaním stability regulačného rámca ako prvotnej potreby investorov pri rešpektovaní sociálnych dopadov na obyvateľstvo.

10 Finančno-ekonomické dopady výšky cien za elektrinu na úrovni národného hospodárstva

Táto časť práce je zameraná na analýzu finančno-ekonomikú dopadu výšky cien za elektrinu na národohospodársku sféru. Na vplyv ceny energie má samozrejme vplyv viacero faktorov. V časti prvej sú uvedené základné faktory, ďalšia časť je zameraná na analýzu situácie na trhu v okolitých štátoch, vývoj trhovej integrácie v oblasti CEE.

10.1 Faktory vplývajúce na cenu elektriny

V tejto časti uvedieme len niektoré základné faktory vplývajúce na cenu elektriny. Jedná sa hlavne o výkonovú a výrobnú bilanciu, cenu palív. Veľký vplyv na zavedenie nových výkonov do prevádzky majú ceny strojárskych výrobkov pre energetiku. Veľmi dôležitým faktorom finančného a ekonomického dopadu je agregácia obnoviteľných zdrojov do celkovej situácie na trhu. V práci je uvedený príklad integrácie VtE.

Výkonová a výrobná bilancia

Predstavuje hlavný faktor ako v strednodobom tak aj dlhodobom horizonte. V strednodobom horizonte (1 až 5 rokov) určuje všeobecnú cenovú hladinu elektriny, v krátkodobom horizonte určuje okamžité ceny elektriny na spotovom trhu a ceny jednotlivých obchodovaných produktov.

Krivka ponuky (výroby) v závislosti od predajnej ceny je spočiatku plochá, daná zdrojmi s nízkymi palivovými nákladmi. Potom nasleduje rýchlejší rast marginálnych cien daný zapojovaním zdrojov s vyššími palivovými nákladmi (zdroje na zemný plyn). Trhová cena elektriny je v týchto prípadoch obvykle daná nákladmi najdrahšieho zdroja. Pokiaľ je využitá väčšina disponibilnej kapacity zdrojov (t.j. viac než 90 % až 95 %), potom cena elektriny stúpa podstatne rýchlejšie a začína prevyšovať aj náklady marginálneho zdroja, pretože v ponukách sa ponúkajúci snaží využiť situáciu blízkeho nedostatku. Pokiaľ by teda bol dopyt cenovo nepružný, ceny elektriny by v oblasti blízkej vyrovnávaniu ponuky a dopytu exponenciálne narastali.

V dlhodobom horizonte (t.j. 5 a viac rokov), ktorý umožňuje reakciu investorov na vývoj cien, sa môžu cenové výkyvy dané časovým posunom rozvoja ponuky a dopytu meniť. Základom ceny sú dlhodobé marginálne náklady, teda výrobné náklady dané cenou a účinnosťou priemernej dostupnej technológie a strednodobou cenou paliva. Trhové ceny ročných a kratších produktov sa môžu od tejto hladiny odchýliť v závislosti od pomeru

ponuky a dopytu, avšak tento pohyb je obmedzený maximálne 30 % [43]. Výkonová a výrobná bilancia ovplyvňuje tak ceny špičkových, ako aj pásmových produktov.

Vývoj cien palív a strojárenských dodávok pre energetiku

Ceny palív ovplyvňujú priamo ceny elektriny a to vo všetkých časových horizontoch. Na krátkodobých trhoch sú veľké výkyvy v cenách elektriny spôsobené pohybom cien ropy. Jednak preto, že majú priamy dopad na ceny elektriny v krajinách, v ktorých ťažké oleje tvoria významný marginálny zdroj (napr. Taliansko), jednak preto, že väzba cien plynu na ceny ropy i cenové vzorce používané v zmluvách na dodávky premietajú pohyby cien ropy do ceny plynu. Pritom vo väčšine krajín EÚ, minimálne na všetkých hlavných trhoch tvorí výroba elektriny zo zemného plynu marginálny zdroj dodávok. Tieto výkyvy majú však priamy vplyv na ceny prostredníctvom ponukových cien výrobcov v strednodobom horizonte, pretože ceny palív sú pre určité obdobie v zmluvách stabilizované. Prudký rast cien ropy môže teda vyvolať celkový prudký rast ceny elektriny iba v prípade vysokého dopytu (napr. neobvyklé klimatické podmienky).

Ceny ropy a zemného plynu ovplyvňujú najmä ceny špičkovej elektriny (spotové ceny alebo ceny špičkových produktov). Skokové výkyvy sa prejavia iba v týchto špičkových cenách, nárast cenovej hladiny sa prejaví bezprostredne v špičkových cenách s určitým oneskorením a v menšej intenzite sa premietne aj do pásmových cien, pretože postupne ovplyvní aj ceny uhlia.

ITC mechanizmus

V súčasnej dobe je budúci ITC mechanizmus - kompenzačný mechanizmus prevádzkovateľov prenosových sústav- stále vo fáze diskusií a jednotlivé varianty sa od sebe odlišujú zásadným spôsobom. Dopad do konečnej ceny elektriny resp. do rozdielu konečných cien v jednotlivých krajinách sa dá odhadovať rádovo 0,5 až 3 €/MWh. Tieto platby sa však pri uplatnení záväzného mechanizmu vo všetkých krajinách EU premietnu prostredníctvom regulovaných tarifov iba do konečných cien elektriny (t.j. saldo platieb ovplyvní prenosové tarify), ale nie do veľkoobchodných cien elektriny. Pretože aukčné ceny sú ovplyvnené práve rozdielmi veľkoobchodných cien na jednotlivých trhoch, nemalo by všeobecné uplatnenie ITC mechanizmu, nech by bolo v akejkoľvek podobe, ovplyvniť aukčné ceny a stratégiu ponúkajúcich.

Integrácia VtE - veterné elektrárne

V nasledujúcich rokoch sa dá očakávať stála nárast výkonov vo veterných elektrárňach elektrine (VtE) predovšetkým na severe Nemecka a v Dánsku tempom

približne 3 tis. MW inštalovaného výkonu ročne. Dodávka elektriny z týchto zdrojov v rozsahu cca 4 až 5 TWh/rok [43] ovplyvní ceny elektriny na trhu hlavne v Nemecku a to najmä tým, že rozkolíše krátkodobé (spotové) ceny elektriny. Pravdepodobne neovplyvní významným spôsobom samotnú cenovú hladinu a ceny strednodobých produktov. V zásade teda pravdepodobne neovplyvní ročné a mesačné ponukové ceny v stredoeurópskom regióne. Môžu sa však významne rozkolísať ceny v denných aukciách a to tak medzi Poľskom, ČR a Nemeckom, ako aj medzi Rakúskom a ČR.

10.2 Situácia na trhu s elektrinou v susedných krajinách a jej vplyv na trh s elektrinou na Slovensku

Situácia na trhu s elektrinou v susedných krajinách, spôsoby obchodovania s elektrinou, dostupnosť jednotlivých produktov a ich ceny priamo vplývajú na trh s elektrinou aj v Slovensku. Samozrejme, že vzniká aj opačná väzba, t.j. situácia v Slovenskej republike vplýva na vývoj trhu v regióne strednej a východnej Európy.

Zmena spôsobu obchodovania s elektrinou v ČR a dopad na ponuku a dostupnosť produktov a ich ceny [43]

Od polovice júla 2007 sa rozbieha obchodovania s elektrinou na Pražskej burze. ČEZ deklaroval, že má v úmysle obchodovať so všetkou voľnou elektrinou na verejných trhoch a ďalej už nepredávať v aukciách produkty tak, ako to bolo doposiaľ. V obchodovaní to znamená úplne zásadnú zmenu. Obchod s elektrinou bude v budúcnosti prebiehať kontinuálne, nedajú sa očakávať veľké objemy, obchodované za jednotnú alebo blízku cenu v krátkom období ako v aukciách. Úvodná cena bola nastavená okolo 50 €/MWh pásmového ročného produktu. To je však uvádzacia cena v aukčnom predkole burzového obchodovania. Medzi ČR a Nemeckom sa už v roku 2007 znížilo kapacitné obmedzenie na cezhraničné prenosy elektriny. V ročných aukciách dosiahli aukčné ceny týchto cezhraničných prenosov úroveň okolo 4 €/MWh. V priebehu roku sa však často vyskytovali prebytky kapacít a aukčná cena klesala často k nule. Cena pásmového ročného produktu v Nemecku je na rok 2008 podľa *futures kontraktov* na EEX cca 55 €/MWh. Dá sa očakávať, že cena v ČR bude konvergovať k tejto hodnote. Pravdepodobne teda dôjde od otváracej ceny 50 €/MWh v priebehu jedného až dvoch mesiacov k navýšeniu na cca 52 až 54 €/MWh. Obchodovanie na burze priblíži režim obchodovania i vývoj ceny situácii na trhu EEX.

Vplyv na obchodovanie v roku 2008 bude mať taktiež určité poučenie obchodníkov zo situácie roku 2006/7, kedy pri jesenných aukciách nakúpili veľké množstvo elektriny od ČEZu a potom boli pod tlakom zaistiť si kapacitu a následne ju vyviesť.

Aktuálna situácia na trhu v Nemecku

Trh s elektrinou je stabilizovaný a likvidný. Ceny strednodobých produktov sú pomerne stabilizované a očakáva sa ich pohyb v rozmedzí 55 až 60 €/MWh *base* a 80 až 95 €/MWh *peak*. Narastajúca volatilita denného trhu je spôsobená okrem iného nárastom výroby z VtE a potrebou TSO absorbovať prebytky a vyrovnať deficity vyplývajúce z povinného výkupu. V cene elektriny sú už započítané emisné povolenky v cenovej hladine okolo 17 €/MWh. Vývoj výkonovej bilancie v Nemecku a vo Francúzsku ako v hlavných krajinách, ktoré určujú situáciu na európskom trhu s elektrinou je neutrálny. Mierny nárast zaťaženia je kompenzovaný nárastom výroby z VtE pri stagnácii inštalovaného výkonu ostatných druhov výrobní. Inštalovaný výkon vo veterných zdrojoch by mal na začiatku roku 2007 dosiahnuť 28 GW v Nemecku a 2,5 GW vo Francúzsku.

V roku 2008 sa Nemecko pripojí k trilaterálnemu trhu Belpex, ktorý spája spotové trhy Francúzska, Holandska a Belgicka. Očakáva sa zníženie kapacity do ročných a mesačných aukcií v prospech kapacity pre denný *market coupling*. V zásade však dôjde k väčšiemu prepojeniu a stabilizácii cien elektriny v západnej Európe, takže v zóne Francúzska, Benelux, Nemecko budú ceny naďalej konvergovať. Prepojenie by malo mať zmierňujúci vplyv na cenovú volatilitu spotových trhov, presnejšie povedané kompenzovať časť negatívnych vplyvov vyvolaných nárastom VtE.

Vplyv vetra na spotové ceny bude znamenať tak významné zvýšenie volatility, ako aj mierne zníženie ceny. Môže teda dôjsť k situácii, kedy priemerné ceny na spotovom trhu budú výrazne nižšie než produktové ceny (je obvyklé, že sú o niečo nižšie, ale rozdiel môže byť zvýraznený. To by malo na ponukové ceny do denných aukcií negatívny vplyv a to nielen na ich volatilitu, ale aj na ich strední hodnotu. Týka sa to opäť profilov na hraniciach Nemecko-Rakúskeho trhového priestoru.

Trh s elektrinou v Poľsku

Poľský trh je doposiaľ výrazne prebytkový a okrem toho ovplyvnený dlhodobými kontraktmi s fixovanou cenou. Vo voľne časti trhu existuje veľmi výrazná prevaha ponuky. Tato trvalá prevaha udržiava ceny elektriny prakticky na úrovni alebo mierne nad úrovňou krátkodobých marginálnych nákladov uhoľných zdrojov. Pri zavádzaní ETS mechanizmu došlo ku sklzu v zavádzaní centrálneho registra emisných povoleniek. Jednak tým že neexistoval registračný mechanizmu ako aj vysoká konkurencia ktorá neumožňuje zvýšiť ceny elektriny bez rizika straty trhovej pozície spôsobili, že tak v roku 2005, ako aj v roku

2006, teda v rokoch, kedy ceny povoleniek významne ovplyvňovali ceny elektriny tak v ČR ako aj v Nemecku, boli ceny elektriny na poľskom trhu prakticky bezo zmien.

Emisné limity a povolenky však významne ovplyvnia ceny elektriny po roku 2007. Prvým významným faktorom je derogácia emisných štandardov pre energetické zdroje, ktorú si Poľsko vyjednalo ako prechodové obdobie v prístupovej zmluve, a ktorá končí v roku 2008. Väčšina poľských uhoľných elektrární nespĺňa emisné limity platné od roku 2009 a pritom je extrémne nepravdepodobná akákoľvek výnimka, povolená v tejto oblasti. Mnoho poľských uhoľných zdrojov je okrem toho zastaralých a ekonomická efektívnosť vyčistenia je u nich problematická. Naviac v časovom horizonte zostávajúcich necelých 3 rokov prakticky nie je možné vyčistiť všetky zdroje, ktorých sa limity dotýkajú (viď skúsenosti ČR z rokov 1992 až 1998). Uplatnenie emisných limitov bude teda znamenať zásadný dopad na poľský trh s elektrinou. Tým dôjde ku zníženie pretlaku ponuky a cena sa začne odtrhávať od krátkodobých marginálnych nákladov.

Ukrajina

V rámci sústavy bývalého ZSSR bola Ukrajina pomerne významným „Exportérom“ s aktívnou bilanciou okolo 30 TWh na začiatku deväťdesiatych rokov. Ako dôsledok rozpadu Sovietskeho zväzu a kolapsu hospodárstva došlo k poklesu spotreby elektriny jednak v Rusku tak aj na Ukrajine. Výroba elektriny sa prepadla na 55 % úrovne roku 1990 a export sa znížil na hodnoty okolo 2 TWh. Jedným zo zásadných dôvodov bol taktiež kolaps zúčtovania a platobných vzťahov, ktorý znamenal, že elektrárne (najmä tepelné) nedostávali za odobratú elektrinu zaplatené a neboli schopné uhradiť platby za uhlie. Existovala snaha vykonávať barterové obchody, ktoré zaistia dodávky paliva výmenou za elektrinu. K významnejšiemu nárastu exportu dochádza jednak v roku 2003/4 po pripojení Burštinskej oblasti k UCTE a ďalej v roku 2005, kedy došlo k zvýšeniu dodávok do Ruska a Bieloruska. Vzhľadom na vyrovnávajúcu sa bilanciu Ruska je možné očakávať nárast vývozov do tejto oblasti, zatiaľ čo nárast vývozov do oblasti UCTE je stále limitovaný kapacitou Burštinskej oblasti a limity pripojenia tejto oblasti k systému UCTE.

10.3 Vývoj trhovej integrácie v regióne krajín CEE

Trhovú integráciu je možné chápať v širšom zmysle slova ako vytvorenie jednotného trhového priestoru definovaného spoločnými alebo kompatibilnými pravidlami a trhovými mechanizmami alebo v užšom zmysle slova ako vytvorenie spoločného trhu s jednotnými trhovými cenami. Nutnou podmienkou pre trhovú integráciu je vytvorenie spoločných alebo kompatibilných pravidiel trhu a trhových mechanizmov, postačujúcou podmienkou

je potom odstránenie bariér pohybu príslušného tovaru. V prípade elektriny sú základnou bariérou kapacity sietí, ktoré neboli budované pre masívny cezhraničný obchod a predstavujú dlhodobú bariéru integrácie. Avšak ani v oblasti trhových pravidiel a mechanizmov nie je v krajinách strednej Európy dostatočná kompatibilita. Určitú mieru kompatibility dosiahli trhové mechanizmy v Nemecku, Rakúsku, Česku a Slovensku, kde existuje podobný systém bilančných skupín, registrácia kontraktov a plánovanie výroby. Pre dlhodobé kontrakty, ktoré ovplyvňujú ročné a mesačné aukcie je rozsah nevyhnutnej kompatibility pravidiel najmenší, preto došlo na úrovni týchto obchodov k nárastu obchodov v celom regióne a k vytvoreniu akéhosi fungujúceho trhu. Významným prvkom integrácie bolo prijatie kompatibilných pravidiel pre *scheduling* dlhodobých kontraktov v D-1, ktorý štandardizoval podmienky pre cezhraničný obchod. Dá sa povedať, že úplne integrovaný je trh Nemecka a Rakúska. Existujú prakticky totožné *schedulingové* a registračné systémy, systémy plánovania a riadenia zdrojov a úplné oddelenie funkcií TSO a výrobcu. Zhodné a pomerne flexibilné sú aj pravidlá prístupu na trh. Trh s elektrinou v ČR je z hľadiska spôsobu registrácie kontraktov a *schedulingu* prakticky kompatibilný, prístup na trh je zaťažený určitými bariérami (podmienky získania licencie apod.). Pravidlá trhu v ČR umožňujú úplný denný a čiastočný vnútrodenný trh, takže s vyrovnávaním ponuky a dopytu po kapacitách medzi ČR a Nemeckom/Rakúskom dochádza k postupnej integrácii českého trhu s Nemeckom. V roku 2008 je možné už očakávať prakticky úplnou integráciu, vyplývajúcu tak zo zníženia kapacitných obmedzení (vyrovnaním ponuky a dopytu) ako aj rozvojom verejného obchodovania s elektrinou na burze.

Poľsko je oddelenou cenovou oblasťou. Oddelenie vyplýva z výrazných prebytkov kapacít, deformácie trhu vplyvom iba čiastočného uvoľnenia (stále okolo 59% podiel dlhodobých kontraktov), ale taktiež z odlišností poľského trhového mechanizmu. Poľský systém riadenia výroby je založený na centrálnom riadení podľa pripravených výrobných programov. Pri roztrieštenosti poľského trhu a štruktúre sietí to vyžaduje zložitú a časovo náročnú koordináciu, kvôli ktorej sú výrobné diagramy centrálne fixované deň vopred. Tento systém je s určitými obmedzeniami flexibility schopný podporovať denné operácie, teda integráciu trhov až po úroveň denného trhu. Aj tam sa však prejavili problémy (pri implementácii koordinovaných denných aukcií) v časovom režime registrácie kontraktov a jeho synchronizácie s režimom cezhraničného *schedulingu*. Poľský systém v súčasnej podobe nepodporuje akékoľvek vnútrodenné operácie, či už vnútroštátneho alebo cezhraničného charakteru. To nakoniec ovplyvňuje do určitej miery aj flexibilitu denných operácií, pretože pri neexistenci vnútrodenných mechanizmov nie je možné odchýlky

vyrovnávať inak než centrálne prostredníctvom zúčtovacieho systému. Úplná integrácia poľského trhu je teda v súčasnej dobe nemožná, po vymiznutí hlavných blokovacích faktorov po roku 2008 (zníženie prebytkov výrobných kapacít, zníženie percenta trhu obsadeného dlhodobými kontraktmi, rozhýbanie poľského trhu) je však rovnako nevyhnutná pomerne značná zmena trhových pravidiel a mechanizmov v Poľsku. Štatistiky ukázali, že v súčasnej dobe reagujú cenové ponuky do denných aukcií skôr na absolútny vývoj cien v Nemecku než na *spread cien* poľského a nemeckého trhu. Tento prístup bude pretrvávať ešte v roku 2008, následne je možné očakávať skôr udržiavanie cenového rozdielu (*spreadu*) ako hlavného riadiaceho faktora pre ponukové ceny do aukcií.

Na Slovensku nie je doposiaľ k dispozícii funkčný organizovaný denný trh. To značným spôsobom obmedzuje funkčnosť, likviditu a flexibilitu denných operácií aj na cezhraničnom obchode. Napriek tomu, že pravidlá trhu (registrácia, scheduling, prístup na trh, zúčtovanie odchýlok) sú v zásade kompatibilné, neexistencia funkčného trhu zabraňuje integráciu trhov. Potom čo došlo k presunu bilancie Slovenska do prakticky deficitného pásma, zdôrazneného od roku 2008 odstavením ďalšieho bloku JE a nárastom dopytu, je možné otvorenie denného trhu ešte komplikovanejšie. Deficit Slovenska spolu s tokom elektriny do trvalo deficitnej oblasti Balkánu a Maďarska prakticky znamená oddelenie cenovej oblasti Slovenska od cenovej oblasti ČR/Nemecko a jej pripojenie k cenovej oblasti Maďarska. Dostupná kapacita z Poľska a ČR predstavuje špičkovo cca 1 500 MW výkonu. Ak predstavuje voľná kapacita do Maďarska cca 900 MW výkonu, potom bilančný deficit Slovenska presahujúci úroveň 500 až 600 MW znamená pripojenie k cenovej oblasti Maďarska. Ceny elektriny na Slovensku sa priblížia cenám Maďarska s rozdielom cca 2 až 4 €/MWh, čo bude predstavovať základnú cenovú hladinu ponukových cien do dlhodobých aukcií. Vzrastie cenová hladina ponúk do aukcií na profile ČEPS==>SEPS v podstate zodpovedajúca cenovému diferenciálu trhových cien. Podobne to bude aj na profile Poľsko==> SEPS, na ktorom cenová hladina dopytu prevýši cenovú hladinu dopytu na profile Poľsko==>VET a Poľsko ==> CEPS.

Ceny elektriny v jednotlivých krajinách regiónu (peak a base) [43]

Zásadným pre určenie ponukových kriviek do dennej aukcie je určenie cenovej hladiny v jednotlivých krajinách. Konkrétna simulácia (konkrétna cenová krivka) reflektuje konkrétne podmienky daného dňa, avšak cenová hladina v štátoch, medzi ktorými je dopyt po kapacite, má zásadný význam pre nastavenie cenovej krivky. Zjednodušeným spôsobom sa dá povedať, že rozdiel cenovej hladiny je limitujúci pre cenové ponuky (obchodník bude maximálne ochotný ponúknuť za kapacitu rozdiel cien

elektriny na oboch trhoch). Pre simuláciu sa dajú použiť ponukové krivky z minulosti s tým, že budú upravené pomerom cenového diferenciálu simulovaného roku a východzieho roku.

10.4 Rozsah a možnosti regulácie cien a jej vplyv na konečnú cenu elektriny

V klasickom poňatí národných regulovaných energetík, charakterizujúcim odvetvie elektroenergetiky do začiatku liberalizácie nebola elektrina medzinárodnou komoditou a nemala definovanú cenu. Na národnej úrovni sa vyvíjali energetiky s ohľadom na miestne zdroje, limity a politické rozhodnutie tak, aby zaistili v zásade sebestačnosť vo výrobe elektriny.

Vývoj cien a scenáre vývoja

V rámci územia elektrárenskej spoločnosti (obvykle totožné s hranicami národného štátu alebo spolkovej krajiny) existoval dominantný regulovaný subjekt, zodpovedný za zásobovanie elektrinou. Úlohou tohto subjektu bolo zaistiť dlhodobý rozvoj zdrojov v súlade s potrebami územia, zaistiť dodávku elektriny spotrebiteľom na svojom území (záväzok verejnej služby) a zaistiť plnenie technických a spoľahlivostných parametrov dodávky (dnes systémové služby). Prenosová sústava bola súčasťou tohto subjektu. Subjekt dodával jednotlivým skupinám zákazníkov za štátom regulovanú cenu (či už priamo formou maximálnych cien, alebo nepriamo pomocou vecne usmerňovaných cien). Ceny boli konštruované tak, aby:

- odrážali dlhodobé náklady výroby vrátane rozvoj zdrojov a sietí
- zaisťovali štátnu hospodársku politiku selektívnou podporou (krížové dotácie)
- stimulovali subjekt (výrobcu) k rozvoju zdrojov a sústavy

Pokiaľ existovali popri tomto dominantnom subjekte nezávislí výrobcovia, jednalo sa väčšinou o kogeneračnú miestnu výrobu, ktorá mala ceny regulované buď priamo (regulačným orgánom) alebo nepriamo (výkupnou politikou dominantného subjektu pod dohľadom regulácie) a to vždy s ohľadom na dodávky tepla.

Dá sa teda povedať, že v žiadnom európskom štáte neexistovala pred liberalizáciou na úrovni jednotlivých štátov cena samotnej elektriny ako komodity. V medzinárodnom meradle prebiehal obchod s elektrinou iba v obmedzenej miere, vyplývajúcej z charakteristík vývoja zdrojov a hospodárskeho a politického cyklu v jednotlivých štátoch. Obchody s elektrinou boli dojednávané ako dlhodobé 3 až 20 rokov) a obvykle za účasti vlád. Cena bola stanovená dohodou a väčšinou rešpektovala tak dlhodobé náklady výroby, ako aj vládnu politiku. Ceny elektriny v jednotlivých existujúcich kontraktoch boli teda

individuálne a ešte vo všetkých prípadoch podliehali utajeniu. Ani na štátnej a ani na medzinárodnej úrovni neexistovala cena samotnej elektriny.

Trh s elektrinou v oblasti strednej Európy a vývoj cien boli od začiatku zásadne poznamenané spôsobom liberalizácie v Nemecku. Trh bol v Nemecku skokovo a úplne otvorený v roku 1999. Súčasne však došlo len formálnemu oddeleniu sieťových operátorov (prenosovej aj distribučnej sústavy) od dominantných subjektov a nad tým bol vytvorený plne netransparentný systém dohodnutého prístupu k sieťami. Ten síce všeobecne zaisťoval rovnaké podmienky pre všetkých používateľov danej kategórie, ale nestanovoval, aké majú byť. Nemecké elektrárenské spoločnosti, dominujúce elektroenergetike v jednotlivých spolkových krajinách stáli pred ohrozením zo strany Francúzska, ktoré malo cca 70 TWh ročných prebytkov a neotvorený trh, ktorý jednak umožňoval krížové dotácie (vrátane exportu), jednak zabraňoval v prístupe k zákazníkom. Ako obranný mechanizmus teda zvolili výrobcovia v Nemecku stratégiu rozdelenia ceny dodávky na pomerne vysokú cenu za použitie sietí, ktorá vytvárala prakticky celý zisk spoločnosti a cenu vlastnej elektriny (teda komoditu na konkurenčnom trhu) prakticky na nákladovej úrovni, merané premennými nákladmi. Táto situácia vytvorila extrémne nízke ceny v Nemecku na úrovni 20 až 25 €/MWh v období asi do polovice roku 2003. Tieto ceny boli pod úrovňou dlhodobých (výrobných) nákladov, ale vytvorili úplne nesprávny dojem o cene elektriny vzhľadom k tomu, že žiadne cenové referencie z predchádzajúceho obdobia neexistovali. Francúzsko teda orientovalo väčšinu svojich prebytkov do Talianska, ktoré vzhľadom na svoju nejadrovú a environmentálnu stratégiu malo (a má) významnú časť zdrojov na zemný plyn a vykurovacie oleje a preto aj veľmi vysoké ceny elektriny. Štáty strednej Európy, ako druhá prebytková oblasť v zóne UCTE, čiastočne orientovali export do Talianska (prostredníctvom rakúskych, nemeckých a švajčiarskych obchodníkov), čiastočne sa orientovali na nemecký trh, čím vytvorili dočasný rozdiel medzi domácimi nákladovými cenami a nižšími „trhovými cenami v Nemecku.

Cenové špičky na prelome rokov 2001/2002 a 2002/2003 boli spôsobené suchým rokom v Škandinávii, ktorého dôsledkom boli vysoké ceny na Nordpoole, čo sa čiastočne prelialo aj do oblasti UCTE.

K cenovému obratu došlo v druhej polovici roku 2003. Bol spôsobený celým radom faktorov, z ktorých niektoré mali skokový dopad, niektoré pôsobili kontinuálne.

1. vplyvom reštrukturalizácie výrobnej základne a odstavenia starých uhoľných elektrární so súčasným rastom spotreby, nulovými novými kapacitami (okrem veterných) a obmedzením nárastu importov z oblasti CENTREL (narazila na

limity prenosových kapacít) došlo takmer k vyrovnaniu ponuky s dopytom na nemeckom trhu.

2. vlna veľkých výpadkov v roku 2003 pritiahla pozornosť k dlhodobým bilanciám elektriny, po prvý krát bola spracovaná dlhodobá bilancia UCTE, z ktorej vyplynul jasný trend k znižovaniu prebytkov s rizikami narastajúcich cien
3. otvorenie trhov s derivátmi umožnilo obchodníkom a odberateľom zaistiť si svoju pozíciu dlhodobo a výrobcom vyslať cenové signály o skutočnej (dlhodobej) hodnote elektriny odvodenej od nákladov výroby

Výsledkom boli ceny elektriny, ktoré sa prehupli cez úroveň 30 €/MWh a začali sa zospodu približovať k (dlhodobým) výrobným nákladom najlacnejších zdrojov (elektrina z kombinovaného cyklu na zemný plyn v cenovej úrovni roku 2003 bola nákladovo na úrovni 35 až 38 €/MWh). V priebehu roku 2004 nedošlo k žiadnym významným distorziám a udalostiam a tak mali ceny elektriny tendenciu stagnovať (ceny derivátov na obdobie do roku 2010 reflektovali mierny nárast až k cenám okolo 36 €/MWh). Produkt peak bol ocenený na úrovni okolo 1.5 až 1.6 násobku ceny Base (relatívna cena špičkovej elektriny ako dôsledok výpadkov, cenovej volatility a dlhodobých bilancií stúpla z cca 1.4 násobku v roku 2002).

V roku 2005 prišiel druhý cenový šok, ktorý bol spôsobený predovšetkým dvoma faktormi.

1. Otvorenie obchodovania s emisnými povolenkami prinieslo výrobcom zvýšenie nákladov (skutočných alebo tieňových) na úrovni medzi 15 a 23 €/MWh (pri cene povoleniek 25 €/t CO2) podľa emisných faktorov jednotlivých zdrojov. Tieto náklady boli z väčšej časti premietnuté do cien
2. Zvýšenie cien ropy vyvolalo rastúce ceny zemného plynu. Zvýšenie cien plynu a najmä projekcia cien ropy ukazujúca jej už dlhodobo vyššiu hladinu malo vplyv na ceny povoleniek, pretože práve výroba zo zemného plynu predstavuje v súčasnosti v Európe hlavný marginálny substitút dodávky z uhoľných zdrojov a ak sa relatívne zvyšujú náklady výroby plynových zdrojov, musí sa zvyšovať aj cena povoleniek, aby bola dosiahnutá zámena časti výroby z uhlia za plyn).

Ceny elektriny sa dostali v roku 2005 na úroveň okolo 45 až 48 €/MWh za base. Vzhľadom na to, že emisné povolenky pôsobia hlavne na cenu uhoľných zdrojov, ovplyvňujúcich produkt base, došlo k vyššiemu nárastu cien base oproti cenám peak. Cena peak sa pohybuje dlhodobo nad 65 €/MWh.

V roku 2006 pokračoval trend rastu cien akcelerovaný aj relatívne tuhou zimou. Ceny elektriny sa dostali na úroveň 52 €/MWh, v prípade peak potom okolo 70 €/MWh. Kolaps cien povoleniek na jar 2007 spolu s veľmi miernou zimou prispel k prepadu cien elektriny späť na hodnoty pod 50 base. Veľké odbery v priebehu leta 2007 však cenu elektriny zdvihli opäť k hranici 58 až 60 €/MWh, na ktorej sa dodávalo koncom roku 2007 a na začiatku roku 2008.

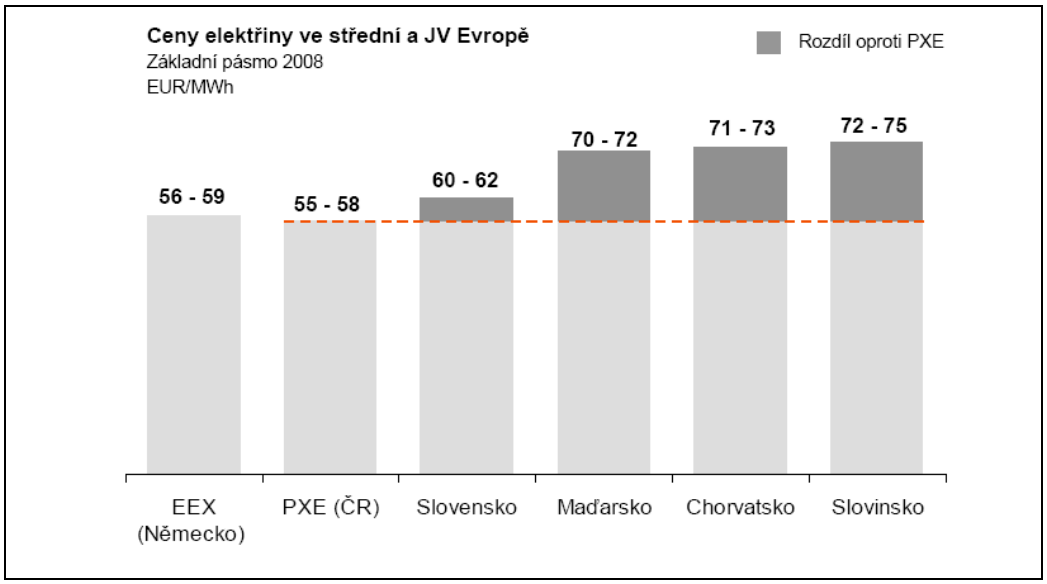
Trh s elektrinou a ceny elektriny ovplyvní v najbližších 7 až 10 rokoch predovšetkým vývoj cien ropy a zemného plynu a uhlíková politika EÚ. Podľa toho je možné narysovať tri základné scenáre (obr.35):

- **Scenár minimálnych cien:** cena ropy sa vráti na úroveň okolo 70 USD/barel a zemný plyn ju bude v závese nasledovať. EÚ prehodnotí svoju politiku vo vzťahu k emisiám CO2 a spoločne s USA sa pokúsi riešiť tento problém technológiami ukladania CO2. K financovaniu zvýši uhlíkovú daň a zruší mechanizmus povolení.
- **Scenár maximálnych cien:** cena ropy sa bude pohybovať bežne nad hranicou 100 USD/barel a minimálna cena ropy (od ktorej bude odvodzovaná cena zemného plynu) neklesne pod 80 USD/barel. V oblasti emisií sa k EÚ pripoja ďalšie štáty. Limity povoleniek sa znížia. Povolenky budú alokované v 3. alokačnom období v aukciách, súčasne bude postupne zvyšovaná pokuta za prekročenie a objem povoleniek bude znižovaný podľa environmentálneho balíčka EK z januára 2008.
- **Scenár stredný:** cena ropy sa krátkodobo vychýli nad 100 USD/barel a potom sa ustáli na úrovni okolo 90 USD/barel. EÚ ponechá svoj mechanizmus obchodovania s povolenkami a bude postupne znižovať alokovaný objem a zvyšovať pokutu. Cena povoleniek presiahne 40 €/MWh k roku 2010, pričom časť objemu povoleniek bude alokovaná v aukciách.

V maximálnom aj v strednom scenári je cenová špička okolo roku 2010 spôsobená deficitom ponuky na trhu a prienikom ceny nad dlhodobé náklady. Potom budú uvedené do prevádzky nové zdroje, ktoré vyrovnajú ponuku a dopyt a vrátia cenu späť na/pod úroveň dlhodobých nákladov. Rovnaký efekt samozrejme nastáva aj v minimálnom scenári, ale neprejaví sa na cene, pretože je stlmený ústupom od schémy emisných limitov a povoleniek.

V grafe (Obr. 10-1) ide o odhad ceny elektriny na stredoeurópskom trhu, teda v podstate cena elektriny na trhu EEX, ktorá je v zásade zhodná s cenou v ČR a v Rakúsku,

Na Slovensku a v Maďarsku môže byť cena s ohľadom na obmedzenie kapacít vyššia o 2 až 8 €/MWh (Obr. 10-2).



Obr. 10-1 Ceny elektriny v strednej a juhovýchodnej Európe,

Zdroj: [49] ČEZ, EEX, PXE, Plattz



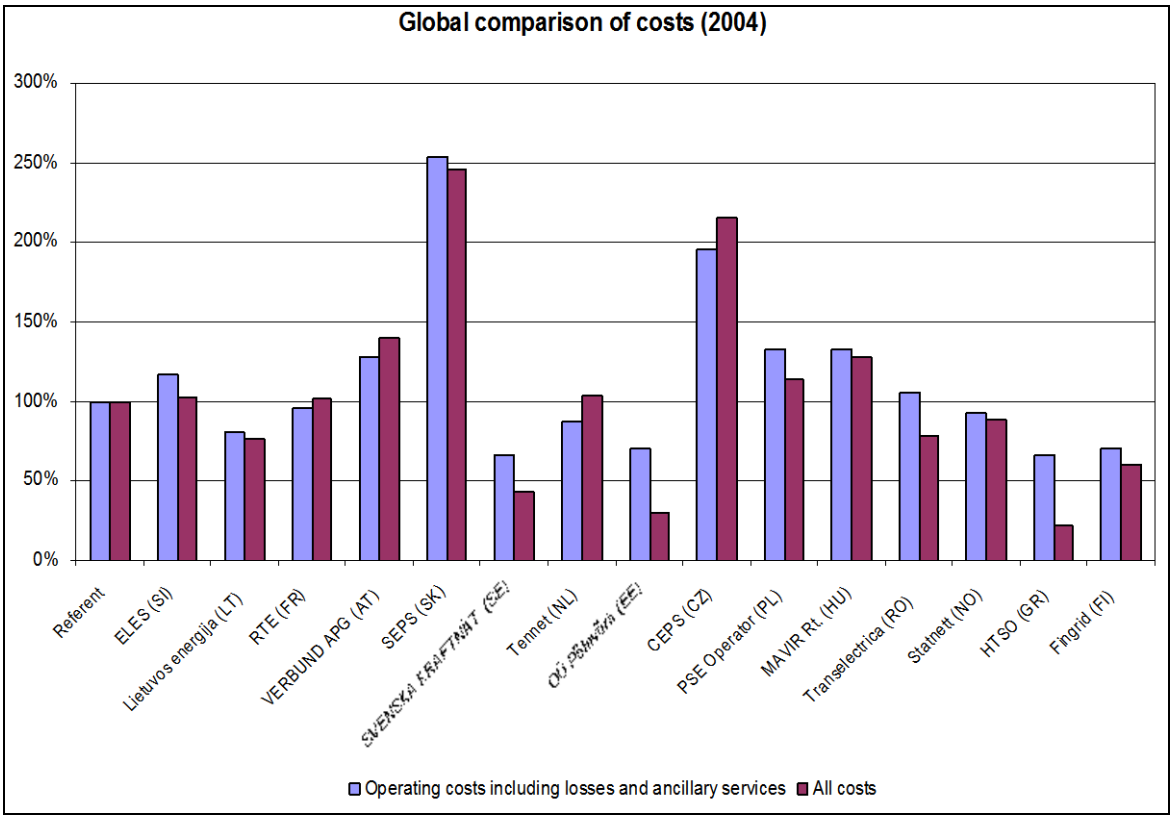
Obr. 10-2 Porovnanie cien elektriny v Nemecku, ČR, SR, Maďarsku a na Balkáne (porovnávacia cenová hladina EEX)

Zdroj: [50] ČEZ, EEX, PXE

Cenová regulácia vybraných zložiek

Celkové relácie prevádzkových nákladov prevádzkovateľov prenosových sústav, ktoré ovplyvňujú tarify, sú na Obr. 100-3. Ukazujú prevádzkové náklady PPS, ktoré sa vzťahujú na priemer krajín EÚ v roku 2004. *Zdroj : EEC [43]- ETSO Benchmarking Report*

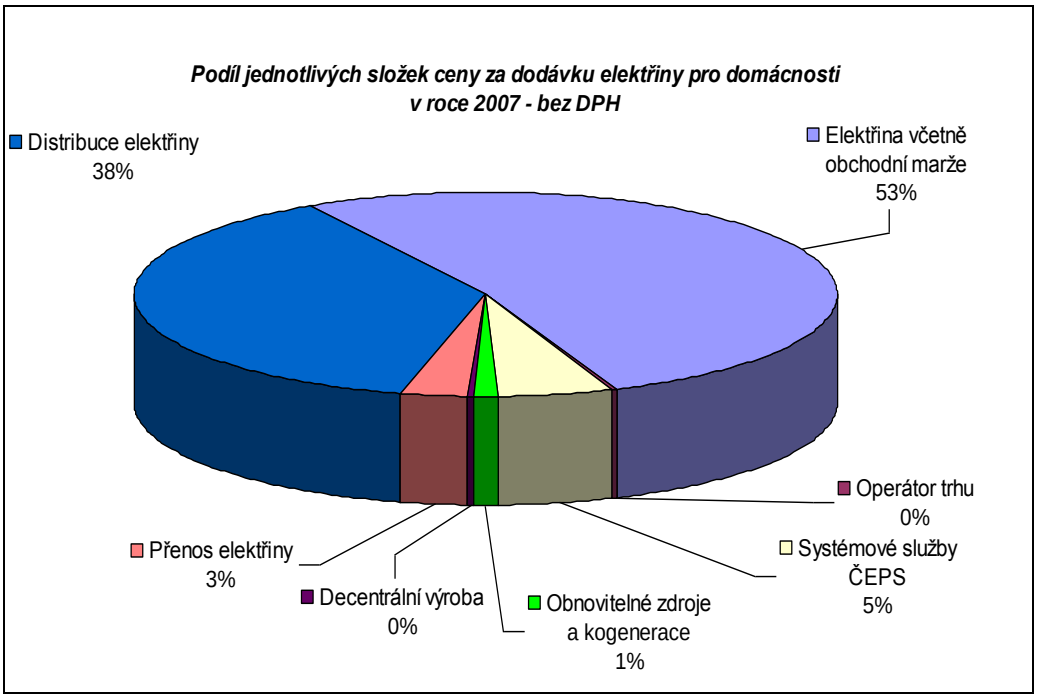
Cenová regulácia je v súčasnej dobe v krajinách EÚ obmedzená na zložky ceny, ktoré súvisia s regulovanými činnosťami v oblasti prevádzky sietí. Obvykle sú definované ako zložky platieb za prenos, distribúciu a systémové služby. V rôznych krajinách sú ešte používané ďalšie zložky súvisiace s úhradou nákladov na podporu obnoviteľných zdrojov a kombinovanej výroby elektriny a tepla a s úhradou uviaznutých nákladov z obdobia pred liberalizáciou.



Obr. 100-3 Prevádzkové náklady v stranách EU v roku 2004

Na začiatku liberalizácie bola váha regulovaných zložiek v konečnej cene väčšia než 50 %. V období 2004 až 2007 došlo k prudkému rastu ceny elektriny a po dosiahnutí stropu dokonca k miernemu poklesu regulovaných zložiek ceny.

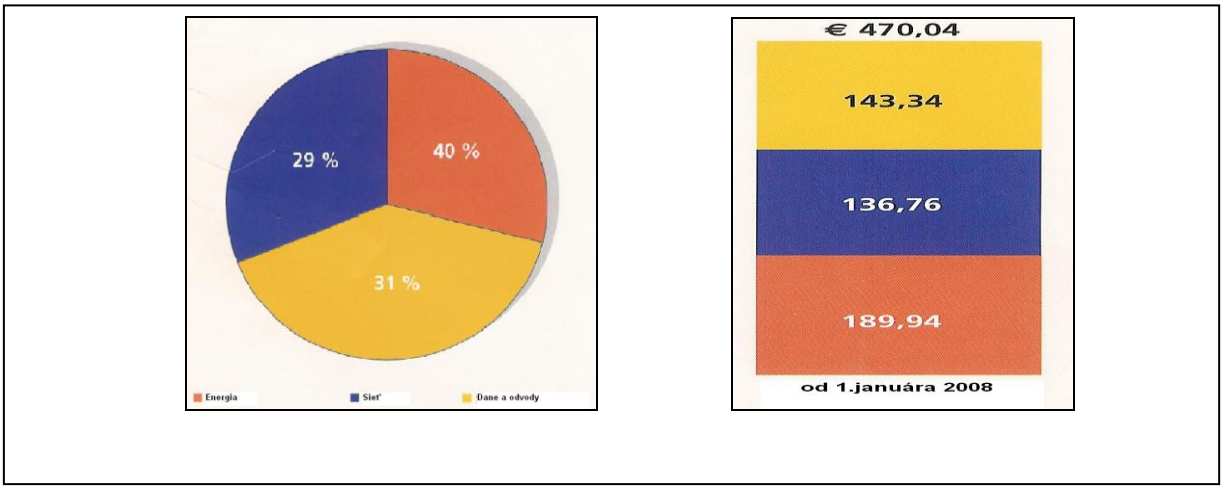
Podiel jednotlivých zložiek ceny za dodávku elektriny v Českej republike pre domácnosti v roku 2007 je na Obr. 10-4. Z neho vyplýva, že v koncovej cene majú regulované zložky váhu necelej polovice. Pokiaľ vezmeme do úvahy DPH, potom samotný podiel ovplyvniteľných zložiek ceny je okolo 40 %.



Obr. 10-4 Podiel jednotlivých zložiek ceny za dodávku elektriny v roku 2007 /bez DPH/

Zdroj : EEC [43]-ČEZ, Regulátor ČR

Podobný podiel jednotlivých zložiek ceny elektriny pre domácnosti je aj v Rakúsku (Obr. 10-5) [48] a na Slovensku [47]. To znamená, že kontrola nad cenou elektriny už nie je v rukách štátu a jeho orgánov, respektíve je značne obmedzená. Stabilizačnú úlohu regulovaných taríf, ktorú zohrali v období 2004 až 2007 už s ohľadom na potrebu značných investícií do obnovy a rozvoja sietí, nebude možné ďalej očakávať.



Obr. 10-5 Poplatky za elektrinou pre domácnosti v Rakúsku (ročná spotreba 2 500 kWh)

Zdroj:[48] - Wien Energie, Preisinformation Strom, december 2007

V nasledujúcich rokoch sa dá očakávať pokračovanie tohto trendu. Nepriama možnosť regulácie, ktorú používa napr. Maďarsko alebo Španielsko, spočíva v stanovení regulovaných cien pre dodávku poslednej inštancie pod úrovňou trhových cien. To vedie k presunu väčšiny zákazníkov v kategórii domácností do tejto oblasti a tlačí veľkoobchodné ceny na konkurenčnom trhu dole v rozsahu marže obchodníkov. Tam, kde už marža naráža na spodný limit, už však nie je možné ovplyvniť veľkoobchodnú cenu a straty z dodávky poslednej inštancie sa premietnu do tarifov. Dochádza tak ku skrytej krížovej dotácii medzi zákazníkmi, ktorí nie sú chránení dodávkou poslednej inštancie a zákazníkmi, ktorí majú právo túto ochranu používať.

Tieto praktiky už boli identifikované Európskou komisiou a v súčasnej dobe prebieha námietkové konanie, ktoré je predstupňom uvalenia sankcií pri nezaistení nápravných opatrení. V dlhodobom horizonte teda tento spôsob regulácie nie je použiteľný bez rizika vojny s Európskou komisiou.

Ďalším pokusom ako brzdiť rast veľkoobchodných cien elektriny bolo uvalenie limitu na ponukové ceny na povinnom dennom trhu s elektrinou v Španielsku. Aj tieto praktiky boli opäť kritizované Európskou komisiou a následne odstránené. Okrem toho sú použiteľné iba tam, kde existuje povinný spotový trh a kde je možné obmedziť rozsah bilaterálnych obchodov. To je vo väčšine krajín obtiažne realizovateľné, na Slovensku potom vzhľadom na neexistenciu spotového trhu nerealizovateľné.

Z pohľadu možnej štátnej regulácie je teda možné konštatovať, že možnosti ovplyvnenia ceny elektriny sú limitované a budú ďalej klesať. Cena elektriny bude vo svojej neregulovanej časti utváraná trhom na úrovni regiónu a túto cenu môžu ovplyvniť iba dostupné kapacity a to tak, že v prípade importných krajín budú cenu zvyšovať, v prípade exportných krajín znižovať.

10.5 Dopad liberalizácie na vývoj štruktúry zdrojov a výkonové bilancie

Liberalizácia trhu s elektrinou odstránila z bedier monopolných alebo dominantných dodávateľov zodpovednosť za zaistenie dodávok. Krátkodobú zodpovednosť za obstaranie dostupných výkonov na reguláciu rovnováhy vložila na bedrá prevádzkovateľov prenosových sústav. Dlhodobú zodpovednosť formálne uložila na členské štáty. Avšak okruh nástrojov, ktorými môžu členské štáty ovplyvňovať dostatok investícií, je mizivý rovnako ako ovplyvňovať štruktúru zdrojov. Pre investorov do nových zdrojov je rozhodujúca cena primárnych zdrojov, kapacity sietí a stratégie EU v oblasti emisií CO_2.

Ďalším kľúčovým faktorom je rozsah a formy podpory obnoviteľných zdrojov a politické rozhodnutia o jadrových zdrojoch. Prakticky iba v prípade jadrových zdrojov existuje zásadná úloha štátu v ovplyvnení výstavby, vychádzajúca z podrobných regulácií vyplývajúcich z MAAE a záväzky štátov vyplývajúcich z jadrovej bezpečnosti a zodpovednosti za škody. V oblasti uhoľných zdrojov je povolená podpora iba do úrovne 15 % koncovej spotreby krajiny. V období prebytku výkonu na začiatku liberalizácie bolo uzatvorených niekoľko desiatok starých uhoľných elektrární (Nemecko, ČR). Nové zdroje, uvedené do prevádzky od začiatku liberalizácie, sú prakticky výhradne zdroje spaľujúce zemný plyn. Súčasne dochádza od začiatku desaťročia k masívnej podpore rozvoja veterných elektrární. V palivovom mixe sa teda zreteľne prejavuje zníženie podielu klasických zdrojov, pracujúcich v základnom zaťažení a poskytujúcich regulačné výkony v prospech zdrojov s vynútenou prevádzkou (veterné elektrárne a zdroje na biomasu) a špičkových zdrojov s vysokými manévrovacími schopnosťami a súčasne s vysokými premennými nákladmi.

Vo väzbe na nárast cien povoleniek a očakávaný prechod na ich alokáciu pomocou aukcií v 3. Alokačnom období sú už v súčasnej dobe oneskorované alebo zastavované mnohé projekty na uhoľné lignitové elektrárne (Poľsko, ČR, Nemecko). Pokračuje výstavba veterných elektrární, u ktorých sa predpokladá nárast z cca 60 GW inštalovaného výkonu v roku 2008 (zdroj EWIS – štúdia ETSO, 2007) na hodnoty okolo 120 až 180 GW v roku 2010 (zdroj – SET plán Európskej komisie – návrh január 2008). V Nemecku sa predpokladá ukončenie prevádzky jadrových elektrární do roku 2023 a ich nahradenie plynovými zdrojmi a výrobou z obnoviteľných zdrojov. Energetická mapa Európy sa tak do roku 2020 zásadne zmení a trendy začaté po roku 2000 budú pokračovať. Očakávaným výsledkom bude najmä vyššia volatilita cien elektriny na krátkodobých trhoch, nižšia dostupnosť a vyššie ceny podporných služieb a celkovo nižšie výkonové rezervy v Európe.

11 Návrh vzorca výpočtu ceny energie pri prednostnom výkupe elektriny z OZE

Pri tvorbe cien za elektrinu je potrebné brať do úvahy fakt, že regióny majú záujem o vlastnú výrobu elektrickej energie z obnoviteľných zdrojov, a hoci v najbližšom období nie je možné počítať s osamostatnením sa regiónov od centrálneho systému zásobovania elektrickou energiou, je potrebné poznať, aký finančný vplyv môže mať regionálna výroba elektrickej energie z obnoviteľných zdrojov (vietor, biomasa, MVE), prípadne z lokálnych zdrojov (paroplyn, kogenerácia...) na distribúciu elektrickej energie. Je potrebné zohľadniť rozhodujúce vplyvy pri výrobe elektrickej energie z obnoviteľných zdrojov, a to sezónnosť (pomerne dobre determinovateľný vplyv, prejavuje sa najmä u MVE, paroplynových zariadení), časovú odozvu medzi dopravou vyrobenej alternatívnej (väčšinou tepelnej) energie a dopravou vyrobenej elektrickej energie. S väčším časovým predstihom determinovateľné javy, ako úroda biomasy, ceny energií a pod. Veľmi vážnym faktorom sú javy veľmi ťažko v dostatočnom predstihu determinovateľné, a to rýchlosť vetra, v menšej miere zrážky.

V tejto časti je navrhnutý matematický model regionálnej dodávky elektrickej energie pomocou vlastnej výroby z alternatívnych zdrojov. Uvažujeme so zdrojmi, kde sa predpokladá istá náhodnosť pri zabezpečení výroby elektriny z týchto zdrojov (veterné elektrárne, čiastočne malé vodné elektrárne). Taktiež uvažujeme so zdrojmi, ktoré sú schopné plniť plánované dodávky – biomasa.

Nakoľko miera nasadenia alternatívnych zdrojov v regiónoch nie je tak významná, aby znamenala významnú regulačnú záťaž pre elektrizačnú sústavu ako celok, predpokladáme, že výpadok výroby, prípadne prudký nábeh výroby z nich nie je pre reguláciu sústavy kritický a pri výpočtoch nebudeme klásť obmedzenia na zmenu dodávky jednotlivých výrobní.

11.1 Základný popis modelu tvorby cien

Pri zostavovaní modelu tvorby cien bola realizovaná analýza viacerých matematických modelov [50], [52] avšak pre dané účely sa vychádza zo základného vzťahu, ktorý je založený na kombinácií predpokladaného množstva elektriny z obnoviteľných zdrojov a klasických zdrojov.

Nech d_{spo}, p_{spo}, d_{det}, p_{det}, d_{nah}, p_{nah} sú kladné reálne hodnoty ($\in R^{0+}$), ktoré predstavujú:

d_{spo} – celková spotreba elektriny

p_{spo} – predpoklad celkovej spotreby elektriny

d_{det} – dodávka elektriny zo zdrojov bez náhodného faktora

p_{det} – predpoklad dodávky elektriny zo zdrojov bez náhodného faktora

d_{nah} – dodávka elektriny zo zdrojov s náhodným faktorom

p_{nah} – predpoklad dodávky elektriny zo zdrojov s náhodným faktorom

Potom platí rovnica (11.1) a zároveň (11.2).

$$p_{spo} = p_{det} + p_{nah} \quad \textbf{(111.1)}$$

$$d_{spo} = d_{det} + d_{nah} \quad \textbf{(111.2)}$$

Nech cd_{spo}, cp_{spo}, c_{det}, c_{nah}, c_{spo} sú :

cd_{spo} – celková skutočná nákupná cena elektriny zo všetkých zdrojov

cp_{spo} – celková predpokladaná nákupná cena elektriny zo všetkých zdrojov

c_{det} – nákupná cena elektriny zo zdrojov bez náhodného faktora

c_{nah} – nákupná cena elektriny zo zdrojov s náhodným faktorom

Bez straty na obecnosti môžeme predpokladať nasledovné vzťahy :

$$cp_{spo}(p_{spo}) = c_{det}(p_{det}) + c_{nah}(p_{nah}) \quad \textbf{(111.3)}$$

alebo

$$cp_{spo}(p_{det}+p_{nah}) = c_{det}(p_{det}) + c_{nah}(p_{nah})$$

zároveň platí

$$cd_{spo}(d_{spo}) = c_{det}(d_{det}) + c_{nah}(d_{nah}) \quad \textbf{(111.4)}$$

alebo

$$cd_{spo}(d_{det}+d_{nah}) = c_{det}(d_{det}) + c_{nah}(d_{nah})$$

Z uvedených vzťahov vyplýva, že dané funkcie sú sumárne ceny za dodanú elektrinu. Tieto funkcie môžu byť obecne nelineárne, sú rastúce, pričom v reálnej podobe funkcia ceny zo zdrojov s náhodným faktorom je lineárna a má tvar

$$c_{nah}(x) = k_{nah}.x \quad \textbf{(111.5)}$$

kde

$k_{nah}>0$,

x - odobraná energia

k_{nah} - jednotková cena.

Poznámka - Predpokladáme, že cena za energiu z náhodného zdroja je rovnaká pre všetky zdroje. Ak nie, tak k_{nah} je hodnota závisiaca od množstva x t.j. $k_{nah}(x)$ a stráca sa

lineárny charakter funkcie. Tak ako je to uvedené vo vzťahu (11.5) platí len pre jeden druh obnoviteľnej energie alebo pri stanovení jednotnej výkupnej ceny.

Funkcia ceny zo zdrojov bez náhodného faktora nelineárna, tvaru (k_{det}, m_{det}, $n_{det}>0$) :

$$c_{det}(x) = k_{det}.x + m_{det} \quad \text{ak } x \le p_{det}$$
$$c_{det}(x) = n_{det}.(x - p_{det}) + c_{det}(p_{det}) \quad \text{ak } x > p_{det} \qquad \textbf{(11.6)}$$

kde

k_{det}, m_{det}, $n_{det}>0$

m_{det} - fixné náklady

k_{det} - jednotková cena energie z determinovaných zdrojov

n_{det}. - jednotková cena energie z determinovaných zdrojov pri odbere viac ako predpokladané množstvo

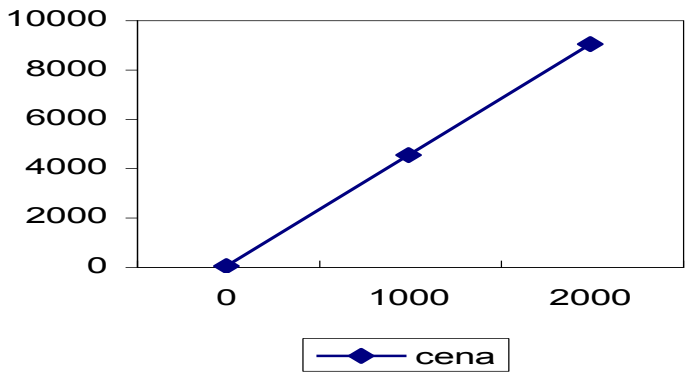
Takto sa kontrahuje nákup elektriny od veľkých dodávateľov. Ak distribútori odoberú väčšie ako zakontrahované množstvo, zaplatia za každú jednotku navyše odobratej elektriny vyššiu sumu (n_{det}), v opačnom prípade zaplatia nižšiu sumu (k_{det}).

Po dosadení v rovnici (11.6) dostaneme

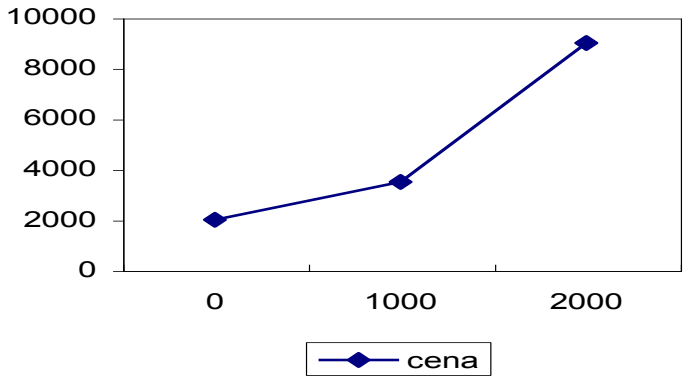
$$c_{det}(x) = m_{det} + k_{det}.p_{det} + n_{det}.(x - p_{det}) \qquad \textbf{(111.7)}$$

Uvedená funkcia odráža aj algoritmus tvorby ceny, t.j. fixné náklady, náklady na predikované množstvo a náklady na energiu prevyšujúcu predpokladaný odber.

Na Obr. 11-1 a Obr.11-2 sú znázornené zjednodušené príklady znázornenia vývoja cien elektriny, ktoré slúžia na ilustračné účely.



Obr. 11-1 Cena za elektrinu s náhodným faktorom

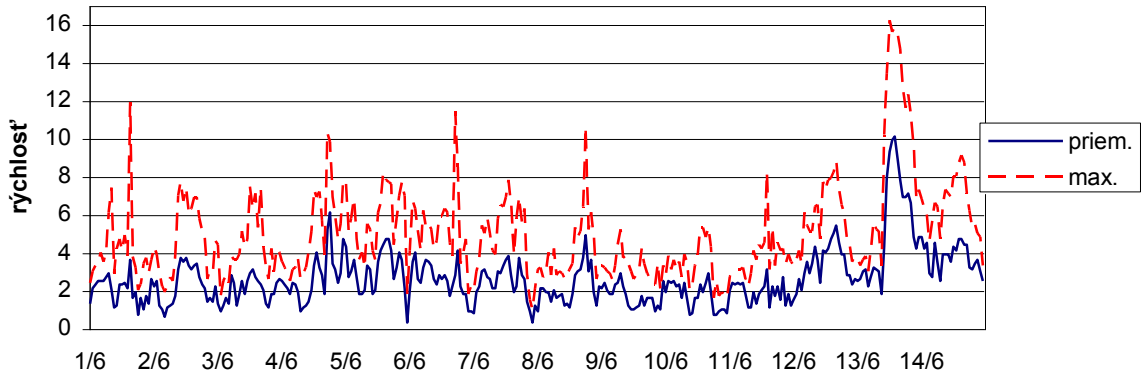


Obr. 111-2 Cena za energiu bez náhodného faktora / z determinovaných zdrojov/

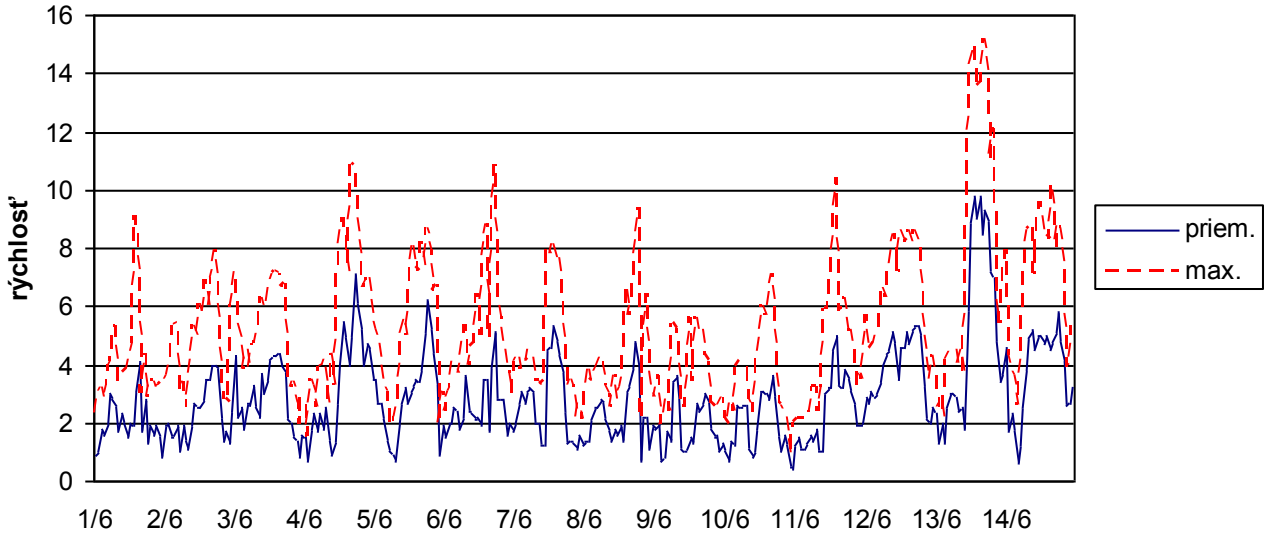
Pri navrhovanom programovom vybavení je riešenie založené na výpočte cien tvorených lomenými čiarami s väčším počtom lineárnych úsekov, čo vyhovuje výpočtu cien pomocou takýchto jednoduchých funkcií.

11.2 Predikcia výroby vo veterných elektrárňach

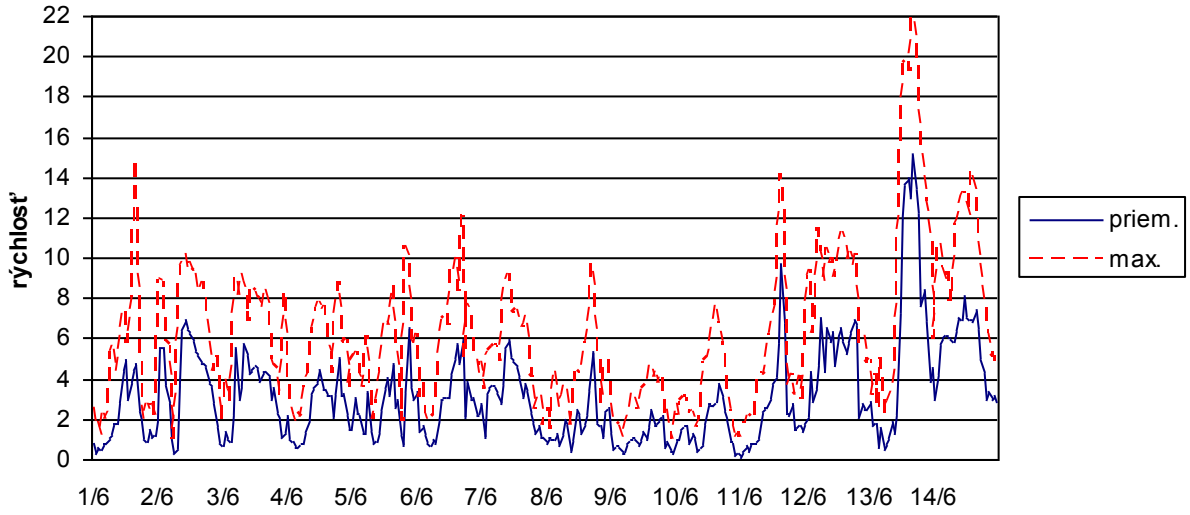
Jedným z najväčších problémov je predikcia výroby ceny z veterných elektrární. Zo vzťahov (11.6) a (11.7) vidieť, že je veľmi potrebné čo najlepšie odhadnúť, aká bude skutočná výroba elektriny v elektrárňach s náhodným faktorom, ako aj aká bude spotreba elektriny. Nakoľko odhad spotreby elektriny je prevádzaný pomerne presne, tejto téme sa v tejto časti venovať nebudeme. Analýza možností výroby energie z veterných elektrárni bola realizovaná na základe reálnych dát za posledných niekoľko rokov nameraných v perspektívnych oblastiach veterných elektrární – Jaslovské Bohunice, Piešťany a Veľké Janíkovce pri Nitre. Pre ilustráciu je nižšie graf rýchlostí vetra (hodinové priemery a hodinové maximum) z týchto oblastí za uvedené obdobie.



Obr. 11-3 Jaslovské Bohunice 01.6. - 14.6.2008



Obr. 11-4 Piešťany 01.6. - 14.6.2008



Obr. 11-5 Veľké Janíkovce pri Nitre 01.6. - 14.6.2008

Z uvedených grafov vidieť, že rýchlosť vetra je mimoriadne premenlivá a je veľmi ťažké predvídať, akú bude mať vietor v nasledujúcom období rýchlosť. S cieľom získania obrazu daných priebehov boli spracované dostupné údaje a porovnávané Gaussovo a Weibullovo rozdelenie.

Gaussovo rozdelenie má tvar

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \qquad (11.8)$$

kde

μ je stredná hodnota

σ^2 je rozptyl tohto rozdelenia.

Weibullovo rozdelenie má tvar

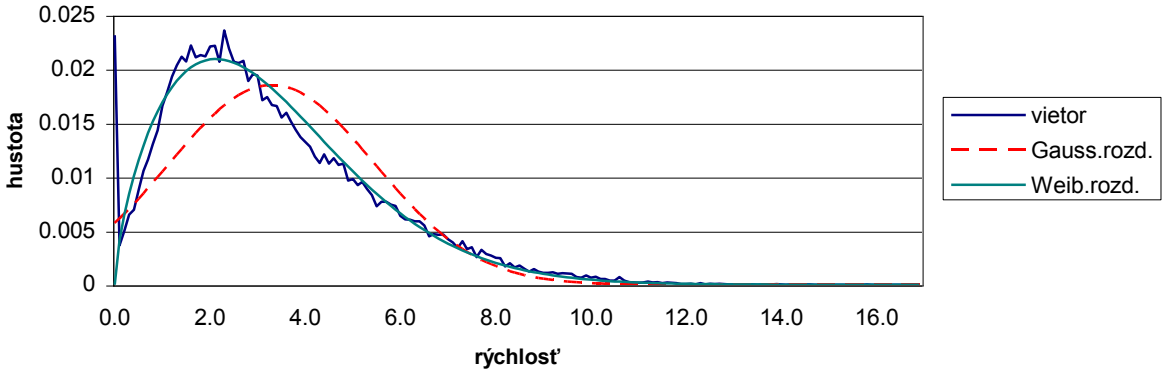
$$f(x,k,\lambda) = \frac{k}{\lambda}\left(\frac{x}{\lambda}\right)^{k-1} e^{-(x/\lambda)^k} .....ak.x \geq 0$$
$$0.....ak.x \prec 0 \qquad (11.9)$$

Nakoľko nebolo možné dosiahnuť uspokojivé priblíženie k našim štatistickým súborom X pomocou výpočtu E(X) a var(X) pomocou funkcie Γ.

$$E(X) = \lambda\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right).....\mathrm{var}(X) = \lambda^2\left[\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right) - \Gamma^2\left(1+\frac{1}{k}\right)\right] \qquad (11.10)$$

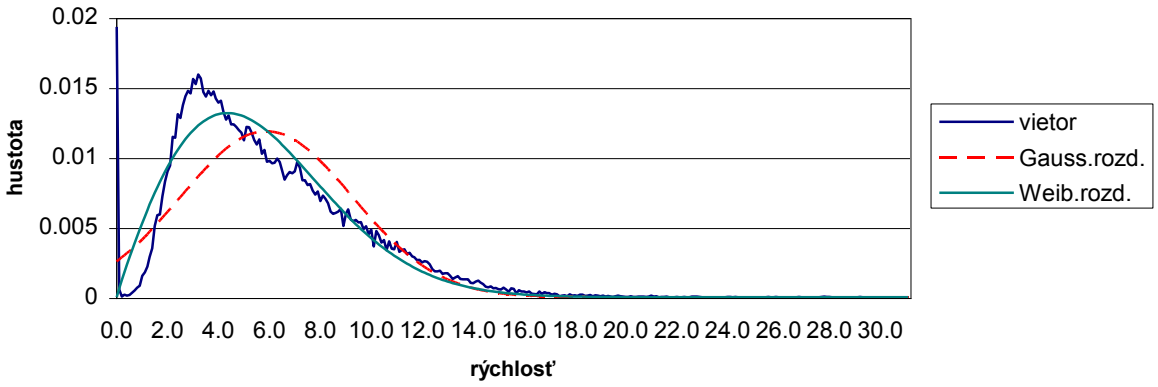
Výpočet koeficientov bol uskutočnený metódou najmenších štvorcov. Nakoľko ale vzdialenosť W-rozdelenia od našej funkcie nie je monotónna funkcia v prvej derivácii ani v premennej k, ani v premennej λ, bolo potrebné stanoviť také počiatočné hodnoty týchto veličín, aby nedošlo k divergencii. Pri programovom spracovaní sa tieto počiatočné hodnoty nastavujú ručne a následne je možné previesť výpočet na hľadanie minimálnej vzdialenosti. Samotný algoritmus je riešený tak, že najprv sa hľadá lokálny extrém v premennej k, potom v premennej λ, následne sa tento proces opakuje. Proces výpočtu bude ukončený keď rozdiel stavu medzi dvoma iteráciami bude menší ako dopredu zadaná hodnota ε.

$$\left| X_i(k, \lambda) - X_{i-1}(k, \lambda) \right| < \varepsilon \qquad (11.11)$$

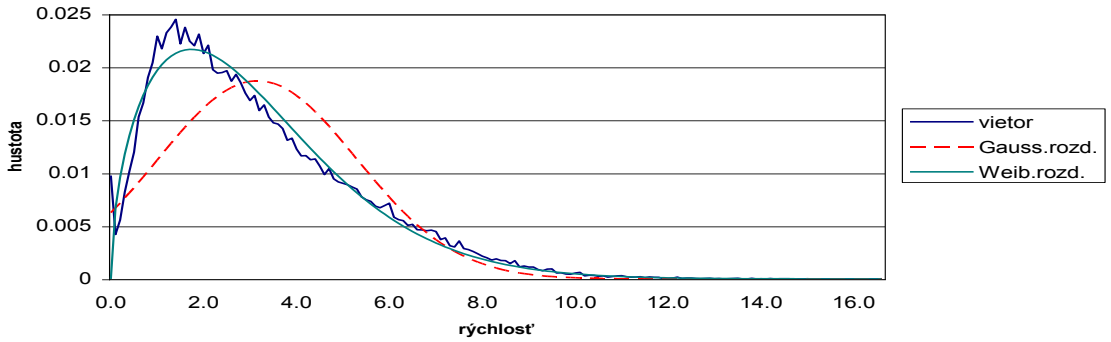


Obr. 11-6 Jaslovské Bohunice - priem.rýchlosť, rozdelenia

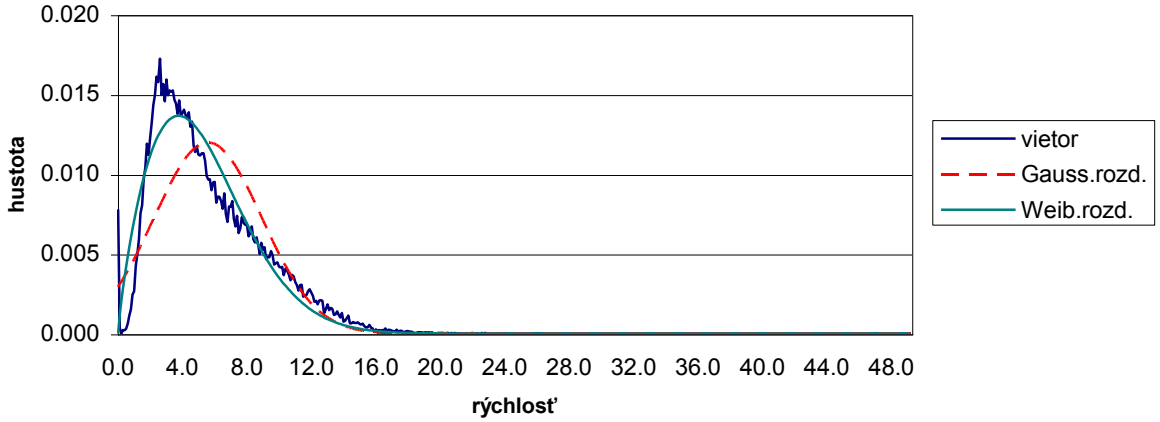
V nasledovných grafoch (Obr.11-6 – Obr.11-11) sú pre jednotlivé lokality uvedené krivky pomerov početností pri jednotlivých rýchlostiach a celkového počtu meraní pre priemerné hodinové rýchlosti, ako aj pre maximálne hodinové rýchlosti.



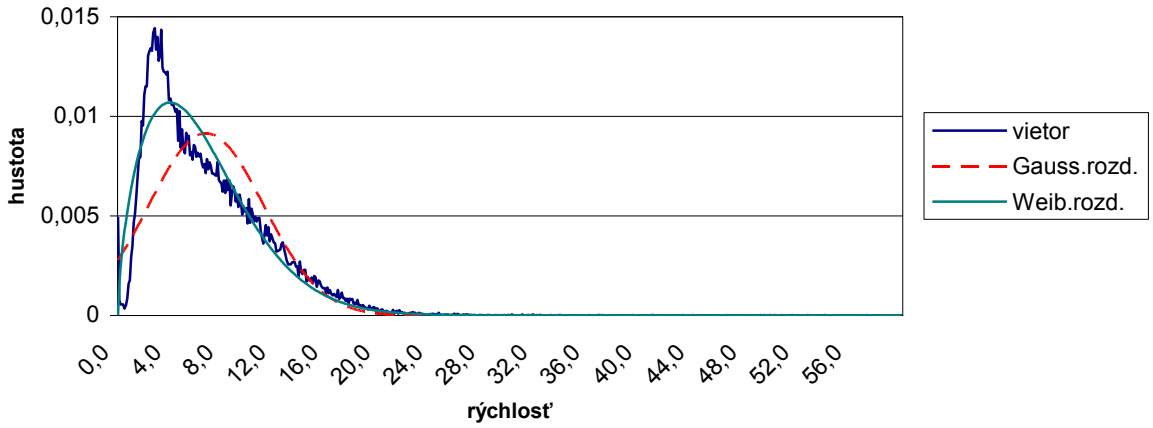
Obr. 11-7 Jaslovské Bohunice - max.rýchlosť, rozdelenia



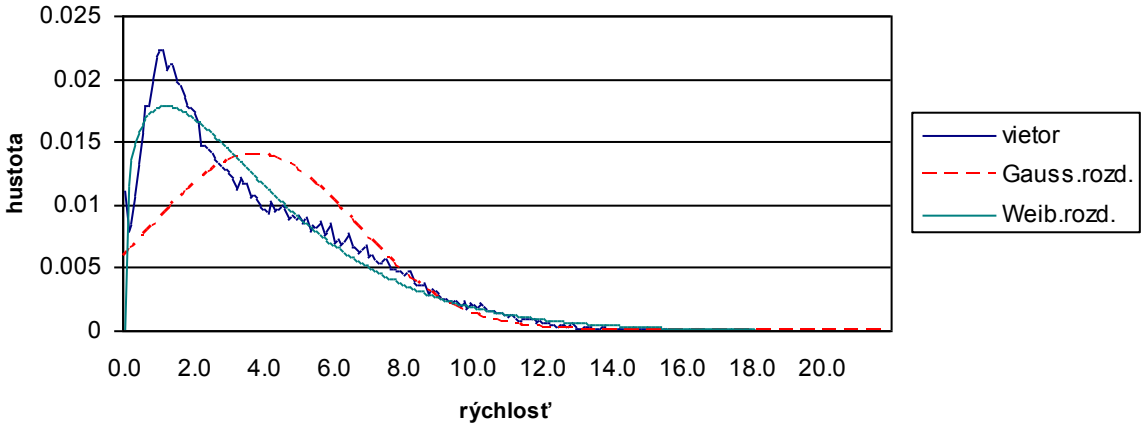
Obr. 11-8 Piešťany – priemerná rýchlosť, rozdelenia



Obr. 11-9 Piešťany - max. rýchlosť, rozdelenia



Obr. 11-10 Veľké Janíkovce pri Nitre – max. rýchlosť, rozdelenia



Obr. 111-11 Veľké Janíkovce pri Nitre - priem. rýchlosť, rozdelenia

Rozdelenia boli vypočítané na hodinových dátach z časového intervalu 01.01.2003 až 24.06.2008. Dáta neboli filtrované, nakoľko sme nevedeli odlíšiť chybné meranie od nulovej rýchlosti vetra.

Z uvedených grafov vidieť, že najmä pri priemernej hodinovej rýchlosti Weibullovo rozdelenie pomerne dobre aproximuje daný štatistický súbor. Gaussovo rozdelenie, nakoľko je symetrické, je pre uvedený štatistický súbor nevhodné. Na základe uvedených meraní je možné predpokladať, že sa rýchlosť vetra správa podľa nejakých zákonitostí.

V nasledujúcej časti je uvedený spôsob predikcie rýchlosti vetra v danej lokalite. Nakoľko priama predikcia nie je možná preto je vhodné použiť napr. nasledovný postup:

-vypočítať na vybranom intervale Fourierove koeficienty, tieto priradiť náhodnej hodnote z tohto intervalu, napr. pravej hranici tohto intervalu. Dostaneme reálne funkcie časovej premennej. Tieto sú menej rozkolísané ako samotná pôvodná funkcia a je možné uvažovať o aproximácii týchto koeficientov na pravej strane kriviek fourierových koeficientov. V ďalšom budeme pracovať s hodinovými priemernými rýchlosťami, ako aj s ich 12 hodinovými priemermi. Na základe predbežných analýz pomerne dobre aproximujú krivky hodinových dát.

-vypracovať metódu podobnosti, ktorá bude hľadať zhodný alebo značne príbuzný interval k intervalu tesne predchádzajúcemu súčasnosti. Pokiaľ bude takýto interval nájdený, vezme sa časový úsek nasledujúci tomuto nájdenému intervalu, a po patričných úpravách bude tento pokladaný za predikciu.

-nájsť relevantnú funkcionálnu bázu tak, aby v jej funkcionálnom priestore bolo možné lineárne kombinovať časový priebeh rýchlosti vetra v danej lokalite. Potom na základe predchádzajúceho odstavca v podstatne jednoduchšom funkcionálnom priestore

aproximovať rýchlosť vetra do budúcnosti a odhadnúť jeho správanie. Prípadne pomocou teórie podobnosti hľadať podobný výskyt v minulosti.

Pri následnom rozpracovaní daného modelu je možné brať do úvahy aj ďalšie prírodné danosti – počasie v iných častiach sveta, ovplyvňujúcich naše územie, smer vetra, teplotu, ročné obdobie

Analýza Furierových koeficientov

V tejto časti je vykonaná analýza Fourierových koeficientov a ich chovania Vyberieme ohraničený interval predchádzajúci súčasnosti a na tomto intervale vypočítame Fourierove koeficienty našej funkcie, napr. hodinových priemerov rýchlostí. Potom zavedieme novú mnohorozmernú funkciu (podľa toho, koľko koeficientov budeme počítať), ktorá každému bodu z časovej osi priradí Fourierove koeficienty našej funkcie z intervalu, ktorého pravým bodom je tento bod. Dostaneme sadu nových funkcií, ktoré budú "hladšie" a je možné uvažovať pri ich aproximácii s polynómom nižšieho rádu, prípadne je možné očakávať výskyt podobných chovaní v minulosti s väčšou istotou, ako u pôvodnej funkcie.

Majme funkciu f : R → R^{0+}. Touto funkciou nech je napríklad funkcia rýchlostí vetra v danej lokalite. Nech i>0 je reálne kladné číslo. Uvažujme o funkcii F: R → R^{2n+1}, pre ktorej zložky platí :

$$F_0(x) = \frac{2}{i}\int_{x-i}^{x} f(\tau)d\tau \qquad \textbf{(11.12)}$$

$$F_k(x) = \frac{2}{i}\int_{x-i}^{x} f(\tau)\cos\left(\frac{2\cdot k\cdot\pi\cdot(\pi - x + i/2)}{i}\right)d\tau \qquad \text{pre k>0, k≤n} \qquad \textbf{(11.13)}$$

$$F_k(x) = \frac{2}{i}\int_{x-i}^{x} f(\tau)\sin\left(\frac{2\cdot k\cdot\pi\cdot(\pi - x + i/2)}{i}\right)d\tau \qquad \text{pre k>0, k≤n} \qquad \textbf{(11.14)}$$

Pre funkciu f v bode u ε [x-i,x] bude platiť, že je približne rovná :

$$f(u) \cong \frac{F_0(x)}{2} + \sum_{k=1}^{n}\left(F_{2k}(x)\cos\left(\frac{2\cdot k\cdot\pi\cdot(\pi - x + i/2)}{i}\right) + F_{2k+1}(x)\sin\left(\frac{2\cdot k\cdot\pi\cdot(\pi - x + i/2)}{i}\right)\right)$$

(11.15)

v prípade, že n→∞, za určitých okolností nastane rovnosť. V našom prípade to nie je možné, nakoľko máme funkciu len s konečným počtom známych funkčných hodnôt. Najvyššiu presnosť priblíženia dostaneme, pokiaľ 2n+1 ≤ počtu meraní v intervale [x-i,x].

11.3 Výpočet nákupnej ceny pri priorite alternatívnych zdrojov

Tento bod je uspokojivo riešený nasledovným počítačovým algoritmom:

- porovnáva sa maximálny možný výkon vybranej výrobne so zostávajúcou potrebou výroby. V prípade, že zostávajúca potreba je vyššia, akceptuje sa celý maximálny výkon prevádzky. V opačnom prípade len výkon do výšky zostávajúcej potreby. Celková cena nákupu sa následne zvýši o sumu potrebnú na nákup z danej výrobne.

- v cykle sa vyberajú postupne jednotlivé elektrárne. Kritériom výberu je priorita ktorú môžeme charakterizovať výrobnou cenou za elektrinu, výškou fixnej časti ceny, stavom elektrárne a pod. Cyklus sa ukončí dosiahnutím požadovaného výkonu alebo vyčerpaním výrobných kapacít.

- nakoľko je možné, že jednotlivé výrobne nebudú predávať elektrinu za jednotnú jednotkovú cenu pri rôznych množstvách (napr. veľkí dodávatelia budú mať jednotkovú cenu vyššiu pri množstve presiahnutom kontrahované množstvo), je algoritmus postavený tak, že výpočet ceny je schopný previesť aj v takomto prípade. Výpočet množstva predanej elektriny je realizovaný v tvare lineárnej lomenej funkcie. Počet zlomov nie je limitovaný. Uvedený algoritmus bez problémov rieši ceny zdrojov popísaných v časti 1.

Poznámka – Pod maximálnym výkonom prevádzky sa rozumie maximálny výkon vzhľadom k danému momentu - napr. ak fúka slabý vietor, veterná elektráreň má príslušný maximálny výkon. Prípadne, ak sú v danom momente odstavené niektoré agregáty, je aj toto zohľadnené v maximálnom výkone prevádzky.

Výpočet minimálnej nákupnej ceny

Úloha je typickou úlohou lineárneho programovania. Nakoľko podobne ako v predošlom bode sme uvažovali s možnosťou viacerých cien jednotlivých dodávateľov pre rôzne dodávané množstvá, bolo potrebné úlohu lineárneho programovania prevádzať opakovane. Algoritmus výpočtu optimálnej ceny bez ohľadu na prioritu zdroja je nasledovný :

Vo zvláštnej premennej sa stanoví minimálna cena ako nereálne vysoká hodnota. Do ďalšej pomocnej premennej sa uloží nulová hodnota, popisujúca sadu optimálnych intervalov výroby elektriny v jednotlivých výrobniach.

Cyklicky sa bude počítať úloha lineárneho programovania s tým, že cyklus je odvodený od jednotlivých intervalových cien (vzhľadom k dodanému množstvu elektriny) jednotlivých výrobní. T.j. ak jednotlivé výrobne majú i_1, ..., i_n intervalov, tak je prevedených i_1. ... . i_n výpočtov ceny.

Zistí sa, či je reálne, aby v daných intervaloch množstva výroby (minimum a maximum) bolo dosiahnuté žiadané množstvo výroby elektriny. Pokiaľ nie, ukončí sa hľadanie optimálnej ceny v danom kroku cyklu ako neúspešné a pokračuje sa v ďalšom kroku cyklu

Sčítajú sa minimálne množstvá výroby elektriny u daných intervalov a o tieto sa poníži celkové množstvo žiadanej výroby.

Stanoví sa poradie výrobní tak, aby boli zoradené v poradí od výrobne s najmenším rastom ceny po výrobňu s najväčším rastom ceny

V súlade s predošlou odrážkou sa postupne vyberú výrobne od najmenšieho rastu ceny a rozdiel maximálnej hodnoty a minimálnej hodnoty v danom cenovom intervale vybranej výrobne sa odpočíta od množstva žiadanej výroby, pokiaľ je toto žiadané množstvo väčšie ako uvedený rozdiel. V opačnom prípade sa danej výrobni pridelí vyrobiť zostatkové množstvo žiadanej výroby, a celý proces sa ukončí.

Následne sa na základe rozdelených výrob pre výrobne vypočíta nákupná cena elektriny.

V predošlom odstavci vypočítaná cena sa porovná s cenou uvedenou v prvom odstavci. V prípade, že je nižšia, táto sa nahradí a taktiež sa nahradí identifikátor optimálnych intervalov a množstiev.

Uvedený cyklus sa prevádza až dovtedy, kým nie sú preverené všetky cenové možnosti.

Stanovenie predpokladanej výroby elektriny z alternatívnych zdrojov

Predpokladajme, že sme schopní odhadnúť, koľko elektriny je možné vyrobiť zo zdrojov s náhodnou zložkou. Predpokladanú hodnotu sme v prvej fáze schopní určiť len s pomerne malou pravdepodobnosťou a navyše nie je isté, či predikovaná hodnota bude zároveň strednou hodnotou rozdelenia, ktoré získame tým spôsobom, že budeme vyšetrovať početnosť výskytov rozdielu predpokladanej a skutočnej hodnoty.

Toto je prvý dôvod, pre ktorý môže a bude dochádzať k tomu, že by bolo na základe sledovania vhodné stanoviť inú ako predikovanú hodnotu pre kontraktačné jednania.

Druhým dôvodom je fakt, že samotná predikcia a skutočnosť sa nebudú zhodovať úplne a aj pokiaľ stredná hodnota rozdielu skutočných hodnôt a predikcie bude v nule (v rozpore s predošlým odsekom), tento rozdiel bude mať nejaké rozdelenie.

Rozdelenie uvedené v predošlých dvoch odsekoch je možné spočítať porovnaním predikcie a skutočnej výroby elektriny z náhodných zdrojov.

Optimalizácia kontrahovaného množstva elektriny

Ako je uvedené v predchádzajúcej časti, rozdiel predikcie a skutočnej hodnoty vyrobenej elektriny z náhodných zdrojov sa chová podľa nejakého rozdelenia so strednou hodnotou μ a kladným rozptylom σ^2. Toto je ale dôvodom, že má zmysel uvažovať o hľadaní optimálneho kontrahovaného množstva elektriny, nakoľko cena nakupovanej-tranzitnej elektriny pomerne pomaly klesá v prípade, že sa nakúpi menej ako je zakontrahované a naopak prudko rastie v prípade prekročenia kontrahovaného množstva. Nakoľko je tranzitná elektrina väčšinová u dodávok tzv. determinovateľných dodávok, je to tak aj s ostatnými dodávkami. Na druhej strane sa predpokladá konštantná cena elektriny z nedeterminovateľných zdrojov. Hľadať optimálnu hodnotu kontrahovanej elektriny z tohto dôvodu má teda zmysel aj v prípade, že stredná hodnota spomenutého rozdelenia je nulová.

Nech $N(\mu,\sigma^2)$, skrátene N je rozdelenie so strednou hodnotou μ a kladným rozptylom σ^2, nech $D(\mu,\sigma^2)$, skrátene D je jeho distribučná funkcia.

V prípade, že uvažujeme o najjednoduchšom prípade cien elektriny ako v časti 1, vzťahy (11.5), (11.6) a (11.7), pre odhad kontraktu p_{det} takého, aby bola nákupná cena elektriny optimálna platí:

$$\frac{d}{dp_{\det}} cp_{spo}\left(p_{spo}\right) = 0 \qquad \textbf{(11.16)}$$

pre p_{det} také, že v tomto bode je nákupná cena v priemere najnižšia. Označme túto hodnotu p_0. a zároveň platí (11.17):

$$\begin{aligned} cp_{spo}\left(p_{spo}\right) &= \int_{-\infty}^{p_{\det}} \left(k_{\det} - k_{nah}\right)\cdot\left(\tau - p_{\det}\right)\cdot N(\tau)\cdot d\tau \\ &+ \int_{p_{\det}}^{\infty} \left(n_{\det} - k_{nah}\right)\cdot\left(\tau - p_{\det}\right)\cdot N(\tau)\cdot d\tau + k_{\det}\cdot p_{\det} + m_{\det} + k_{nah}\cdot\left(p_{spo} - p_{\det}\right) \end{aligned} \qquad \textbf{(11.17)}$$

Po derivovaní (11.17) podľa p_{det}, zohľadnení (11.6), pochopení, že $D(x) = \int_{-\infty}^{x} N(\tau)\cdot d\tau$ a úpravách dostaneme

$$0 = -\left(k_{\det} - k_{nah}\right)\cdot D\left(p_{\det}\right) - \left(n_{\det} - k_{nah}\right)\cdot\left(1 - D\left(p_{\det}\right)\right) + k_{\det} - k_{nah} \qquad \textbf{(11.18)}$$

a z toho po úpravách dostaneme rovnosť

$$\left(k_{\det} - n_{\det}\right)\cdot\left(1 - D\left(p_{\det}\right)\right) = 0. \qquad \textbf{(11.19)}$$

Z toho ale vyplýva, že buď je jednotková cena determinovateľných dodávok konštantná alebo je bod $p_{det} = p_0$ taký, aby $D(p_0) = 1$. To ale môže nastať jedine v prípade, že $p_0 = p_{spo}$. T.j. za danej situácie kontrahovať dodávku determinovateľnej elektriny na najvyššiu možnú hodnotu.

Uvedený výsledok je možné dosiahnuť aj nasledovnou triviálnou úvahou :

Nech p_{det} je skutočné množstvo výroby determinovateľnej elektriny

Nech p_x je kontrahované množstvo výroby determinovateľnej elektriny

Ak je $p_x < p_{det}$, tak pre nákupnú cenu elektriny platí, že je rovná

$$cd_{spo} = m_{\det} + p_x \cdot k_{\det} + (p_{\det} - p_x) \cdot n_{\det} + k_{nah} \cdot (p_{spo} + p_{\det}) \qquad \textbf{(111.20)}$$

Ak je $p_x \geq p_{det}$, tak pre nákupnú cenu elektriny platí, že je rovná

$$cd_{spo} = m_{\det} + p_{\det} \cdot k_{\det} + k_{nah} \cdot (p_{spo} - p_{\det}) \qquad \textbf{(111.21)}$$

Z toho je zrejmé, že treba stanoviť hodnotu p_{det} ako najväčšiu dosiahnuteľnú, t.j. väčšiu alebo rovnú hodnote p_{spo}.

V tejto časti sú uvedené niektoré postupy a možnosti tvorby modelu cien elektriny s využitím predikcie výroby elektriny z obnoviteľných zdrojov. Základný model predpokladá, že pri tvorbe ceny vieme odhadnúť možnosti výroby elektriny pomocou štatistického spracovania predchádzajúcich údajov o pôsobení vybraných prírodných faktorov. Princípy modelovania možností výroby elektriny pre veterné elektrárne je možné použiť aj pri modelovaní iných zdrojov energie (malé vodné elektrárne, slnečné elektrárne, elektrárne zamerané na využívanie biomasy a pod.), ktoré sú menej premenlivé ako vietor.

12 Výsledky a závery dizertačnej práce

Myšlienka liberalizácie v oblasti energetiky sa v EÚ začala „rodiť“ v kruhoch veľkých koncernov, priemyselných gigantov s energeticky náročnou produkciou a iných záujmových skupín. V rámci filozofie zjednocovania trhov, v snahe zaviesť dereguláciu vo všetkých odvetviach a v duchu naplnenia výziev Európskej komisie, ktorými sú konkurencieschopnosť, udržateľnosť a bezpečnosť zásobovania, boli v súvislosti s liberalizáciou veľké nádeje a očakávania.

Ako dokumentujú výsledky práce je tento proces v oblasti energetiky v porovnaní s inými odvetviami oveľa komplikovanejší. Vyplýva to najmä z toho, že elektrická energia je nesmierne dôležitá komodita pre hospodársky rast a súčasne má verejnoprospešný charakter. Predstavuje „čistú“ formu energie, má univerzálny charakter a celá spoločnosť je na nej veľmi závislá. Elektrická energia je vo všeobecnosti veľmi špecifický tovar, je obchodovaná „naslepo“, je vysoko homogénna, musí byt’ prísne definovaná časom a nedá sa skladovať. Jej výroba a spotreba sa uskutočňujú súbežne, musí uspokojovať dopyt kontinuálne, nie je výrobcom dodávaná ale spotrebiteľom odoberaná, je charakteristická neelasticitou dopytu, musí mať potrebnú kvalitu, čo si vyžaduje dodatočné náklady, a pri tomto druhu energie je potrebné udržiavať určité množstvo zálohových kapacít.

Pri analýze finančno-ekonomických aspektov trhu s elektrickou energiou v podmienkach liberalizácie je nevyhnutné zohľadniť najmä tieto skutočnosti. Toto odvetvie má strategický význam. Existuje rastúca tendencia spotreby energie a obrovská investičná a technologická náročnosť tohto odvetvia. Treba brať do úvahy fluktuáciu dopytu a jeho sezónny charakter, lokálnu špecifickosť nákladovosti výroby, ako aj špecifiká elektrickej energie ako tovaru sui generis. Téma spracovaná v dizertačnej práci preto vyvoláva množstvo diskusií, polemík a rozdielnych názorov, ktoré sa dynamicky vyvíjali v čase a v priestore. Práca ponúka odpovede na otázky, či je liberalizácia a voľný trh optimálny model pre odvetvie, či liberalizácia splnila očakávania, či bol proces jej zavedenia najvhodnejší, aké sú finančno-ekonomické dopady liberalizácie ako aj vplyvy na národohospodársku sféru, či prevládajú pozitívne efekty nad negatívnymi, aký je daný stav resp. aké sú príčiny nedostatkov, aké sú riziká a ako ich je možné riadiť alebo odstrániť.

Všeobecne možno konštatovať, že extrémne prípady na polarizovanom spektre možností nebývajú vždy optimálnym riešením. Isté kompromisy alebo aspoň čiastočné modifikácie sú spravidla žiaduce. Monopol je často kritizovaný a všeobecne nepopulárny, pretože poskytuje priestor na zneužitie postavenia, neefektívnosť riadenia, slabú finančnú disciplínu, prezamestnanosť, klientelizmus, lobizmus, netransparentnosť, neracionálne hospodárenie, politicky vplyv. Na druhej strane je nesporné a objektívne, že tento postoj nemožno v energetike paušalizovať a generalizovať. Je to najmä z toho dôvodu, že energetika má veľmi dôležité postavenie strategického významu, je súčasťou hospodárskej politiky štátu, má verejnoprospešný charakter, vyžaduje koordinačnú, plánovaciu a regulačnú funkciu, existuje tu dlhodobá návratnosť a potrebuje výraznú podporu v oblasti vedy a výskumu.

Je teda zrejmé, že pre túto oblasť je vhodný určitý modifikovaný model. Otázkou je, aká kombinácia týchto modelov prinesie najväčšiu mieru efektivity a za akých predpokladov. Celkový spoločenský postoj, záujmové skupiny, neoliberálne teórie, myšlienka zjednotenia trhu, integrácie odvetvia, harmonizácie a zjednotenia pravidiel, relatívna zrelosť infraštruktúry, úroveň poznania vedy, techniky a informatiky vytvorili priestor na presadenie názoru liberalizácie s istými prvkami regulácie. Tá v teoretickej rovine, kladie v rámci znižovania nákladov malý dôraz na skúmanie dopadov na životné prostredie a obyvateľstvo. V neposlednom rade je pre toto odvetvie zreteľné obmedzenie finančných prostriedkov na vedu a výskum, ktorého dopady sa prejavia až s odstupom času. Z práce vyplýva, že napriek nesporným prínosom procesu liberalizácie existujú v tejto súvislosti mnohé negatíva. Hlavými príčinami tohto stavu sú nasledovné skutočnosti. Základným predpokladom fungovania voľného trhu je existencia prirodzeného nadbytku daného statku. Tento stav nie je možne zaručiť po odstavení starých zdrojov a neochote výstavby nových. V súčasnej dobe sa všeobecne nedá tvrdiť, že by takýto stav existoval (akýkoľvek prebytok na všetkých národných trhoch). Z dôvodu, že prenosové kapacity neexistujú v dostatočnom rozsahu, nie je možné vytvoriť globálne konkurenčné prostredie. Zároveň je každý národný trh unikátny z hľadiska štruktúry zdrojov a preto neexistuje univerzálny model, ktorý by bolo všeobecne možné použiť. Pozitívne skúsenosti z jedného trhu nemusia zaručene priniesť požadovaný efekt na inom trhu. Trh SR je doslova miniatúrny v nadnárodnom kontexte a preto otvorenie trhu len vo vnútri štátu neumožní vznik reálnych trhových vzťahov a mechanizmov. V porovnaní s niektorými inými sústavami má sústava na Slovensku podregionálny charakter, predstavuje veľmi malú regulačnú oblasť a o to väčšiu špecializáciu výroby. Tá je ovplyvnená špecifickými

národnými palivovými, klimatickými, hydrometeorologickými, geologickými, geografickými, demografickými, ekonomickými a politickými aspektmi. Historicky sa skladala a ladila najvhodnejšia štruktúra z dôvodu synergii a preto úloha a pôsobenie jednotlivých zdrojov je skôr komplementárne a nie konkurenčné. Vzhľadom na uvedené aspekty sa ukazujú niektoré argumenty zástancov liberalizácie nedostatočne presvedčivé.

Proces liberalizácie prináša so sebou rôzne riziká. Tento model poskytol priestor pre špekulácie a rôzne iné neštandardné situácie. V práci sú aj preto rozoberané rôzne druhy rizík, akými sú napríklad objemové, kreditné, cenové alebo finančné riziká a zároveň sú práci spracované nástroje riadenia daných rizík. Náležitá pozornosť je venovaná aj problematike modelov zúčtovania a oceňovania odchýlok.

Z hľadiska budúceho vývoja je v tejto oblasti vhodné uvažovať nad ďalšími opatreniami, ktoré by mohli aspoň čiastočne eliminovať uvedené nedostatky, aj z toho dôvodu, že proces liberalizácie treba chápať ako nevratnú skutočnosť. Jedným z riešení by mala byť efektívna regulácia. Kompetencie regulátora by mali byť posilnené, ale len do tej miery aby nebrzdili súťaž (ak nejaká existuje), a aby nevytvárali diskrimináciu. Zároveň je nevyhnutné intenzívne pokračovať v budovaní prenosových kapacít a pokúsiť sa postupne integrovať trh na regionálnej úrovni (ako napríklad V4).

Ukazuje sa, že proces liberalizácie trhu s elektrickou energiou v SR potrebuje aktívnejšiu účasť štátu nezávisle od metódy liberalizácie a ej implementácie. „Monopolná“ energetika plnila dôslednejšie svoje poslanie a s predstihom investovala do výstavby infraštruktúry a nových zdrojov. Sezónne a denné výkyvy nespôsobovali vážny problém. Boli totiž zohľadnené v regulovanej cene. Nesporne stojí za úvahu, či by na rozdiel od modelu liberalizácie s prvkami istej regulácie nebolo vhodnejšie (pre prvý krok evolúcie), vytvorenie regulovanej siete (horizontálne a vertikálne integrovanej) s minimálnymi prvkami trhovej spontánnosti. S odstupom času sa totiž objavujú opatrnejšie vyjadrenia zo strany zástancov liberalizácie. Je to naozaj v teoretickej rovine „elegantná“ myšlienka, ale v praxi je podstatná jej účelnosť.

Vysvetlivky pojmov

- ***scheduling dlhodobých kontraktov v D-1:*** informačná výmena medzi účastníkom trhu s elektrinou a operátorom trhu, v rámci ktorej sa upresňuje časový priebeh bilaterálnych kontraktov
- ***netting:*** vyrovnanie protiobchodov alebo protitokov
- ***spoločný regulačný blok:*** spoločný mechanizmus viacerých prevádzkovateľov prenosových sústav k spoločnému riadeniu rovnováhy medzi výrobou a spotrebou na spoločnom území
- ***market coupling:*** trhový mechanizmus umožňujúci prepojiť dva alebo viaceré susedné trhy s elektrinou
- ***market splitting:*** trhový mechanizmus, spoločný pre niekoľko susedných štátov
- ***flow based:*** trhový mechanizmus, založený na fyzikálnych tokoch (ide o súbor výpočtových metód kapacít sietí a alokačných metód pre rozdelenie kapacít účastníkom trhu)
- ***take or pay kontrakt:*** štandardný typ kontraktu na trhu s elektrinou. Odberateľ musí dohodnutú dodávku zaplatiť aj v prípade, že ju nespotreboval
- ***balancing market:*** trh s regulačnou energiou
- ***central scheduling:*** systém, v ktorom sú výrobné plány elektrární stanovované centrálne
- ***central dispatch:*** systém, v ktorom sú výkony výrobných jednotiek stanovované centrálne (elektrárne riadené centrálne)
- ***self scheduling:*** systém, v ktorom výrobné plány elektrárne určuje autonómne jej prevádzkovateľ
- ***self dispatch:*** systém, v ktorom si výkon zdroja v reálnom čase riadi jeho prevádzkovateľ
- ***nedokup:*** obchodné správanie, pri ktorom z dôvodov optimalizáce nákladov časť elektriny systematicky nenakupujem a spolieham na jej odobratie formou odchýlky
- ***prekup:*** obchodné správanie, pri ktorom z dôvodov dosiahnutia množstvennej zľavy vedome kupujem viac elektriny, než očakávam že spotrebujem
- ***TRV30+:*** terciárna regulácia výkonu 30-minutová
- ***princíp UIOLI (Use-it-or-loose-it):*** pravidlo, určujúce pre držiteľa kapacít, získaných v aukcii, povinnosť buď využiť kapacitu na prenos alebo ju vrátiť späť prevádzkovateľovi sústavy bez náhrady

- ***intraday mechanizmus:*** mechanizmus umožňujúci obchodovanie s elektrinou ešte v priebehu dňa dodávky
- ***risk apetite:*** chuť riskovať (miera ochoty riskovať)
- ***derogácia:*** odloženie účinnosti

13 Zoznam použitej literatúry

Knižné publikácie (v abecednom poradí)

1. Bunn, D. W. (editor): Modelling prices in competitive electricity markets. Wiley Finance. Chichister 2004.

2. Clewlow, L. – Strickland, C.: Energy derivatives: pricing and risk management. Lacima Publications, London, 2000.

3. Dixit, A. - Pindyck, R.: Investment Under Uncetainty. Priceton University Press, Priceton 1994.

4. Eydeland, A. – Wolyniec, K.: Energy and power risk management. John Wiley & Sons, Chichester, 2003.

5. Gramblička, M. a kol.: Prevádzka, riadenie a kontrola prepojenej elektrizačnej sústavy. EDIS – vydavateľstvo ŽU, Žilina 2001.

6. Groenenboom, A.: Liberalisation, Privatisation and Regulation of the European Electricity Sector within the New EU electricity and Gas Market Directives. Research Symposium European Electricity Markets. Hauge 2003.

7. Hoffman, D.: New Trends in Operational Risk Measurement and Management: Operational Risk and Financial Institutions, Arthur Andersen/Risk Books, London, 1998.

8. Johnson, B. – Sogomonian, A.: Electricity futures. The US Power Market. Risk Publications, London, 1997.

9. Jorge Mina a Jerry Yi Xiao: Return to the Risk Metrics: The Evolution of a Standard, Risk-Metrics Group, April 2001.

10. Kolcún, M. a kol.: Riadenie prevádzky elektrizačnej sústavy. Mercury Bratislava 2001.

11. Krišťák, M.: Základy teórie stochastických procesov. AX INZERT. Bratislava, 1998.

12. Kubín, M.: Energetika, Perspektivy-Strategie-Inovace v kontextu Evropského vývoje. Jihomoravská energetika 2003.

13. Lijesen, M., - Mulder, M. - Speck, S.: Competition on European Markets. CPB, Netherlands Bureau of Economic Policy Analysis 2003.

14. Oren, S. S.: Ensuring generation adequacy in competitive electricity markets. In press, University of Chicago Press 2005.

15. Pilipovic, D.: Energy risk: valuing and managing energy derivatives. McGraw-Hill, New York, 1998.

16. Saunders, M. - Lewis, P. - Thornhill, A.: Research Methods for Business Students. Prentice Hall. Harlow 2000.

17. Sivák, R., Gertler, Ľ., Kováč, U.: Riziká vo financiách a bankovníctve. Sprint dva. Bratislava, 2009.

18. Stanek, P.: Energetická koncepcia EÚ a jednotlivých krajín na obdobie do roku 2020, dopady do energetiky a ekonomiky Slovenska. Ústav slovenskej a svetovej ekonomiky. Bratislava 2004.

Odborné články a „Working papers“ (v abecednom poradí)

1. Audet, N. – Heiskanen, P. – Keppo, J. – Vehvilainen, I.: Moleling electricity forward curve dynamics in the Nordic market. Working paper, University of Michigan 2003.

2. Correlje, A. F. - De Vries, L. J.: Hybrid Electricity Markets: The Problem of Explaining Different Patterns of Restructuring. Competitive Electricity Markets, 2008, Pages 65-93.

3. Chao, H.: Global electricity transformation: the critical need for integrated market design and risk management research. Energy, 2006, 31, (6-7), 923–939.

4. Chao, H. P. – Peck, S.: A market mechanism for electric power transmission. Journal of Regulatory Economics 1996; 10(1): 25-60.

5. Deng, S. J. – Xia, Z. D.: Pricing and hedging power supply contracts: the case with tolling agreements. Working paper. Georgia Institute of Technology 2003.

6. Deng, S. J. – Johnson, B. – Sogomonian, A.: Exotic electricity options and the valuation of electricity generation and transmission assets. Decision Support Systems 2001.

7. Deng, S. J. – Meliopoulos, S. A. - Oren S. S.: The inherent inefficiency of simultaneously feasible financial transmission rights auctions. Working paper, Georgia Institute of Technology. 2004.

8. Green, R.: Electricity liberalisation in Europe—how competitive will it be?. Energy Policy, Volume 34, Issue 16, November 2006, Pages 2532-2541.

9. Gramblička M.: Manažment rozvoja elektroenergetiky. ENERGIA, č.3 2004.

10. Haas, R. – Glachant, J. - Keseric, N. – Perez, Y.: Competition in the Continental European Electricity Market: Despair or Work in Progress? Electricity Market Reform, 2006, Pages 265-315.

11. Haas, R. – Auer, H.: The prerequisites for effective competition in restructured wholesale electricity markets. Energy, Volume 31, Issues 6-7, May-June 2006, Pages 857-864.

12. Hyman, L.S. – Hyman, A.S.: Electricity Risk Management for the Beginner: What It Is, Why It Matters and How To Deal With It. Managing Enterprise Risk, 2006, Pages 16-32.

13. Jamasb, T.: Between the state and market: Electricity sector reform in developing countries. Utilities Policy, Volume 14, Issue 1, March 2006, Pages 14-30.

14. Nagayama, H.: Effects of regulatory reforms in the electricity supply industry on electricity prices in developing countries. Energy Policy, Volume 35, Issue 6, June 2007, Pages 3440-3462.

15. Nagayama, H. – Kashiwagi, T.: Evaluating electricity sector reforms in Argentina: lessons for developing countries?. Journal of Cleaner Production, Volume 15, Issue 2, 2007, Pages 115-130.

16. Newbery, D.: Electricity Liberalization in Britain and the Evolution of Market Design.Electricity Market Reform, 2006, Pages 109-143.

17. Olsina, F. - Garces, F. – Haubrich, H.J.: Modeling long-term dynamics of electricity markets. Energy Policy, Volume 34, Issue 12, August 2006, Pages 1411-1433.

18. Oum, Y. – Deng, S. J. – Oren, S. S.: Volumetric hedging in electricity procurement. Working paper, UC Berkeley, October 2004.

19. Pirrong, C. – Jermakyan, M.: The price of power: The valuation of power derivatives. Working paper, Oklahoma State University; 2001.

20. Píha, M.: Hlavní faktory omezujíci trh s elektřinou. Energetika 1/2005.

21. Pollitt, M.: Evaluating the evidence on electricity reform: Lessons for the South East Europe (SEE) market. Utilities Policy, Volume 17, Issue 1, March 2009, Pages 13-23.

22. Sioshansi, F.: Competitive Electricity Markets: Questions Remain about Design, Implementation, Performance. The Electricity Journal, Volume 21, Issue 2, March 2008, Pages 74-87.

23. Toba, N.: Welfare impacts of electricity generation sector reform in the Philippines. Energy Policy, Volume 35, Issue 12, December 2007, Pages 6145-6162.

24. Vaněk, V.: Některé zkušenosti s deregulací elektroenergetiky. Energetika 10/2001.

25. Woo, C. K. – Olson, A. – Orans, R.: Benchmarking the price reasonableness of an electricity tolling agreement. Electricity Journal 2004; 17(5): 65-75.

26. Woo, C. K. – Horowitz, I. – Hoang, K.: Cross hedging and forward-contract pricing of electricity. Energy Econ 2001.

Ďalšie použité odborné výstupy (v abecednom poradí)

1. Andrašík L.: Časopis pre elektrotechniku a energetiku, 5/2004.

2. Bízik J., Harsanyi L., Kultan J.: Vlijanie upravlenija potrebleniem električeskoj energii na jejo kačestvo. Zborník medzinárodnej vedeckej konferencie Jakosť energii elekricznej., Spala, Lodž, Poľsko, 25-27.09.1991, Tom II, pp.153-157.

3. ČEZ, a.s., Výroční zprávy.

4. ČEPS, a.s., Výroční zprávy.

5. ČEZ, a.s. Míl J.: Česká energetika před vstupem do EÚ, máj 2003.

6. Die Zeit, Die Illusion vom Wettbewerb, Nr.18 24.04.2003.

7. EKO-ENERGO CONSULT Praha, Technicko-ekonomická studie: Vývoj, stav a cíle liberalizace trhu s elektrickou energeií v ČR a SR, březen 2008.

8. Energetická politika SR, schválená uznesením vlády SR č.29 zo dňa 11.1.2006.

9. E.ON Energie. Tlačová konferencia 5.12.2007.

10. EUROSTAT – UMWELT UND ENERGIE, Nr 80/2007 Strompreise für private Haushalte und industrielle Verbraucher zum 1. Januar 2007.

11. EurActiv – Energetika; január, február 2008.

12. EUROMONITOR, Liberalizácia vnútorného energetického trhu EÚ, február 2008.

13. Hospodárske noviny, Reštrukturalizácia a privatizácia elektroenergetiky, 7-8.11.2000.

14. IEA: KEY WORLD ENERGY STATISTIC, 2007.

15. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY: Lessons From Liberalised Electricity Markets, 2005.

16. KOM(2004) 863 – Výročná správa o implementácii vnútorného trhu so zemným plynom a elektrinou, Brusel, 5.1.2005.

17. KOM(2006) 105 - Európska stratégia pre udržateľnú, konkurencieschopnú a bezpečnú energiu - „Zelená kniha“, konečné znenie 8.3.2006.

18. KOM(2007) 1 - Energetické politika pre Európu, Brusel 10.1.2007.

19. Kultan, J.: Nonlinear system models based on interval linearization a medical application, Medzinárodná konferencia IFFAC, Bratislava, 2003.

20. Kultan, J.: Modelovanie ekonomických veličín; Ekonomika a informatika, ročník III, N°2, Bratislava 2005.

21. Matuský J.:, Časopis pre elektrotechniku a energetiku, 6/2005.

22. Nariadenie vlády SR č. 317/2007 Z.z., ktorým sa ustanovujú pravidlá pre fungovanie trhu s elektrinou.

23. Národná banka Slovenska, Cár M.: Energetika a otázky vývoja cien energií na Slovensku v posledných rokoch, 5/2007.

24. Otčenášek P.: Elektroenergetika ve 21. století, duben 2006.

25. Prevádzkový poriadok regulovaného subjektu Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a.s., schválený URSO dňa 29.2.2008.

26. SEPS, a.s.Technické podmienky pre pripojenie, prístup a prevádzkovanie prenosovej sústavy.

27. Smernica 2003/54/EC o spoločných pravidlách vnútorného trhu s elektrickou energiou, ktorou sa ruší smernica 96/92/EC, jún 2003.

28. SR MH – Stratégia energetickej bezpečnosti SR, december 2007.

29. Študijný výbor riadenia zdrojov EÚ, Možnosti a problému spojené s poskytovaním informácií o oddelenom účtovníctve.

30. Úrad pre reguláciu sieťových odvetví, www.urso.gov.sk.

31. VUJE, Technická štúdia: Analýza bilancie spotreby a výroby elektrickej energie na obdobie do roku 2030 s výhľadom do roku 2050, september 2007.

32. VUJE, Technická štúdia: Ekonomická analýza efektívnosti vybudovania nového jadrového zdroja v lokalite JAVYZ s preukázaním reálnosti a výhodnosti tohto riešenia, september 2007.

33. VUJE, Výskumná správa: Analýza aktuálnej energetickej politiky na nasledujúce obdobie, december 2002.

34. VUJE, a.s. Výskumná správa: Hodnotenie vývoja možných proexportných aktivít a ich ekonomický a ekologický dopad na hospodárstvo SR, november 2006.

35. VUJE, a.s. Výskumná správa: Analýza problémových súvislostí importu a exportu elektrickej energie v európskom trhovom prostredí, november 2006.

36. Výnos URSO č. 1/2007 z 27.6.2007, ktorým sa ustanovuje rozsah cenovej regulácie v sieťových odvetviach a spôsob jej vykonania.

37. Wien Energie, Preisinformation Strom, december 2007.

38. Wiertschaftsdienst 12-2007: STROMMARKT, Hendrik Hering: Was tun auf demStrommarkt? Weichenstellungen fur mehr Wettbewerb!

39. Zákon č. 112/2008 Z.z. z 14.2.2008, ktorým sa mení a dopĺňa zákon č. 656/2004 Z.z. o energetike a o zmene niektorých zákonov v znení neskorších.

40. Zákon č. 107/2007 Z. z., ktorým sa mení a dopĺňa zákon č. 276/2001 Z. z. regulácii v sieťových odvetviach.

14 SUMMARY

Globalisation of world economy is changing the applied procedures and interferes with all areas of social life. Along with the objective of achieving economic growth, employment, as well as an increase in standards of living of the population, the demand for production and services, as well as raw material and energy resources, is growing. Energy is becoming one of the key factors of economic growth. Under the influence of importance of energy for the economy, the solution of energy safety is being looked for mainly by means of liberalisation of energy market, diversification and efficient use of resources and procedures multiplying the completion on the energy resources market.

The purpose of my thesis is to perform analysis of basic and specific characteristics of electrical power system which differentiate electricity from other commodities in the market economy. Based on the analysis, the financial and economic aspects of the electricity market are being assessed in the conditions of liberalisation, created models of functioning of the open market with electricity in the conditions of liberalisation, models of valuating variations, models of price creation of regulation energy and electricity prices from renewable resources including risk management options in this area.

The following conclusions are the outcome of the elaborated thesis. In the European Union, the liberalisation process in the power sector took place. The idea of liberalisation in this industry started to be „produced“ in the circle of major corporations, industrial giants with energy demanding production and other interest groups. Within the philosophy of unifying the markets, in the attempt to introduce deregulation in all sectors and within the spirit of European Commission calls to be accomplished, such as competitiveness, sustainability and security in supply, there are high expectations and hopes placed on the free market.

As documented in the results of work in the power sector, this process is much more complicated compared to other sectors. It is a result of the fact that electric energy is extremely important commodity for economic growth and at the same time, it has community character. It represents „clean“ form of energy, it has universal character and the whole society is extremely dependant on it. Electric energy is generally a very specific commodity, it can be traded „blindfold“, it is highly homogenous, it has to be strictly defined by time and may not be kept in stock.

When analysing financial and economic aspects of the energy market in the conditions of liberalisation, it is necessary to consider the following facts. This sector is of strategic importance. There is a growing trend of electricity consumption and huge investment and technological demand for this sector. We also need to consider the demand fluctuation and its seasonal character, local specification of the production costs as well as specifics of electric energy as the commodity sui generis. The topic of my thesis therefore provokes many discussions, controversies and differences in opinions which are being dynamically developed in time and space. The thesis offers answers to questions whether liberalisation and free market are optimum model for the industry, whether the liberalisation met its expectations, was the process of implementation the most suitable one, what are the financial and economic impacts as well as the impacts on national economy, do the positive effects outnumber the negative ones, what is the status or what are the reasons for shortcomings, what are the risks and how they may be managed or eliminated.

In general, extreme cases in polarized spectrum of options are not always the optimum solution. Certain compromises or at least partial modifications are generally requested. On the other hand, it is unquestionable and unbiased that this attitude may not be flat rated or generalized in power sector. It is mainly due to the reason that power engineering has very important position of strategic importance, it is a part of state economic policy, it has community character, it requires coordination, planning and regulation function, there is long-term return on investment and it needs significant support in the area of science and research.

It is therefore obvious that there is a certain modified model suitable for this area. The question is what combination of these models may bring the highest level of efficiency and under what assumptions. Total social attitude, interest groups, neoliberal theories, the idea of market unification, sector integration, harmonisation and the regulation unification, relative maturity of infrastructure, the level of knowing of science, technology and information science have created the space for carrying through the idea of liberalisation with certain elements of regulation. In theory, it puts small emphasis within cost decrease on monitoring the impacts on the environment and population. Last but not least, obvious limitation of science and research funding is significant in this sector and the effect thereof shall be seen later. As a result of the thesis, despite the undisputable contribution of the process of liberalisation, there are many negatives in relation thereto. The main reasons for such status are the following facts. The main assumption for the free market functioning is

the existence of natural surplus of particular goods. This status may not be guaranteed after the decommissioning of old resources and reluctance of building new ones. Nowadays it may not be generally stated that such state would exist - any surplus on all national markets. Due to transmission capacities not existing in sufficient extent, it is not possible to create global competitive environment.