

České vysoké učení technické v Praze
Fakulta elektrotechnická
Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

LIBERALIZACE VYBRANÝCH TRHŮ S ELEKTŘINOU A KOMPARACE JEJICH VÝVOJE

Disertační práce

Ing. Bc. Milan KLOUBEC

Praha, srpen, 2014

Doktorský studijní program: Elektrotechnika a informatika
Studijní obor: Řízení a ekonomika podniku

Školitel: doc. Ing. Jaromír VASTL, CSc.

Anotace

Tato disertační práce se zabývá komplexním studiem liberalizace vybraných trhů s elektřinou a následnou komparací jejich vývoje. Pro účely této disertační práce byly vybrány trhy s elektřinou v České republice, Ruské federaci, Spolkové republice Německo, Francii a Spojených státech amerických. Práce je systematicky rozdělena do několika kapitol; nejprve je popsán dosavadní vývoj a současná situace na vybraných trzích s elektřinou a následně je provedeno jejich komplexní srovnání z různých úhlů pohledu. Přitom jsou zkoumány hypotézy, jestli liberalizace trhu s elektřinou ovlivnila současnou podobu trhu s elektřinou; jestli je struktura trhu s elektřinou determinována nastavenými liberalizačními principy a jestli liberalizace trhu s elektřinou měla vliv na cenu elektřiny pro spotřebitele, respektive jestli vlivem liberalizace trhu s elektřinou došlo ke snížení ceny elektřiny pro spotřebitele. V závěru práce poskytuje soubor doporučení vhodných pro trhy s elektřinou s důrazem na trh s elektřinou v České republice.

Annotation

This dissertation thesis deals with the complex research of liberalization of chosen electricity markets and subsequent comparison of their development. For the purposes of this dissertation thesis, electricity markets in the following countries were chosen: Czech Republic, Russian Federation, Germany, France and United States of America. The thesis is systematically divided into several chapters. At first, existing development and present situation on the chosen electricity markets is analyzed; at second, complex comparison from different perspectives of the chosen electricity markets is carried out. During the process, the following hypotheses are being tested: present electricity markets were influenced by the liberalization of electricity industry; structure of electricity markets is determined by the set liberalization rules; liberalization of electricity industry influenced the electricity price for consumers; the electricity price for consumers was reduced by the liberalization of electricity industry. In the conclusion, the thesis provides set of recommendations for electricity markets with the focus on the electricity market in the Czech Republic.

Poděkování

Na tomto místě bych rád poděkoval všem, kteří svými poznatky, zkušenostmi, cennými radami a poskytnutými materiály přispěli k vypracování této disertační práce.

Hlavní poděkování patří školiteli a vedoucímu disertační práce doc. Ing. Jaromíru Vastlovi, CSc. a Odboru mezinárodních styků rektorátu ČVUT za zprostředkování studijních pobytů na zahraničních univerzitách.

Obsah

1	CÍLE DISERTAČNÍ PRÁCE	7
1.1	HYPOTÉZY	8
2	ÚVOD	9
3	LIBERALIZACE ELEKTROENERGETIKY	11
3.1	HISTORICKÝ VÝVOJ	12
3.1.1	<i>Vertikálně integrované utility</i>	12
3.1.2	<i>Zavádění liberalizace</i>	13
3.1.3	<i>Model trhu s elektřinou</i>	15
3.2	SOUČASNÝ STAV	16
3.3	PŘÍNOSY A ÚSKALÍ LIBERALIZACE	17
3.3.1	<i>Přínosy</i>	17
3.3.2	<i>Úskalí</i>	18
3.4	OČEKÁVANÝ BUDOUCÍ VÝVOJ	18
3.4.1	<i>Evropská unie</i>	18
3.4.2	<i>Rusko</i>	19
3.4.3	<i>Ostatní</i>	20
3.5	POPIS EKONOMETRICKÉHO MODELU LIBERALIZACE	21
3.5.1	<i>Datový soubor</i>	21
3.5.2	<i>Analýza jednotkového kořene a stacionarity</i>	23
3.5.3	<i>Regresní analýza</i>	24
3.5.4	<i>Korelační analýza</i>	27
4	TRH S ELEKTŘINOU V ČESKÉ REPUBLICE	28
4.1	PRŮBĚH LIBERALIZACE	29
4.1.1	<i>Energetický trh před liberalizací</i>	29
4.1.2	<i>Postupné otevření trhu</i>	30
4.1.3	<i>Unbundling</i>	32
4.1.4	<i>Model přístupu k sítím</i>	33
4.2	SUBJEKTY A INFRASTRUKTURA TRHU	33
4.2.1	<i>Operátor trhu s elektřinou</i>	33
4.2.2	<i>Výrobce elektrické energie</i>	35
4.2.3	<i>Provozovatel přenosové soustavy</i>	35
4.2.4	<i>Provozovatel distribuční soustavy</i>	36
4.2.5	<i>Obchodník s elektřinou</i>	36
4.2.6	<i>Konečný zákazník</i>	37
4.2.7	<i>Legislativa</i>	37
4.2.8	<i>Výkon státní správy</i>	40
4.3	PŘEHLED OBCHODŮ S ELEKTŘINOU	42
4.3.1	<i>Dvoustranné smlouvy</i>	42
4.3.2	<i>Organizovaný krátkodobý trh s elektřinou</i>	43

4.3.3	<i>Energetická burza Praha</i>	46
4.3.4	<i>Vyhodnocení odchylek</i>	49
4.4	VÝVOJ CEN ELEKTŘINY.....	50
4.4.1	<i>Maloodběratelé</i>	50
4.4.2	<i>Velkoodběratelé</i>	51
4.4.3	<i>Vývoj ceny elektřiny</i>	53
4.5	EKONOMETRICKÝ MODEL LIBERALIZACE.....	61
4.5.1	<i>Ekonometrická analýza</i>	61
4.5.2	<i>Korelační analýza</i>	64
5	TRH S ELEKTŘINOU V RUSKU	70
5.1	PRŮBĚH LIBERALIZACE.....	71
5.1.1	<i>Energetický trh před liberalizací</i>	71
5.1.2	<i>Postupné otevření trhu</i>	73
5.1.3	<i>Nový trh s elektřinou (HOPЭM)</i>	77
5.1.4	<i>Model přístupu k sítím</i>	78
5.2	SUBJEKTY A INFRASTRUKTURA TRHU.....	78
5.2.1	<i>Administrátor obchodního systému federálního trhu (ФOPЭM)</i>	78
5.2.2	<i>Systémový operátor (CO ЦДЦ)</i>	78
5.2.3	<i>Federální síťová společnost (ФСК)</i>	79
5.2.4	<i>Velkoobchodní výrobci elektrické energie – (OGK)</i>	79
5.2.5	<i>Regionální výrobci elektrické energie – (TGK)</i>	79
5.2.6	<i>Výroba elektřiny</i>	79
5.2.7	<i>Energetická politika Ruské federace</i>	80
5.2.8	<i>Energetická strategie Ruska</i>	80
5.3	PŘEHLED OBCHODŮ S ELEKTŘINOU.....	81
5.3.1	<i>Trh regulovaných smluv</i>	81
5.3.2	<i>Neregulované bilaterální smlouvy</i>	82
5.3.3	<i>Krátkodobý trh na 24 hodin vpřed</i>	82
5.3.4	<i>Vyrovňovací trh</i>	84
5.3.5	<i>Trh s přenosovými kapacitami</i>	84
5.3.6	<i>Energetická burza Moskva (MOSENEX)</i>	85
5.4	VÝVOJ CENY ELEKTŘINY.....	88
5.4.1	<i>Vývoj ceny elektřiny</i>	88
5.4.2	<i>Další vlivy působící na cenu elektřiny</i>	90
5.5	EKONOMETRICKÝ MODEL LIBERALIZACE.....	95
5.5.1	<i>Ekonometrická analýza</i>	95
5.5.2	<i>Korelační analýza</i>	96
6	TRH S ELEKTŘINOU V NĚMECKU	101
6.1	PRŮBĚH LIBERALIZACE.....	102
6.1.1	<i>Energetický trh před liberalizací</i>	102
6.1.2	<i>Regulace v energetice před liberalizací</i>	103
6.1.3	<i>Liberalizace</i>	103
6.1.4	<i>Unbundling</i>	104

6.2	SUBJEKTY A INFRASTRUKTURA TRHU	105
6.2.1	Výkon státní správy.....	105
6.2.2	Největší subjekty na trhu s elektřinou.....	106
6.2.3	Sektor výroby elektřiny.....	107
6.2.4	Sektor přenosu elektřiny a služby operátora trhu.....	108
6.2.5	Sektor distribuce elektřiny.....	109
6.2.6	Obchodníci s elektřinou.....	109
6.2.7	Koneční zákazníci.....	110
6.3	PŘEHLED OBCHODŮ S ELEKTRINOU	110
6.3.1	Dvoustranné smlouvy	110
6.3.2	Denní trh s elektřinou (Day–Ahead Market).....	110
6.3.3	Vnitrodenní trh s elektřinou (intraday).....	111
6.3.4	Evropská energetická burza EEX.....	111
6.3.5	Odchylky a regulační energie.....	112
6.3.6	Přeshraniční obchod	112
6.4	VÝVOJ CENY ELEKTRINY	114
6.4.1	Vývoj ceny elektřiny.....	114
6.4.2	Další vlivy působící na cenu elektřiny.....	116
6.5	EKONOMETRICKÝ MODEL LIBERALIZACE.....	122
6.5.1	Ekonomická analýza	122
6.5.2	Korelační analýza.....	124
7	TRH S ELEKTRINOU VE FRANCII.....	130
7.1	PRŮBĚH LIBERALIZACE.....	131
7.1.1	Energetický trh před liberalizací.....	131
7.1.2	Postupné otevření trhu	131
7.1.3	TarTAM.....	132
7.1.4	Zákon NOME a ARENH tarif.....	133
7.1.5	Unbundling.....	133
7.1.6	Model přístupu k sítím.....	134
7.1.7	Vlastnictví energetických aktiv.....	134
7.1.8	Kontroverze kolem liberalizace energetiky	134
7.2	SUBJEKTY A INFRASTRUKTURA TRHU	135
7.2.1	Réseau de transport d'électricité (RTE).....	135
7.2.2	Électricité Réseau Distribution France (ERDF)	136
7.2.3	Electricité de France	136
7.2.4	Výkon státní správy.....	139
7.3	PŘEHLED OBCHODŮ S ELEKTRINOU	140
7.3.1	Dvoustranné smlouvy	140
7.3.2	Energetická burza Powernext.....	140
7.3.3	Denní trh s elektřinou (Day–Ahead Market).....	140
7.3.4	Trh s futures deriváty.....	141
7.3.5	Vnitrodenní trh s elektřinou (intraday).....	141
7.4	VÝVOJ CENY ELEKTRINY	142
7.4.1	Vývoj ceny elektřiny.....	142

7.4.2	<i>Další vlivy působící na cenu elektřiny</i>	144
7.5	EKONOMETRICKÝ MODEL LIBERALIZACE.....	149
7.5.1	<i>Ekonometrická analýza</i>	149
7.5.2	<i>Korelační analýza</i>	151
8	TRH S ELEKTŘINOU V SEVERNÍ AMERICE	156
8.1	LIBERALIZACE ELEKTROENERGETIKY V SEVERNÍ AMERICE	157
8.1.1	<i>North American Electric Reliability Corporation</i>	158
8.1.2	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i>	159
8.2	SUBJEKTY A INFRASTRUKTURA TRHU	160
8.3	LIBERALIZACE VE STÁTĚ TEXAS	161
8.4	PRŮBĚH LIBERALIZACE	161
8.4.1	<i>Energetický trh před liberalizací</i>	161
8.4.2	<i>Postupné otevření trhu</i>	162
8.5	SUBJEKTY A INFRASTRUKTURA TRHU	164
8.5.1	<i>Systémový operátor</i>	164
8.5.2	<i>Největší energetická společnost</i>	164
8.5.3	<i>Provozovatel přenosové soustavy</i>	164
8.6	PŘEHLED OBCHODŮ S ELEKTŘINOU.....	165
8.6.1	<i>Dvoustranné smlouvy</i>	165
8.6.2	<i>Denní trh</i>	165
8.6.3	<i>Vnitrodenní (reálný) trh</i>	165
8.6.4	<i>Nodální platby</i>	166
8.6.5	<i>Podpora obnovitelných zdrojů</i>	166
8.7	VÝVOJ CENY ELEKTŘINY	167
8.7.1	<i>Vývoj ceny elektřiny</i>	167
8.7.2	<i>Další vlivy působící na cenu elektřiny</i>	169
8.8	EKONOMETRICKÝ MODEL LIBERALIZACE.....	174
8.8.1	<i>Ekonometrická analýza</i>	174
	<i>Korelační analýza</i>	176
9	SROVNÁNÍ JEDNOTLIVÝCH TRHŮ	181
9.1	SROVNÁNÍ PRŮBĚHU LIBERALIZACE V JEDNOTLIVÝCH ZEMÍCH	183
9.2	SUBJEKTY A INFRASTRUKTURA TRHU	185
9.3	SROVNÁNÍ OBCHODŮ S ELEKTŘINOU	189
9.3.1	<i>Regulované smlouvy</i>	189
9.3.2	<i>Bilaterální smlouvy</i>	189
9.3.3	<i>Energetická burza</i>	189
9.3.4	<i>Krátkodobý trh - blokový</i>	189
9.3.5	<i>Krátkodobá trh - denní</i>	189
9.3.6	<i>Krátkodobý trh - vnitrodenní</i>	190
9.3.7	<i>Trh s přenosovými kapacitami</i>	190
9.4	SROVNÁNÍ VÝVOJE CENY ELEKTŘINY	194
9.4.1	<i>Porovnání relativního vývoje indexů cen elektřiny</i>	194
9.4.2	<i>Porovnání relativního vývoje indexů cen elektřiny při sjednocení období liberalizace</i>	195

9.4.3	Porovnání vývoje ceny elektřiny v závislosti na vývoji dalších vlivů.....	197
10	VÝSTUPY A ZÁVĚR.....	200
10.1	VÝBĚR JEDNOTLIVÝCH TRHŮ	201
10.2	PRŮBĚH A STAV LIBERALIZACE	202
10.3	SUBJEKTY A INFRASTRUKTURA TRHU	204
10.4	OBCHODY S ELEKTŘINOU	205
10.5	VLIVY PŮSOBÍCÍ NA CENU ELEKTŘINY	206
10.6	LIBERALIZACE A JEJÍ TEORETICKÉ POZADÍ	207
10.7	OVĚŘENÍ HYPOTÉZY	208
10.7.1	<i>Liberalizace trhu s elektřinou ovlivnila současnou podobu trhu s elektřinou.</i>	208
10.7.2	<i>Struktura trhu s elektřinou je determinována nastavenými liberalizačními principy.</i>	208
10.7.3	<i>Liberalizace trhu s elektřinou měla vliv na cenu elektřiny pro spotřebitele.</i>	209
10.7.4	<i>Vlivem liberalizace trhu s elektřinou došlo ke snížení ceny elektřiny pro spotřebitele.</i>	209
10.8	POSOUZENÍ LIBERALIZACE V ČR Z POHLEDU SROVNÁNÍ S OSTATNÍMI ZEMĚMI.....	210
	SEZNAM POUŽITÉ LITERATURY	215
	SEZNAM ZKRATEK.....	222
	SEZNAM OBRÁZKŮ, SCHÉMAT A GRAFŮ.....	226
	SEZNAM TABULEK	229
	PŘÍLOHY	230
	PŘÍLOHA Č. 1 – DATA SETY ČESKÁ REPUBLIKA	230
	PŘÍLOHA Č. 2 – DATA SETY NĚMECKO	232
	PŘÍLOHA Č. 3 – DATA SETY FRANCIE	234
	PŘÍLOHA Č. 4 – DATA SETY TEXAS.....	236
	PŘÍLOHA Č. 5 – DATA SETY RUSKO	238
	PŘÍLOHA Č. 6 – DATA SETY MĚNOVÉ KURZY	240

Cíle disertační práce

1

Cílem disertační práce je nejprve zmapovat dosavadní vývoj a současnou situaci na vybraných trzích s elektřinou se zaměřením na liberalizaci jednotlivých trhů, na základě čehož bude následně možné provést jejich komplexní srovnání z několika relevantních úhlů pohledu.

Práce by ve svém závěru měla poskytnout soubor doporučení vhodných pro trh s elektřinou v České republice, která budou výsledkem analýzy zkušeností s liberalizací elektroenergetiky v různých zemích světa.

1.1 Hypotézy

Pro zkoumání naplnění cílů práce budou naformulovány hypotézy, kterými bude zkoumáno, zda se potvrdí či nepotvrdí výchozí teoretická očekávání od liberalizace trhu. V souladu se stanovenými cíli práce budou prozkoumány tyto hypotézy:

1. Liberalizace trhu s elektřinou ovlivnila současnou podobu trhu s elektřinou.
2. Struktura trhu s elektřinou je determinována nastavenými liberalizačními principy.
3. Liberalizace trhu s elektřinou měla vliv na cenu elektřiny pro spotřebitele.
4. Vlivem liberalizace trhu s elektřinou došlo ke snížení ceny elektřiny pro spotřebitele.

Použitou metodou pro ověření hypotézy bude v první fázi porovnání teoretických východisek liberalizace, systematické srovnání průběhů liberalizace ve vybraných zemích s výzkumem dopadů provedených změn na účastníky trhu, strukturu trhu a obchody na tomto trhu. V druhé fázi práce bude proveden detailní výzkum dopadů liberalizace do konečné ceny elektřiny.

Úvod



Proces liberalizace trhu s elektřinou znamená přerod systému komplexní výroby, přenosu, distribuce, obchodu a dodávek elektřiny jednotlivým subjektům z počátečního stavu, kdy se jednalo o odvětví plně regulované a vlastněné státem, často s prvky centrálního řízení celého řetězce a znaky vertikálně – integrovaného monopolu spojujícího všechny prvky energetického řetězce s cílem především zajistit spolehlivost dodávek k systému, který v sobě spojuje tržní prvky s maximální snahou o otevřenost, transparentnost a především tržní soupeření s cílem zajistit tržní podmínky a tržní ceny pro všechny subjekty - od výrobců až po jednotlivé spotřebitele.

V současné době je trh s elektřinou v České republice plně liberalizován. Liberalizace není záležitostí pouze lokální, ale celoevropskou, dokonce by se dalo říci, že celosvětovou, kdy otázka, zda liberalizovat trh s elektřinou či nikoliv, je tématem 21. století.

Ačkoliv je liberalizace realizována se záměry zlepšení dosavadního stavu a rozdělení benefitů plynoucích z volného trhu a soutěžení jednotlivým subjektů především v ceně za elektrickou energii, ukazuje se, že liberalizace trhu s elektřinou ne vždy 100% splnila očekávání v ní vkládané. Často se zmiňuje, že liberalizace způsobila nárůst cen elektřiny, vedla k problémům s restrukturalizací původních integrovaných utilit a složitosti dlouhodobého plánování a investic z důvodů dlouhodobé nejistoty.

Nejen z těchto důvodů je v některých odborných kruzích liberalizace a její přínosy diskutována a negativně hodnocena. Je tedy vhodné analyzovat a prozkoumat historický vývoj trhu s elektřinou se zaměřením na ty trhy, kde liberalizace proběhla, a kriticky posoudit přínosy či nedostatky liberalizace.

Liberalizace elektroenergetiky

3

Jak již bylo naznačeno v úvodu této disertační práce, liberalizace elektroenergetiky znamená proces zásadní změny ve fungování celého elektroenergetického systému s cílem aplikovat pokud možno veškeré znaky tržního prostředí s očekáváním distribuce efektů trhu především ke konečným spotřebitelům elektrické energie a to v podobě ceny za odebíranou komoditu.

3.1 Historický vývoj

3.1.1 Vertikálně integrované utility

Z historického pohledu byly na začátku rozvoje elektroenergetiky jako takové veškeré činnosti trhu zpravidla prováděny skrze monopolní společnosti, které představovaly plně vertikálně integrované utility zajišťující veškeré činnosti spojené s trhem s elektřinou [49], [93]:

- výroba elektřiny,
- přenos a distribuce elektřiny,
- obchod,
- dodávky elektřiny.

Tyto monopolní utility zajišťovaly uvedené činnosti v rámci striktního regulačního rámce stanovovaného v rámci dané geografické lokality. Dá se říci, že stát přenášel na tyto utility, které byly vlastněny buď samotným státem, či privátními subjekty, licenci k zajišťování fungování kompletního elektroenergetického trhu.

Tento systém se vyznačoval prvky centrálního plánování, neboť potřeby trhu byly plánovány centrálními plánovači a veškeré náklady nutné k zajištění tohoto plánu byly přenášeny na konečné zákazníky.

Ačkoliv tyto systémy plnily svoji funkci dodávek elektřiny jednotlivým spotřebitelům vcelku obstojně, nesly s sebou mnohé problémy. Především se jednalo o [49], [93]:

- tvorbu nepotřebných kapacit,
- neefektivní využívání dostupných prostředků a kapacit,
- vysoké operační náklady,
- překročení investičních rozpočtů.

Tyto problémy byly zvládnuty v 80. a 90 letech 20. století při poklesu tempa růstu poptávky po elektřině a neschopností dosavadních systémů na toto efektivně reagovat. Bylo tedy potřeba

implementovat takové změny, které by zmíněné problémy odstranily a přinesly nové benefity všem účastníkům trhu s elektřinou.

3.1.2 Zavádění liberalizace

Výzvou pro tehdejší státy tedy bylo vytvoření nového uspořádání celého trhu s elektřinou včetně nastavení příslušného regulačního a právního rámce.

Hlavní změny, které se plánovaly v rámci liberalizace, byly [42], [49]:

- Privatizace státních energetických monopolů a vytvoření rozpočtových omezení, které budou nutit podniky ke zvýšení výkonnosti. Tím dojde zároveň ke snížení vlivu politických rozhodnutí na tyto společnosti.
- Restrukturalizace vertikálně-integrované struktury, rozdělení jednotlivých článků řetězce, které si mohou navzájem konkurovat (například fyzická výroba či dodávka elektřiny koncovým zákazníkům) od článků, které budou i nadále regulované (například distribuce a přenos elektřiny či systémový operátor). Toto rozdělení proběhne buďto odprodejem nebo funkčním oddělením jednotlivých článků od sebe. Toto oddělení je nezbytné, aby všechny subjekty konkurenčního prostředí měly stejné podmínky při komunikaci s regulovanými subjekty na trhu.
- Restrukturalizace segmentu fyzické výroby elektřiny, vytvoření odpovídajícího množství účastníků trhu tak, aby byla potlačena tržní síla jediného účastníka trhu a aby bylo zajištěno konkurenční prostředí na velkoobchodním trhu s elektřinou.
- Integrace přenosových kapacit a systémového operátora podle geografických oblastí k dosažení přirozených velkoobchodních trhů a jediného systémového operátora, který bude řídit soustavu, plánovat výrobu, aby odpovídala spotřebě, upravovat fyzické parametry sítě a plánovat investice do infrastruktury k dosažení ekonomických a spolehlivostních standardů.
- Vytvoření dobrovolného spotového velkoobchodního trhu a vyrovnávacího trhu s elektřinou k vypořádání odchylek výroby a spotřeby, k regulování frekvence soustavy, k alokovaní přenosových kapacit, k rychlé reakci na případný neplánovaný výpadek zdroje a jako prostředí směny mezi nabízejícím a poptávajícím.
- Vytvoření aktivní spotřební strany „demand-side“, která bude umožňovat zákazníkům reagovat na cenové změny na velkoobchodním trhu s elektřinou a plně integrovat reakce spotřební strany na cenu elektřiny.

- Vytvoření regulačních pravidel k efektivnímu přístupu účastníků velkoobchodního trhu k přenosové a distribuční soustavě. Efektivní přístup zahrnuje mechanismy přidělování omezených přenosových kapacit mezi účastníky trhu a zajištění dostatečného propojení nových výrobních zdrojů.
- Uvolnění koncových cen elektřiny pro koncové zákazníky a rozdělení finální ceny elektřiny na regulovanou a neregulovanou část.
- Vytvoření nezávislého energetického úřadu s dobrou znalostí o cenách, kvalitě a výkonu porovnatelných společností v regulovaném odvětví. Úřad bude disponovat autoritou vymáhat regulační požadavky a odborníky, kteří budou využívat své expertní znalosti a autority úřadu, aby nastavovali ceny regulovaných subjektů a podmínek přístupu účastníků trhu ke kapacitám přenosových a distribučních soustav.
- Vytvoření transparentního a otevřeného trhu s elektřinou jako komoditou, kdy cena je tvořena na základě nabídky a poptávky:
 - To na straně nabídky musí být spojené s akceptem na ekonomicky optimální provozování jednotlivých článků řetězce.
 - Možnost koncových spotřebitelů volit své dodavatele elektřiny.
- Otevření každého segmentu elektroenergetického řetězce novým subjektům či alespoň částečná privatizace jednotlivých segmentů a vytvoření kompetentního prostředí na všech úrovních.
- Vytvoření právního a relevantního regulačního prostředí.

Tato teoretická východiska by se měla potvrdit či vyvrátit v souvislosti s hypotézou č. 1 (Liberalizace trhu s elektřinou ovlivnila současnou podobu trhu s elektřinou).

Liberalizace se začala zavádět téměř souběžně v USA a Velké Británii [55]. V roce 1990 rozhodla vláda Velké Británie o privatizaci výrobních zdrojů a distribučních sítí, čímž vytvořila konkurenci. Na tento krok navázalo vytvoření trhu s elektřinou.

V návaznosti na změny uspořádání ve Velké Británii lze vysledovat podobné kroky ve Skandinávii (ve Švédsku byla liberalizace zahájena v roce 1994) a došlo k vytvoření jednotného trhu/burzy Nordpool s elektřinou pro všechny skandinávské země.

V USA byl v roce 1992 přijat zákon o energetické politice, který podporoval myšlenku vytvoření trhu s elektřinou. Následně byl tento zákon rozpracován a koncem 90. let byl v mnoha státech

USA již funkční trh s elektřinou. Nicméně je nutné říci, že samotná aktivita byla ponechána na jednotlivých státech a některé státy provedly pouze částečnou liberalizaci svého trhu.

Následně se k liberalizačním snahám přidala Evropská unie, která v roce 1996 schválila směrnici stanovující podmínky liberalizace. Tato směrnice vstoupila v účinnost začátkem roku 1999 a od té doby platí pro všechny členské státy EU.

Taktéž Rusko se přidalo k liberalizační ideje a v roce 2003 přijalo zákon zahajující celý proces směřující k liberalizovanému trhu.

3.1.3 Model trhu s elektřinou

V souvislosti se zaváděním liberalizovaného modelu trhu s elektřinou bylo mimo jiné nutné oddělit fyzický přenos elektřiny realizovaný skrze přenosové a distribuční společnosti od obchodní stránky dodávky. K tomuto účelu bylo nutné nastavit systém přístupu k přenosovým a distribučním sítím pro třetí strany, neboť zachování funkce přirozených monopolů v energetických sítích bylo žádoucí.

Mezi základní druhy přístupu k sítím patří takzvané modely SB, rTPA a nTPA [43], [44]:

Single Buyer (SB)

Single Buyer, neboli jediný kupující, je státem kontrolovaný subjekt, který vykupuje za rovných podmínek a za nejnižší náklady elektřinu od výrobců a prodává ji odběratelům. Tento přístup přes počáteční nadšení nakonec neuplatnila v úplnosti žádná země.

Third Party Access (TPA)

Third Party Access znamená přístup třetí strany k sítím, neboli právo kteréhokoliv odběratele, výrobce či obchodníka na dopravu elektřiny přes síť.

- **Regulated Third Party Access (rTPA) – „regulovaný“**

Regulovaný TPA předpokládá uzavírání bilaterálních smluv mezi účastníky trhu (výrobci, obchodníky, zákazníci) na dodávku elektřiny a smluv těchto subjektů s přenosovými a distribučními společnostmi na dopravu elektřiny za podmínek (regulované ceny) stanovených nezávislým národním regulátorem.

Tento přístup s určitými dočasnými omezeními zvolila většina evropských zemí včetně ČR.

- **Negotiated Third Party Access (nTPA) – „sjednaný“**
Sjednaný TPA představuje přístup k sítím za sjednané ceny.

Tento přístup byl víceméně uplatněn v SRN, avšak i ta se později vrátila k modelu rTPA.

Uvedené modely a jejich propojení s vlastními liberalizačními kroky budou ověřovány v souvislosti s hypotézou č. 2 (Struktura trhu s elektřinou je determinována nastavenými liberalizačními principy).

3.2 *Současný stav*

Většina zemí z transatlantického prostoru, které se řadí mezi rozvinuté země v rámci globálního pohledu, se v průběhu času rozhodla pro zavedení liberalizovaného trhu s elektřinou.

Na druhé straně mnoho zemí z řad jak rozvinutých, tak i rozvojových zemí se rozhodla liberalizaci trhu nerealizovat vůbec, či nerealizovat v plném rozsahu [50]:

- **Japonsko**
V Japonsku sice existuje jednotný trh s elektřinou, nicméně zde stále existují vertikálně integrované utility, které jsou monopoly v jednotlivých regionech, a taktéž zde neexistuje trh dodávek konečným zákazníkům.
- **Čína**
Čína provedla restrukturalizaci svého trhu s elektřinou v roce 2002, kdy došlo k oddělení jednotlivých článků elektroenergetického řetězce. Z tohoto rozděleného řetězce byla ale privatizována pouze minorita výrobních zdrojů, tudíž se stále jedná o státem ovládaný a řízený systém. Taktéž zde neexistuje trh dodávek konečným zákazníkům a taktéž neexistuje jednotný trh/burza s elektřinou.
- **Indie**
Ačkoliv v Indii byly jasné snahy o liberalizaci trhu s elektřinou, tyto snahy nebyly plně úspěšné. V roce 2003 byl sice přijat zákon požadující liberalizaci, nicméně do roku 2009 tento zákon implantovalo pouze 7 z 29 územních celků.
- **Brazílie**
Liberalizace v Brazílii byla nastartována po vzoru Velké Británie již v roce 1995 a do 6 let byla privatizována většina distribučních společností, avšak téměř žádné produkční

kapacity. Proces liberalizace měl pokračovat i nadále, nicméně v roce 2002 byl celý proces liberalizace zastaven na základě politického rozhodnutí.

- **Jihoafrická republika**

Ačkoliv na počátku 21. století byla zamýšlena komplexní liberalizace trhu s elektřinou, v roce 2004 byly tyto plány zrušeny a struktura trhu s elektřinou zůstala v podobě jedné, státem vlastněné a vertikálně-integrované společnosti zajišťující celý elektroenergetický řetězec.

Jak je vidět na příkladu několika velkých ekonomik světa mimo transatlantický prostor, liberalizace trhu s elektřinou zde neprobíhala ve stejné podobě, jako v Evropě a USA. Je tedy zřejmé, že kromě systému plné liberalizace existují stále schémata fungování trhů s elektřinou zachovávající prvky vertikálně-integrovaného systému s významnými prvky státního řízení a vlastnictví.

3.3 Přínosy a úskalí liberalizace

3.3.1 Přínosy

Za hlavní přínosy liberalizace jsou zpravidla označovány následující efekty [42], [49]:

- snížení ceny elektřiny pro spotřebitele,
- zvýšení efektivity a snižování nákladů při využívání dostupných zdrojů v celém řetězci a přenesení těchto benefitů do nižší ceny elektřiny,
- tlak na ekonomickou efektivitu v celém řetězci,
- realizace pouze ekonomicky opodstatněných investic,
- zvýšení transparentnosti celého trhu a cenotvorby,
- zvýšení kvality jednotlivých služeb díky konkurenčnímu prostředí a tlaku konečných uživatelů/spotřebitelů poskytovaných služeb,
- možnost výběru a volby poskytovatele jednotlivých služeb – de-monopolizace.

Zpravidla se za hlavní efekt liberalizace očekává snížení ceny elektřiny díky tržnímu soupeření a důrazu na provozní i ekonomickou efektivitu prováděných činností.

3.3.2 Úskalí

Na straně druhé je v odborných publikacích poukazováno na mnoho nedostatků a úskalí liberalizovaného trhu [42], [49]:

- nikoliv snížení, ale zvýšení cen pro spotřebitele,
- velký odpor původních monopolních a integrovaných utilit ke strukturálním změnám,
- neefektivnost rušení vertikálně-integrovaných struktur,
- manipulovatelnost trhu s elektřinou majoritními hráči,
- pokřivení a nefunkčnost trhu při zavádění dodatečných netržních opatření na základě politických rozhodnutí,
- ekonomicky neefektivní alokace výrobních kapacit,
- vytváření globálních struktur a globálních subjektů s enormními podíly na energetických trzích,
- nejistota vývoje trhů v dlouhodobém měřítku a nemožnost realizovat dlouhodobé investice,
- neefektivní provozování dílčích článků řetězce a přenášení nákladů na konečné zákazníky,
- neefektivní regulace a kontrola.

3.4 Očekávaný budoucí vývoj

Vzhledem k velmi rozmanitému současnému stavu liberalizace trhů s elektřinou z globálního pohledu nelze jednoznačně predikovat budoucí vývoj. Nicméně lze pozorovat několik tendenčních směrů.

3.4.1 Evropská unie

Evropskou unii lze z pohledu liberalizačních snah označit za leadera v nastavování strukturálních změn a snahách o docílení liberalizovaného trhu s elektřinou.

V září roku 2007 začala EU připravovat balíček nových úprav směřujících k dosažení plně liberalizovaného evropského trhu s elektřinou. Tento balíček byl přijat v červnu roku 2009 a sestával především z následujících pilířů [12]:

- společná pravidla pro vnitřní trh s elektřinou,
- podmínky přístupu do sítí pro přeshraniční obchod s elektřinou,
- zřízení agentury pro spolupráci energetických regulačních úřadů – ACER.

Na základě těchto pilířů lze říci, že hlavními záměry změn bylo [12]:

- jednotný evropský trh s elektřinou,
- propojení jednotlivých elektrizačních soustav,
- unbundling – oddělení výroby, přenosu a distribuce elektřiny ve všech zemích, tedy zánik stále přetrvávajících vertikálně-integrovaných struktur.

Je tedy zřejmé, že EU jednoznačně plánuje pokračovat v procesu liberalizace a to v celoevropském pojetí.

Je ale také nutné říci, že tyto snahy naráží na odpor některých významných členských zemí. Tyto země (např. Francie) se vymezují především vůči unbundlingu, neboť zde existují národní vertikálně-integrované společnosti.

Taktéž tyto snahy narážejí na problematiku evropské otázky zavádění OZE a konfliktů z toho vyplývajících. Taktéž v některých členských zemích lze pozorovat rozpor mezi snahami o jednotný evropský trh a prosazování národních zájmů a obcházení liberalizace pomocí netržních mechanismů k dosažení politických cílů na úkor trhu.

3.4.2 Rusko

Rusko se nyní nachází ve fázi ambiciózního plánu přerodu celého trhu na liberalizovaný. Prvním krokem je vytváření velkoobchodního trhu s elektřinou. Tento trh byl zřízen od roku 2011 [18].

Nicméně přetrvávají stále mnohé otevřené otázky, které je nutno v budoucích letech vyřešit, aby bylo docíleno plně liberalizovaného trhu. V současné době Rusko proklamuje snahy realizovat kompletní proces liberalizace, nicméně vzhledem k rozsahu Ruska jsou tyto snahy komplikované a dlouhodobé.

3.4.3 Ostatní

Ačkoliv Evropská unie a Rusko (a taktéž např. Turecko) dávají velký důraz na snahy pokračovat v dosažení plně liberalizovaného trhu s elektřinou, z pohledu globálního se jedná o spíše výjimečné snahy. Většina ostatních velkých ekonomik světa nyní spíše zůstává v setrvalém stavu, kdy státem vlastněné energetiky zajišťují bezpečné dodávky elektřiny se státní garancí, neboť se energetika jako taková dostala mezi významná témata všech států.

3.5 *Popis ekonometrického modelu liberalizace*

K posouzení dopadů liberalizace na cenu elektřiny byly vytvořeny ekonometrické modely, které ukazují závislost ceny elektřiny na makroekonomických veličinách včetně přidané veličiny liberalizace. Modely byly vytvořeny pro všechny zkoumané státy a jejich výsledky a závěry budou detailně uvedeny v kapitolách o jednotlivých zkoumaných zemích.

3.5.1 **Datový soubor**

Pro komplexní posouzení vlivů na vývoj ceny elektřiny byly identifikovány ukazatele, které mají vliv na cenu výroby elektřiny, výši poptávky po elektřině či na jiné skutečnosti dotýkající se ceny elektřiny.

Jedná se o následující ukazatele:

- **Liberalizace**
- **Spotřeba elektřiny**
Spotřeba elektřiny představuje měnící se poptávkovou křivku, na základě které se tvoří rovnovážná tržní cena elektřiny.
- **Množství výroby elektřiny z OZE**
Množství elektřiny vyrobené z obnovitelných zdrojů má dvojitý vliv na cenu elektřiny pro odběratele. Jednak skrze systém podpory výroby elektřiny OZE v jednotlivých zemích dochází k přenášení těchto nákladů do konečných cen elektřiny, což cenu elektřiny zvyšuje.
Na straně druhé je elektřina vyrobená v těchto zdrojích z pohledu variabilních nákladů velmi laciná, proto snižuje nabídkovou křivku, což se projevuje v nižších tržních cenách.
- **Cena emisních povolenek**
V souvislosti s globálním Kjótským protokolem či lokálními pravidly EU o zpoplatnění vypouštění CO₂ emisí se do ceny elektřiny produkované spalováním fosilních paliv promítá taktéž cena za vypouštění emisí do ovzduší.
- **Cena ropy**
Ropa představuje jedno z možných paliv pro výrobu elektřiny. Taktéž je cena ropy určujícím dlouhodobým determinantem ceny plynu, který je taktéž jedním z řady paliv používaných pro produkci elektřiny. Po začátku těžby břidlicového plynu v posledních

několika málo letech se cena plynu od ceny ropy oddělila. Nicméně pro účely tohoto srovnání historických cen můžeme brát v úvahu časovou cenu ropy jako determinant ceny plynu.

- **Cena uhlí**

Uhlí je jedním z typických paliv pro výrobu elektřiny v zemích, kde nejsou rozvinuty jaderné zdroje. Cena paliva je tedy přímým variabilním nákladem, který určuje nákladovou, respektive nabídkovou cenu elektřiny.

- **HDP**

HDP se jako základní makroekonomický ukazatel používá pro určování výkonnosti ekonomiky daného státu, přičemž obecně platí, že vyšší produkce HDP má vliv na vyšší spotřebu elektřiny, tedy na zvýšení poptávky po elektřině.

- **Inflace**

Inflace vyjadřuje obecný vzrůst cen statků v makroekonomickém prostředí, tudíž částečně taktéž zohledňuje pohyb cen elektřiny.

Co se týká samotného získání datových vstupů, je nutné zmínit fakt, že se jedná o velmi složitý a komplikovaný úkol, neboť pro korektní provedení veškerých analýz je nutné mít k dispozici datové sady za dlouhá období v délce desítek let, přičemž tyto datové sady by zároveň měly být navzájem porovnatelné mezi jednotlivými zeměmi.

Zásadní problém při získávání data setů se objevuje s požadavkem na dlouhodobé časové řady jednotlivých zkoumaných atributů u jednotlivých zemí. Toto se týká především atributů energetických veličin, neboť obecně známé databáze obsahují sice velmi detailní data, nicméně za krátký časový úsek, což je pro účely této disertační práce nedostatečné. Zároveň např. u cen hnědého uhlí bylo nutné se vypořádat se skutečností, že se jedná o komoditu bez jednotného trhu, přičemž ani data za jednotlivé země nejsou zveřejňovány, a to ani v placených databázích. Na straně druhé ceny černého uhlí jsou známy díky veřejnému trhu, nicméně tento trh ve většině zemí funguje krátký časový úsek, což nevyhovuje z důvodu požadavku na dlouhodobé časové řady. Zároveň u všech atributů, jak energetických, tak makroekonomických se projevují geopolitické změny v průběhu posledních let u zkoumaných zemí.

Veškeré použité datové vstupy jsou uvedeny v Přílohách č. 1 – 6 této práce.

3.5.2 Analýza jednotkového kořene a stacionarity

Před samotným modelováním situace na trhu s elektřinou je třeba všechny časové řady prozkoumat a ujistit se, že splňují veškeré nutné předpoklady. Jednou z těchto nutných charakteristik je stacionarita. U řad ovlivněných dlouhodobějšími faktory, jako je recese či technologický pokrok, nebo jednorázovými "šoky" se můžeme setkat s nestacionaritou. Pokud časová řada není stacionární, pak autokorelace hodnot časové řady se blíží jedné a hodnoty příliš neklesají s tím, jak se zvyšuje délka zpoždění. To znamená, že každá hodnota časové řady je silně korelovaná se svými zpožděnými hodnotami.

Časová řada je slabě, resp. kovariančně stacionární, pokud (převzato z [75]):

- a) střední hodnota proměnné $E(Y_t)$ je konstantní a neměnná pro všechna období t ,
 - b) variabilita proměnné $var(Y_t)$ je konstantní a neměnná v čase t a
 - c) $cov(Y_{t_1}, Y_{t_2}) = cov(Y_{t_1+h}, Y_{t_2+h})$, (1)
- tedy kovariance mezi časovými úseky je neměnná při posunech v čase pro libovolné h .

Úroveň a variabilita stacionární řady jsou tedy konstantní v čase (trend je tak se stacionaritou neslučitelný) a také kovarianční struktura je v čase neměnná.

V případě nestacionární řady pak kořeny ϕ_p autoregresního modelu $AR(p)$, tedy modelu, kde vysvětlujícími proměnnými jsou zpožděné hodnoty závisle proměnné a který lze popsat funkcí (převzato z [75]):

$$Y_t = \phi_1 Y_{t-1} + \dots + \phi_p Y_{t-p} + \varepsilon_t, \quad (2)$$

mají hodnotu rovnou jedné (řada má tzv. jednotkový kořen). Časová řada má pak tzv. dlouhou paměť a vykazuje trendové chování.

K prozkoumání stacionarity bude použit rozšířený Dickey-Fullerův test (dále jen ADF test), který testuje nulovou hypotézu o existenci jednotkového kořene (převzato z [75]):

$$H_0 : \Delta Y_t = \psi Y_{t-1} + \sum_{i=1}^k \beta_i \Delta Y_{t-i} + \varepsilon_t \text{ pro } \psi = 0, \quad (3)$$

kde regresní koeficient pro zpožděnou hodnotu proměnné $\psi = \phi_1 - 1$ a β_i je regresní koeficient pro změny proměnné. Testová statistika testuje významnost regresního parametru ψ a má tvar (převzato z [75]):

$$ADF = \frac{\hat{\psi}}{\hat{\sigma}(\hat{\psi})}, \quad (4)$$

s kritickým oborem $ADF \leq t_{1-\alpha}(n)$. (5)

Testová statistika ADF testu je dána poměrem odhadu regresního koeficientu $\hat{\psi}$ a směrodatné chyby tohoto odhadu $\hat{\sigma}(\hat{\psi})$. Tato statistika má speciální rozdělení $t_{1-\alpha}(n)$ s n stupni volnosti [75].

Pokud nulovou hypotézu zamítnout nemůžeme, tedy pokud $\hat{\psi} = 0$, pak má řada jednotkový kořen a není stacionární [75].

Nestacionární časovou řadu můžeme převést na stacionární, když místo absolutních hodnot použijeme diference. Diference jsou rozdíly mezi dvěma po sobě jdoucími pozorováními časové řady. Touto úpravou dochází ke stacionarizaci, ale zároveň se z řady vytrácí dlouhodobá informace a není proto možné, z takových řad předpovídat [75]. Všechny ADF testy budou posuzovány na 5% hladině významnosti.

3.5.3 Regresní analýza

V každé zemi bude zkoumán vliv liberalizace na cenu elektřiny pomocí vícenásobné regresní analýzy. Pro každý trh bude vytvořen unikátní model, do kterého budou zahrnuty veličiny, které mají na cenu elektřiny největší vliv, vč. liberalizace trhu s elektřinou.

Analýza se bude týkat pouze ceny elektrické energie. Při využití ekonometrické analýzy je však z hlediska interpretace výsledků vhodné splnění několika podmínek. Především by v analyzovaném období nemělo docházet k příliš velkým a nahodilým změnám jednotlivých proměnných, které nejdou logicky patřičně zdůvodnit. Dále by zkoumaný model měl vykazovat určitou úplnost. Tedy v případě liberalizace by měl splňovat charakter dosažení určité úrovně liberalizace trhu. Nebylo by vhodné zkoumat model resp. období, v němž liberalizace teprve začíná, ale je žádoucí aby obsahoval dostatečně dlouhé období, v němž liberalizace probíhala i období, kdy trh liberalizován nebyl.

Tyto zmíněné podmínky téměř úplně splňují v této disertační práci rozebírané země. Ceny elektřiny vybraných států budou v textu podrobeny regresní analýze. Časový rámec analýzy pak spadá do různě dlouhých období podle toho, jaká data bylo možné získat. Zde je nutné podotknout, že v období po roce 2006 začíná docházet k výraznější volatilitě jednotlivých vstupních komodit vrcholící hospodářskou recesí let 2008–2009; volatilita těchto proměnných se promítá do konečné výše ceny, u které je pak obtížnější vyjádřit vliv liberalizace.

Základními proměnnými vstupujícími do tvorby cen elektrické energie s přihlédnutím k časovému horizontu jsou cena ropy typu Brent, HDP daného státu a umělá proměnná vyjadřující liberalizaci. V současnosti není cena ropy udávána jako proměnná mající přímý vliv na cenu elektrické energie, to z důvodu jejího velmi nízkého podílu na výrobě elektřiny. Růst cen ropy

ovšem téměř vždy nepřímo působí na ceny elektřiny, proto se ropa jeví jako významná proměnná. Další proměnnou představuje HDP jednotlivých zemí. Hrubý domácí produkt je celková peněžní hodnota statků a služeb vytvořená za dané období na určitém území. Tento ukazatel se používá pro určování výkonnosti ekonomiky daného státu. HDP může zobrazovat ekonomické cykly, a tím i ukazovat, co se děje s cenou elektřiny v době růstu a v době krize. Poslední proměnnou je umělá hodnota vyjadřující proces liberalizace. Pro potřeby modelu byla zachycena míra uvolnění trhu procentuálním podílem. Prokázání vlivu liberalizace na velkoobchodní cenu elektřiny je hlavním cílem následujícího vícenásobného lineárního regresního modelu, který byl sestaven pro účely této práce:

$$elektr = \beta_0 + \beta_1 * HDP + \beta_2 * liber + \beta_3 * ropa, (6)$$

kde *elektr* je cena elektrické energie,

HDP – hrubý domácí produkt země,

liber – podíl liberalizovaného trhu na celkovém trhu s elektřinou,

ropa – cena barelu ropy Brent.

Tyto modely budou odhadovány metodou klasických nejmenších čtverců (MNC). "Nejmenší čtverce" znamenají, že výsledné řešení má minimalizovat součet čtverců odchylek vůči dané rovnici. MNC poskytne odhad parametrů, které nám řeknou, jaký a jak velký vliv jednotlivé proměnné (HDP, cena ropy a liberalizace) mají. Míra shody modelu s daty bude posuzována na základě koeficientů determinace. Základní koeficient vícenásobné determinace $R^2 \in \langle 0; 1 \rangle$ udává, jaký podíl rozptylu v hodnotách závislé proměnné se podařilo regresí vysvětlit (větší hodnoty znamenají větší úspěšnost regrese). Je dán vztahem (převzato z [75]):

$$R^2 = 1 - \frac{S_e}{S_t}, (7)$$

kde S_e je modelem nevysvětlený (residuální) součet čtverců a S_t je celkový součet čtverců závislé proměnné v modelu. R^2 nezohledňuje počet vysvětlujících proměnných – jeho hodnota nikdy neklesne přidáním dalších vysvětlujících proměnných do modelu (i když tyto proměnné nepřinášejí žádnou přidanou hodnotu). Proto bude brán zřetel také na tzv. korigovaný koeficient determinace R^2_{adj} .

Statistickou významnost modelu jako celku popisuje F poměr (převzato z [75]):

$$F = \frac{R^2}{1 - R^2} \frac{(n - k)}{(k - 1)}, (8)$$

kde R^2 je koeficient determinace, n je počet pozorování a k je počet proměnných. Pokud je F poměr vyšší než tabulková hodnota F^* potom, na zvolené hladině významnosti, odmítneme předpoklad, že vysvětlující proměnné významně neovlivňují vysvětlující proměnnou.

Statistická významnost jednotlivých proměnných bude hodnocena na základě t poměru (převzato z [75]):

$$t_i = \frac{b_i}{s_{b_i}}, \quad (9)$$

kde b_i je odhad parametru dané proměnné a s_{b_i} je jeho odchylka. Tímto testujeme nulovou hypotézu H_0 o nevýznamnosti dané proměnné v modelu. Pokud je t poměr vyšší než tabulková hodnota t^* , na zvolené hladině významnosti nulovou hypotézu zamítáme, čili daná proměnná je v modelu významná. Abychom nemuseli hledat tabulkové hodnoty, používáme tzv. p -hodnotu. P -hodnota je pravděpodobnost, že by testovací kritérium dosáhlo své hodnoty, příp. hodnot ještě více svědčících proti H_0 , pokud by H_0 opravdu platila. Je-li p -hodnota menší než předem stanovená hladina významnosti, nulovou hypotézu zamítáme.

Při odhadování modelů je vždy nutné také ověřovat několik základních předpokladů pro konzistentnost a použitelnost odhadů jednotlivých parametrů. Logicky platí vztah, že čím složitější je specifikace modelu, tím více se v daném modelu může objevit nepříjemností. Jednou z nich je heteroskedasticita. Heteroskedasticita se vyskytuje v případě, pokud není dodržen požadavek konečného a konstantního rozptylu náhodných složek modelu [75]. Příčin vzniku heteroskedasticity může být několik. Mezi nejčastější patří vynechání některé podstatné vysvětlující proměnné či chyba měření, která způsobí růst rozptylu některé vysvětlované proměnné i reziduí. V důsledku heteroskedasticity ztrácí odhady parametrů vydatnost. Heteroskedasticita bude ověřována na základě ARCH testu.

Dalším problémem, který se může v modelu objevit a který se vyskytuje především při odhadu modelů z časových řad, je autokorelace. S autokorelací se v modelu setkáme tehdy, nejsou-li nulové kovariance náhodných složek. Je-li tedy náhodná složka modelu v některém pozorování zkorelována s náhodnou složkou v minulém období, jedná se o autokorelaci. Autokorelaci je možné chápat jako závislost mezi posloupností hodnot jedné proměnné uspořádaných v čase, příp. prostoru. Autokorelace bude ověřována na základě Breuschova-Godfreyho autokorelačního LM testu.

Dalším nedostatkem modelu může být multikolinearita. Ta značí existenci jednoho či více vztahů lineární závislosti mezi pozorováními vysvětlujících proměnných. Výskyt multikolinearity je

typický pro časové řady ekonomických ukazatelů, jako je HDP, spotřeba, důchod, úspory apod. Opět je to tedy jev, který můžeme při našem odhadování očekávat. Multikolinearita bude ověřována na základě testu Variance Inflation Factors (VIF).

Veškeré testy budou hodnoceny na základě 5% hladiny významnosti, pokud nebude explicitně vyjádřeno jinak.

3.5.4 Korelační analýza

Vztahy mezi cenou elektřiny a dalšími veličinami, nezahrnutými do ekonometrického modelu, budou zkoumány pomocí korelační analýzy. Korelační analýza se zabývá mírou závislosti náhodných veličin a popisuje lineární vztahy mezi veličinami. Korelace znamená vzájemný vztah mezi dvěma procesy nebo veličinami [75]. Pokud se jedna z nich mění, mění se korelativně i druhá a naopak. Standardním výstupem korelační analýzy je koeficient popisující míru závislosti – nejčastěji korelační koeficient. Korelační koeficienty slouží jako míry vyjádření “těsnosti lineární vazby”. V této práci bude k analýze používán Pearsonův korelační koeficient (převzato z [75]):

$$\rho = \frac{\text{cov}_{XY}}{\sqrt{D_Y D_X}} \in \langle -1; 1 \rangle, \quad (10)$$

kde D je rozptyl náhodných veličin a cov_{XY} je jejich kovariance, pro niž platí (převzato z [75]):

$$\text{cov}_{XY} = E((X - \mu_X)(Y - \mu_Y)), \quad (11)$$

kde μ jsou střední hodnoty náhodných veličin. Kovariance je v podstatě střední hodnota součinu odchylek náhodných veličin od jejich středních hodnot.

Trh s elektřinou v České republice

4

4.1 Průběh liberalizace

4.1.1 Energetický trh před liberalizací

K prvnímu upravení vztahů v elektroenergetice na českém území došlo v roce 1919, kdy došlo ke schválení zákona o vzniku elektrárenských společností. Tento zákon upravoval právo na přístup obyvatelstva k elektřině, kdy byla uzákoněna všeobecná povinnost zásobovat elektřinou každého, kdo o to požádá.

V roce 1946 po skončení 2. světové války vznikly v Československu České energetické závody, které až do roku 1989 představovaly monopolní, vertikálně integrovaný subjekt zajišťující výrobu, přenos, distribuci a prodej elektřiny. Po samostatné revoluci došlo k odštěpení několika jednotek od státního podniku České energetické závody, např. se odštěpily teplárny, opravárny a montáže. V roce 1992 v souvislosti s postupným odštěpováním vznikla společnost ČEZ [7].

Opět pomocí odštěpování od původního subjektu České energetické závody následovalo vytvoření 8 distribučních společností (REAS – regionální distribuční společnost), které dodávaly elektřinu konečným zákazníkům. Jednalo se o tyto REAS [7]:

- Západočeská energetika (ZČE),
- Severočeská energetika (SČE),
- Středočeská energetika (STE),
- Východočeská energetika (VČE),
- Severomoravská energetika (SME),
- Jihočeská energetika (JČE),
- Jihomoravská energetika (JME),
- Pražská energetika (PRE).

Následně v souladu se společenským trendem docházelo k privatizaci energetických společností, přičemž z pohledu elektroenergetiky byly společnost ČEZ, distribuční společnosti a přenosová síť v rámci kuponové privatizace privatizovány pouze částečně, stát si zachovával majoritní podíl.

Z pohledu výroby elektrické energie si společnost ČEZ udržovala jasné dominantní postavení na trhu, kdy přes 75 % vyrobené elektřiny pocházelo ze zdrojů této společnosti. Taktéž v oblasti přenosu elektřiny, distribučních služeb a obchodu s elektřinou byl ČEZ majoritním hráčem s monopolním postavením.

V roce 1998 došlo k vytvoření společnosti ČEPS, která vznikla vyčleněním ze společnosti ČEZ a jejímž úkolem byl přenos elektřiny v ČR, což lze považovat za první krok vedoucí k následnému otevírání trhu [6].

4.1.2 Postupné otevření trhu

Vydáním „Energetického zákona č. 458/2000 Sb. o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích“ [1] byl v roce 2000 odstartován proces liberalizace trhu s elektřinou v České republice.

Hlavním důvodem pro liberalizaci byly snahy České republiky o vstup do Evropské unie, která v té době zaváděla liberalizaci trhů ve všech členských státech. Kvůli tomuto bylo žádoucí implementovat směrnici 96/92/EC vydanou Evropským parlamentem. Tato směrnice obsahuje společná pravidla pro výrobu, přenos a distribuci elektřiny, pravidla vztahující se k organizaci a fungování elektroenergetiky a dále definuje minimální požadavky na postupné otevírání národních trhů ve třech etapách [11], [12]:

- Po zavedení směrnice mělo dojít k otevření trhu pro zákazníky s ročním odběrem nad 40 GWh.
- Do 3 let od zavedení směrnice měl být otevřen trh pro zákazníky s ročním odběrem nad 20 GWh.
- Do 6 let od zavedení směrnice měl být otevřen trh pro zákazníky s odběrem nad 9 GWh.

Výše uvedeným způsobem byly povinny postupně otevřít celý elektroenergetický trh všechny členské země EU.

V roce 2000 tedy byl přijat energetický zákon, který v návaznosti na zmíněnou směrnici stanovil road mapu liberalizace trhu s elektřinou v České republice:

- **Rok 2000**
 - **Vydán energetický zákon č. 458/2000 Sb.**

Tento zákon definoval po právní stránce postupný proces liberalizace českého trhu a vytvářel k těmto aktům právní rámec [1].

- **Rok 2001**
 - **Zahájení činnosti Energetického regulačního úřadu (ERU)**

ERU byl založen jako nezávislý regulátor trhu s elektřinou, jehož založení bylo mimo jiné z důvodů zahájení liberalizace trhu, přičemž stát chtěl skrze regulátora zajistit rovné podmínky všech účastníků trhu [4].

 - **Zahájení trhu s podpůrnými službami a vyhodnocování odchylek v ČEPS**

- **2002**
 - **Operátor trhu s elektřinou - zahájení činnosti Operátora trhu s elektřinou, vznik organizovaného krátkodobého obchodu**

Operátor trhu s elektřinou představoval centrální protistranu pro registraci obchodů a vyčíslování odchylek.

Taktéž zavedl krátkodobý trh s elektřinou otevřený všem subjektům, kde docházelo k obchodům s elektřinou [5].

 - **Otevření trhu pro oprávněné zákazníky se spotřebou nad 40 GWh/rok**

Odběratelé s roční spotřebou větší jak 40 GWh byli od tohoto okamžiku oprávněni si zvolit svého dodavatele elektřiny a domluvit se na smluvních a cenových podmínkách dodávky na základě vzájemného vyjednávání.

- **2003**
 - **Otevření trhu pro oprávněné zákazníky se spotřebou nad 9 GWh/rok**

Odběratelé s roční spotřebou větší jak 9 GWh byli od tohoto okamžiku oprávněni si zvolit svého dodavatele elektřiny a domluvit se na smluvních a cenových podmínkách dodávky na základě vzájemného vyjednávání.

- **2004**
 - **Otevření trhu pro oprávněné zákazníky vybavené průběhovým měřením elektřiny**, což bylo dle vyhlášky nad 250 kW rezervovaného příkonu.

- **2005**
 - **Otevření trhu pro všechny zákazníky kromě domácností**
Všichni odběratelé vyjma kategorie Domácnosti byli od tohoto okamžiku oprávněni si zvolit svého dodavatele elektřiny a domluvit se na smluvních a cenových podmínkách dodávky na základě vzájemného vyjednávání.

- **2006**
 - **Otevření trhu pro všechny zákazníky**
Od 1. ledna 2006 se všichni odběratelé stali tzv. oprávněnými zákazníky, měli tedy právo zvolit si svého dodavatele elektřiny a domluvit se na smluvních a cenových podmínkách dodávky na základě vzájemného vyjednávání.

Postup při změně dodavatele byl proveden vyhláškou č. 541/2005 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou, zásadách tvorby cen za činnosti operátora trhu s elektřinou a provedení některých dalších ustanovení energetického zákona [2].

4.1.3 Unbundling

V roce 2005 byla přijata novela energetického zákona č. 670/2004 Sb. Tato novela stanovovala přesný postup a úpravu oddělení poskytovatelů regulovaných aktivit (přenos a distribuce) od neregulovaných aktivit (výroba a obchod).

V České republice byl unbundling proveden v plném rozsahu, kdy za přenos elektřiny je zodpovědná společnost ČEPS, za distribuci tři lokálně rozmístěné společnosti [44]:

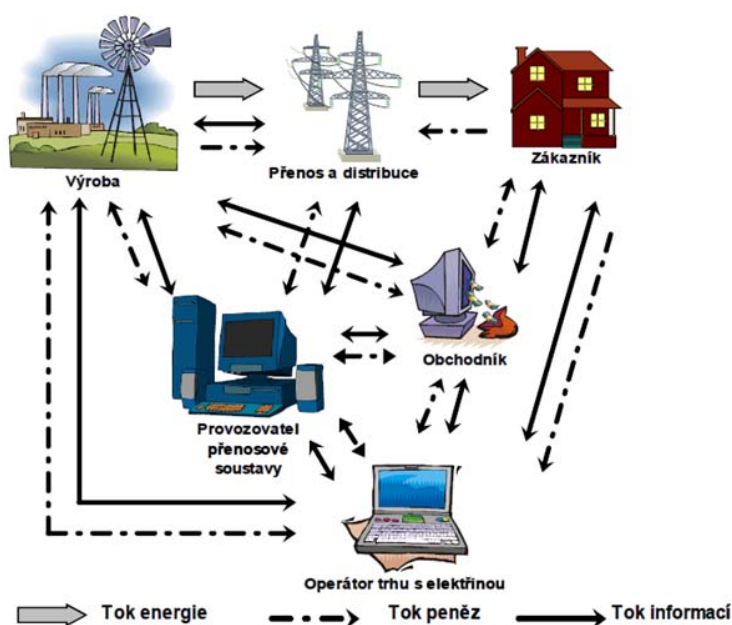
- ČEZ Distribuce,
- E.ON Distribuce,
- PRE Distribuce.

4.1.4 Model přístupu k sítím

Pro realizaci liberalizace trhu s elektřinou v České republice byl zvolen model regulovaného přístupu třetích stran (rTPA) [43], který dává oprávněným zákazníkům právo přístupu k elektrizační soustavě na základě zveřejněných tarifů, přičemž provozovatel soustavy není povinen přístup zajistit, jestliže nedisponuje dostatečnou kapacitou.

4.2 Subjekty a infrastruktura trhu

Níže uvedený obrázek zobrazuje strukturu trhu s elektřinou v ČR:



1 Struktura trhu s elektřinou v ČR (převzato z [43])

4.2.1 Operátor trhu s elektřinou

Akciová společnost Operátor trhu s elektřinou (OTE) vznikla bez veřejné nabídky akcií na základě § 27 zákona č.458/2000 Sb. (Energetický zákon) v roce 2001 [1], tedy v době, kdy se připravovaly podmínky pro otevření trhu s elektřinou v České republice. Jedná se o společnost 100% vlastněnou státem, jejíž vlastnická práva vykonává Ministerstvo průmyslu a obchodu (MPO).

Operátor trhu s elektřinou prostřednictvím vnitrodenního a vyrovnávacího trhu poskytuje účastníkům trhu s elektřinou možnost vyrovnat svou výkonovou bilanci. Pro komunikaci mezi účastníky je zaveden automatický informační systém, který umožňuje zadávání obchodních dat, dotazů na data i měřených údajů do systému s minimální účastí operátorů na obou stranách systému.

Mezi hlavní funkce Operátora trhu s elektřinou patří [5], [43], [44]:

- organizování a řízení krátkodobého trhu s elektřinou v ČR,
- shromažďování požadavků na poptávku a nabídku elektřiny,
- určování rovnovážné tržní ceny a subjektů, které budou uspokojeny,
- zveřejňování cen krátkodobých obchodů na základě vyhodnocení nabídek a poptávek,
- plnění nezastupitelné funkce při finančním vypořádání odchylek mezi sjednaným a skutečně odebraným množstvím elektřiny účastníků trhu,
- zpracovávání přehledů a statistik o krátkodobém trhu s elektřinou,
- podávání zpráv o dlouhodobých bilancích elektřiny,
- poskytování podkladů pro návrh pravidel trhu s elektřinou alespoň jednou ročně ERÚ a MPO,
- informování provozovatele přenosové soustavy nebo příslušných provozovatelů distribučních soustav o neplnění platební povinnosti účastníků trhu.



2 Činnosti OTE

4.2.2 Výrobce elektrické energie

Výrobce elektrické energie je provozovatel energetického zařízení, které dodává elektrickou energii do sítě a tvoří součást elektrizační sítě (ES) ČR. Mezi jeho práva patří připojit své zařízení k ES, má-li licenci a splňuje podmínky přenosové soustavy (PS) a distribuční soustavy (DS), nabízet vlastní vyrobenou elektřinu na krátkodobém trhu s elektřinou organizovaném Operátorem trhu a dodávat elektřinu prostřednictvím přenosové nebo distribuční soustavy.

Mezi jeho povinnosti patří [5]:

- zajistit na své náklady připojení k přenosové nebo distribuční soustavě,
- umožnit provozovateli přenosové sítě (PPS) či provozovateli distribuční sítě (PDS) instalaci měřicího zařízení,
- zpřístupnit měřicí zařízení PPS (PDS),
- řídit se pokyny dispečinku PS a DS v souladu s dispečerským řádem,
- poskytovat technické údaje OTE, PPS, PDS,
- dodržovat parametry kvality dodávky elektřiny.

Hlavním výrobcem elektřiny v ČR je energetická skupina ČEZ. Podíl instalovaného výkonu ve zdrojích skupiny ČEZ na celkovém instalovaného výkonu v elektrizační soustavě ČR dosahuje 70% [7].

4.2.3 Provozovatel přenosové soustavy

Provozovatelem přenosové soustavy je akciová společnost ČEPS, která ze zákona provozuje a dispečersky řídí přenosovou soustavu ČR. Společnost vznikla v roce 1998 a je 100% ve vlastnictví státu [6]. Jejím hlavním úkolem je zajištění přenosu elektrické energie, zajištění rovnováhy mezi výrobou a spotřebou elektrické energie a údržba, obnova a rozvoj zařízení PS. Jako systémovou službu dále zpracovává a testuje plán obrany přenosové soustavy proti šíření poruch a plán obnovy elektrizační soustavy po rozsáhlých systémových poruchách. Společnost ČEPS, a.s. je povinna zajistit bezpečný a spolehlivý přenos elektřiny nejen pro všechny uživatele PS ČR, ale i v rámci mezinárodní spolupráce.

Přenosová soustava je vzájemně propojený soubor vedení, elektrických stanic a dalších zařízení o jmenovitém napětí 400kV a 220kV. Součástí jsou i některá vybraná zařízení o jmenovitém napětí 110 kV, která plní obdobný účel jako zařízení na napěťové hladině 400kV a 220kV. Mimo to jsou její nedílnou součástí také systémy měřicí, ochranné, řídicí a zabezpečovací techniky.

Přenosová soustava tvoří tzv. přirozený monopol, což znamená, že podnikání v této oblasti není vystaveno působení tržních mechanismů v důsledku neexistence konkurence.

Licence na provoz PS je na území ČR jediná a ČEPS, a.s. nesmí mít licenci ani na výrobu, ani na distribuci, ani na obchod. Držitel licence na provoz PS je dále povinen připojit každého, kdo splní požadavky Kodexu přenosové soustavy sestávajícího se z pravidel provozování PS. Tato pravidla, jimiž se řídí PPS i všichni uživatelé PS, připravuje ČEPS, a.s., jsou schvalovány ERÚ a odpovídají směrnicím EU.

4.2.4 Provozovatel distribuční soustavy

Do distribuční soustavy patří vedení, elektrické stanice a další zařízení o jmenovitém napětí 110kV s výjimkou těch, které jsou součástí přenosové soustavy. Dále pak vedení a zařízení o jmenovitém napětí 400/230V, 6kV, 10kV, 22kV a 35kV. Provozovatel DS má licenci na distribuci elektřiny na vymezeném území, přičemž mezi nejvýznamnější PDS v ČR patří skupina ČEZ, E.ON Distribuce a společnost PRE. Kromě těchto společností s regionální působností existují stovky dalších lokálních distributorů v rámci velkých podniků [43], [44].

Distribuční soustava tvoří na vymezeném území – podobně jako přenosová soustava – tzv. přirozený monopol a PDS je povinen k ní připojit každého, kdo splní požadavky Kodexu distribuční soustavy. Na rozdíl od PPS, PDS může mít licenci na výrobu i obchod, ale už ne na přenos elektřiny. Pravidla provozování distribučních soustav platí pro PDS i všechny uživatele DS a jsou schvalovány ERÚ.

4.2.5 Obchodník s elektřinou

Obchodník s elektřinou je fyzická či právnická osoba, která je držitelem licence na obchod a nakupuje elektřinu za účelem jejího prodeje. Obchodník s elektřinou má určitá práva a povinnosti. Mezi jeho hlavní práva patří možnost dopravovat elektřinu na základě smlouvy s PPS či PDS a nakupovat elektřinu na území ČR od výrobců nebo jiných obchodníků a prodávat ji dalším subjektům trhu. Obchodník s elektřinou je povinen se řídit pravidly trhu, kodexem PS, kodexem DS a předávat technické údaje ze smluv Operátorovi trhu s elektřinou.

Před úplným otevřením trhu obchodník poskytoval své služby pouze oprávněným zákazníkům. Chráněným zákazníkům, kteří neměli možnost volby dodavatele, poskytovalo služby obchodní oddělení příslušného provozovatele distribuční soustavy - REAS.

Licenci k provozování obchodu s elektřinou v současné době v České republice má přes 400 subjektů.

4.2.6 Konečný zákazník

Konečný zákazník je fyzická či právnická osoba odebírající elektřinu pro vlastní užití. Konečný zákazník má právo přístupu k PS a DS tak, aby mohl uzavřít smlouvu o dodávce elektřiny s libovolným výrobcem či obchodníkem, tj. zvolit si vlastního dodavatele elektřiny.

Hlavní povinností konečného zákazníka je zajistit na své náklady připojení k PS nebo DS, umožnit instalaci měřicího zařízení, předávat OTE technické údaje a řídit se pokyny dispečinku.

Konečný zákazník má možnost volby jakým způsobem bude pokrývat svůj odběrový diagram a zejména jaký subjekt bude zodpovědný za odchylku způsobenou odlišným odebraným množstvím od sjednaného. Konečný zákazník může vystupovat na trhu s elektřinou jako takzvaný registrovaný účastník trhu, nebo jako subjekt zúčtování. Pokud má konečný zákazník zájem o nakupování elektřiny na energetické burze, na krátkodobých trzích nebo přes brokery, musí se stát subjektem zúčtování a nést tak odpovědnost za odchylku.

4.2.7 Legislativa

Nutnou podmínkou liberalizace trhu s elektřinou bylo vytvoření zákonného rámce, který definuje volný trh a vymezuje působnosti subjektů trhu stanovených zákonem, nezbytně nutné pro zajištění plné funkčnosti trhu. Veškeré prováděné činnosti v energetice jsou podpořeny legislativním rámcem, který tvoří zejména [11]:

- zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích (energetický zákon) [1],
- vyhláška č. 541/2005 Sb., vyhláška ERÚ o pravidlech trhu s elektřinou, zásadách tvorby cen za činnosti operátora trhu s elektřinou a provedení některých dalších ustanovení energetického zákona [2],
- vyhláška 51/2006 Sb., vyhláška ERÚ, kterou se stanoví podmínky připojení a dopravy elektřiny v elektrizační soustavě,
- vyhláška 426/2005 Sb., vyhláška ERÚ, kterou se stanoví podrobnosti udělování licencí pro podnikání v energetických odvětvích,
- vyhláška 540/2005 Sb., vyhláška ERÚ o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice,

- vyhláška 438/2001 Sb., vyhláška ERÚ, kterou se stanoví obsah ekonomických údajů a postupy pro regulaci cen v energetice.

Zákon 458/2000 Sb.

Energetický zákon č. 458/2000 Sb. o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů [1] je rozdělen do šesti částí:

- Část I. – zákon upravuje podmínky podnikání, výkon státní správy a regulaci v energetických odvětvích, kterými jsou elektroenergetiky, plynárenství a teplárenství, jakož i práva a povinnosti fyzických a právnických osob s tím spojené,
 - Hlava I. – obecná část pro elektroenergetiku, plynárenství a teplárenství,
 - Hlava II. – zvláštní část pro trh s elektřinou, trh s plynem a pro teplárenství,
 - Hlava III. – pokuty,
 - Hlava IV. – státní energetická inspekce,
 - Hlava V. – společná, přechodná a závěrečná ustanovení,
- Část II. – změna zákona o zřízení ministerstev a ústředních orgánů ČR,
- Část III. – změna zákona o působnosti orgánů ČR v oblasti cen,
- Část IV. – změna živnostenského zákona,
- Část V. – změna zákona o chemických látkách a chemických přípravcích a o změně některých dalších zákonů – zrušena zákonem č.356/2003 Sb.,
- Část VI. – účinnost.

Vyhláška 541/2005 Sb.

Jedním z nejdůležitějších právních předpisů pro fungování trhu v oblasti elektroenergetiky se stala vyhláška ERÚ č. 541/2005 Sb., ve znění pozdějších úprav [2], kterou se stanoví pravidla pro organizování trhu s elektřinou a zásady tvorby cen za činnosti operátora trhu. Tato vyhláška vymezuje nezbytné předpoklady pro uskutečnění fyzické dodávky elektřiny v prostředí regulovaného přístupu k elektrizační soustavě. K těmto předpokladům řešeným vyhláškou patří úprava vzájemných vztahů a postupů mezi účastníky trhu.

Vyhláška je v souladu se směrnicemi Evropského parlamentu a rady týkající se společných pravidel pro vnitřní trh s elektřinou. Stanovuje pravidla pro sjednávání, vyhodnocování, zúčtování a vypořádání obchodů s elektřinou a vymezuje předmět trhu s elektřinou. Zvláštní část rovněž obsahuje ustanovení týkající se přenosu a distribuce.

Smluvní sjednání přenosu a distribuce rozeznává dva druhy plateb za tuto službu. Jedná se o platbu za rezervovanou kapacitu pro odběrná místa oprávněných zákazníků a platbu za použití sítí, přičemž rezervovanou kapacitou je smluvní výkon v daném období pro odběrné místo zákazníka.

Jelikož součástí trhu s elektřinou je i poskytování systémových služeb pro zajištění provozuschopnosti elektrizační soustavy, ustanovení dále obsahuje podmínky nezbytné pro zajištění systémových služeb, jejich vyhodnocení a úhradu nákladů vyvolaných systémovými službami poskytovatelům.

Pokud jde o samotné obchody s elektřinou, vyhláška rozeznává obchody dvoustranné a krátkodobé. Zatímco krátkodobé obchody jsou obchody uzavřené na krátkodobém trhu organizovaném operátorem trhu, dvoustranné obchody se uskutečňují na základě smluv. Ustanovení vymezuje smluvní strany jednotlivých smluv a určuje základní údaje, které smlouvy obsahují.

Jedná se o následující smlouvy:

- smlouva o dodávce elektřiny mezi subjekty zúčtování odchylek,
- smlouva o dodávce elektřiny chráněnému zákazníkovi,
- smlouva o sdružených službách dodávky elektřiny oprávněnému zákazníkovi,
- smlouva o zúčtování (přijmutí vlastní odpovědnosti za odchylku),
- smlouva o dodávce elektřiny s převzetím závazku dodat/odebrat elektřinu do/z elektrizační soustavy,
- smlouva o zúčtování elektřiny aktivované v rámci podpůrných služeb.

Vyhláška 438/2001 Sb.

Další významnou vyhláškou tvořící českou energetickou legislativu je vyhláška č. 438/2001 Sb., kterou se stanoví obsah ekonomických údajů a postupy pro regulaci cen v energetice. Vyhláškou jsou vymezeny zásady a postupy regulace cen v energetice, plynárenství a teplárenství včetně harmonogramu zpracování a předkládání návrhu cen. Vyhláška rovněž definuje používané pojmy a obsah nezbytných ekonomických údajů, předkládaných držiteli licencí ERÚ.

Samotná potřeba vyhlášky vyplývá z nutnosti regulovat ceny v energetice a obsahuje výčet způsobu regulace a subjektů, jichž se regulace cen týká, a dále ekonomické údaje, které jsou základem pro odvození a stanovení cen.

V první části vyhlášky, která je zaměřena na elektroenergetiku, jsou uváděny postupy při tvorbě cen spolu s požadavkem na transparentnost těchto cen, odstranění křížových dotací mezi jednotlivými kategoriemi konečných zákazníků a principy jejich ochrany v místech, kde není možná konkurence.

Dále vyhláška specifikuje ceny za přenos a distribuci na jednotlivých napěťových hladinách a zohlednění podílu poměru stálých a proměnných nákladů při stanovení jednotlivých složek cen. V některých případech předpis odkazuje na vyhlášku č. 439/2001 Sb., kterou se stanoví pravidla pro vedení oddělené evidence tržeb, nákladů a výnosů pro účely regulace a pravidla pro rozdělení nákladů, tržeb a výnosů z vloženého kapitálu.

4.2.8 Výkon státní správy

Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR

Hlavním úkolem Ministerstva průmyslu a obchodu (MPO) [11] je zpracování státní energetické koncepce, která tvoří základní dokument pravidel a vztahů pro subjekty působící na trhu s energiemi. Vydává státní souhlas s výstavbou nových zdrojů nad 30MW elektrického výkonu a výstavbou přímých vedení. Ministerstvo průmyslu a obchodu dále zabezpečuje plnění závazků vyplývajících z mezinárodních smluv, kterými je Česká republika vázána, nebo závazků vyplývajících z členství v mezinárodních organizacích.

Energetický regulační úřad

Energetický regulační úřad (ERÚ) [4] byl zřízen 1. ledna 2001 zákonem č. 458/2000 Sb., ze dne 28. listopadu 2000, o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (Energetický zákon), ve znění pozdějších předpisů, jako nezávislý správní úřad pro výkon regulace v energetice.

Podle § 2 odst. 1 bod 10 zákona ČNR č. 2/1969 Sb., o zřízení ministerstev a jiných ústředních orgánů státní správy České socialistické republiky, ve znění pozdějších předpisů, je Energetický regulační úřad "dalším ústředním orgánem státní správy" se samostatnou kapitolou státního rozpočtu. Úřad řídí předseda, kterého na dobu 5 let jmenuje a odvolává vláda.

Sloučením některých cenových kompetencí Ministerstva financí ČR a Ministerstva průmyslu a obchodu ČR do jednoho rozhodovacího místa – ERÚ – má za cíl urychlit a zefektivnit schvalovací řízení při cenových úpravách. V působnosti ERÚ je i podpora hospodářské soutěže a ochrana zájmů spotřebitelů v těch oblastech energetického odvětví, kde není možná konkurence, s cílem uspokojení všech přiměřených požadavků na dodávku energie. ERÚ taktéž převzal některé kompetence Ministerstva financí ČR a rozhoduje o regulaci cen podle zák. č. 526/1990 Sb., ve znění pozdějších změn a doplňků, o cenách. ERÚ rozhoduje spory o uzavření smlouvy mezi jednotlivými držiteli licencí a jejich zákazníky, schvaluje pravidla provozování přenosové soustavy a distribučních soustav v elektroenergetice, stanovuje požadovanou kvalitu dodávek a služeb a rovněž pravidla pro organizování trhu s energií.

Hlavní úkoly ERÚ:

- udílení a rušení licencí na výrobu, přenos a distribuci elektřiny,
- ochrana zájmů spotřebitelů před snahou energetických společností zvyšovat ceny,
- důraz na kvalitu a spolehlivost dodávek energie spotřebitelům,
- podpora konkurence, tj. podpora vytváření funkčních pravidel trhu s elektřinou a plynem vedoucích ke snížení cen pro konečné zákazníky,
- zefektivnění činnosti energetických společností, tj. analýza dopadu regulačních zásahů, motivace energetických společností ke snižování nákladů na dodávku energie a zefektivnění regulovaných aktivit s cílem dosáhnout střednědobé stability cen energie,
- stabilita cenové úrovně, tj. regulace přiměřeného výnosu podnikatelských aktivit, kvalitní, spolehlivá a bezpečná dodávka energie konečným odběratelům.

Společným cílem výše uvedených činností a opatření je ochrana veřejného zájmu v energetice a nediskriminačního chování regulovaných subjektů trhu.

Státní energetická inspekce

Státní energetická inspekce je správním úřadem podřízeným Ministerstvu průmyslu a obchodu ČR. K hlavním činnostem Státní energetické inspekce patří kontrola dodržování energetického zákona 458/2000 Sb., zákona o hospodaření s energií a zákona o cenách. Za porušení těchto zákonů ukládá pokuty na návrh Ministerstva průmyslu a obchodu, Energetického regulačního úřadu nebo na základě vlastního zjištění.

4.3 Přehled obchodů s elektřinou

Oprávněný zákazník, který je zodpovědný za svůj odběrový diagram a za dodržování plánovaných hodinových hodnot odběru, musí neustále optimalizovat pokrytí odběrového diagramu. V případě, že nasmlouvaný průběh dodávek neodpovídá jeho skutečným hodnotám, vzniká odchylka, která je dána velikostí rozdílu mezi skutečnou a předpokládanou hodnotou. Problém optimalizace pokrytí odběrového diagramu se řeší účastí na několika trzích za účelem zmenšování této odchylky.

V dnešní době v České republice existuje několik způsobů zabezpečení dodávky elektřiny [43], [44], [45]. Trh s elektřinou se uskutečňuje převážně na základě dvoustranných bilaterálních smluv mezi účastníky trhu s elektřinou, dále účastí na organizovaném krátkodobém trhu, blokovém trhu nebo na energetické burze Praha. Odchylky, které nejsou minimalizovány na denním a vnitrodenním trhu, musejí být pokryty provozovatelem přenosové soustavy zakoupením tzv. regulační energie na vyrovnávacím trhu. K zajištění systémových služeb, zejména parametrů jako frekvence a napětí, přistupuje provozovatel PS na trh s podpůrnými službami. Jednotlivé druhy trhu jsou předmětem dalších kapitol.

4.3.1 Dvoustranné smlouvy

Dvoustranné nebo také bilaterální smlouvy slouží jako základní prostředek pro realizování prodeje a nákupu elektřiny mezi dvěma subjekty zúčtování [43], [44]. Jelikož sjednávání těchto smluv není předmětem činnosti OTE, smluvní strany nejsou povinny sdělovat dohodnutou cenu za elektřinu a cena tedy závisí pouze na dohodě smluvních stran.

Podle energetického zákona má však Operátor trhu právo od účastníků trhu vyžadovat technické údaje ze smluv, a to zejména časový průběh, množství a místo odběru. Tyto údaje jsou účastníky trhu s elektřinou předkládány Operátorovi trhu nejpozději do 13.00 hodin jeden den před začátkem obchodního dne, kdy má být dodávka elektřiny uskutečněna.

Operátor trhu poté prověří, zda mají subjekty zúčtování uzavřenu smlouvu o zúčtování odchylek. V případě, že ano, zaregistruje technické údaje ze smluv a potvrdí jejich registraci.



3 Dvoustranné obchody

I když je možno domluvit si veškeré náležitosti smlouvy na základě bilaterálního jednání, v Evropě se používá v drtivé většině případů tzv. EFET smluv. Jedná se o standardizované vzory smluv na dodávky elektřiny mezi zeměmi EU, které si jednotliví účastníci mohou variantně upravovat, nicméně tyto smlouvy definují rámcově drtivou většinu náležitostí obchodů a následné jednotlivé obchody se poté odlišují pouze produkty a cenami.

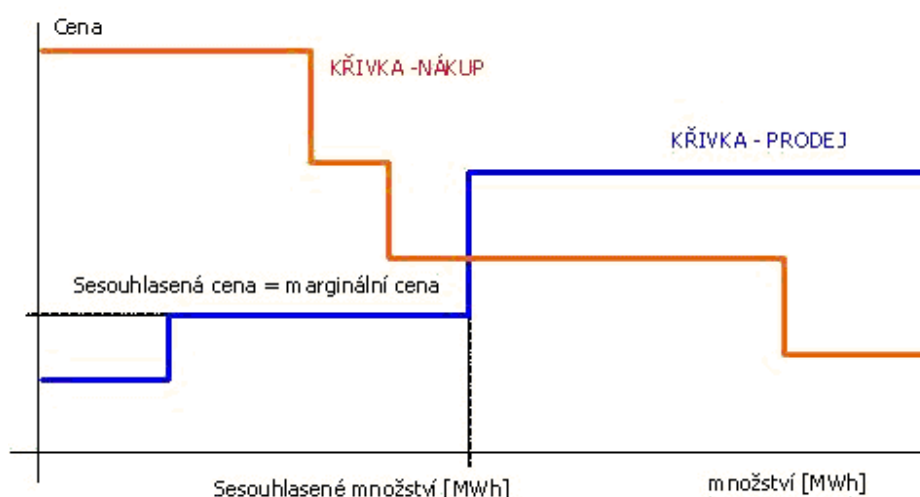
4.3.2 Organizovaný krátkodobý trh s elektřinou

Denní trh s elektřinou (Day–Ahead Market)

Organizovaný krátkodobý trh s elektřinou se skládá z organizovaného denního trhu a z organizovaného vnitrodenního trhu s elektřinou [5]. Krátkodobý denní trh organizovaný Operátorem trhu je dobrovolný a anonymní, přičemž Operátor trhu elektrickou energii nenakupuje, ale pouze organizuje samotný trh s elektřinou, na kterém se obchoduje se smlouvami na dodávku a odběry elektřiny na daný obchodní den.

Jestliže je zákazník zodpovědný za svůj odběrový diagram, může potřebné množství elektřiny zajistit jejím nákupem nebo prodejem na denním trhu s elektřinou (OKO). Tržní, neboli marginální cena na tomto trhu nastává při takové ceně a množství, kdy křivky nabídky a poptávky jsou vyrovnané.

Vytvořené křivky nabídky a poptávky včetně vypočtené marginální ceny a množství jsou zobrazeny na následujícím obrázku:



4 Střet nabídky a poptávky

Nabídka na nákup elektřiny v praxi znamená, že výrobce se zavazuje dodat dané množství elektrické energie, pokud je cena rovna nebo vyšší jeho nabídce. Naopak odběratel se zavazuje nakoupit dané množství elektrické energie, pokud je cena rovna nebo menší jeho poptávce. Výsledkem obchodů je stanovení sjednaných dodávek a sjednaných odběrů a zúčtovacích cen pro každou obchodní hodinu každého účastníka organizovaného krátkodobého trhu. Místem dodání a místem odběru elektřiny je elektrizační soustava.

Obchodní den, ve kterém jsou uskutečňovány dodávky a odběry, se označuje D. Obchody na denním trhu s elektřinou jsou uzavírány každý den od 7.00 hodin do 11.30 hodin, nejpozději však D-1 před obchodním dnem D [5].



5 Denní trh s elektřinou

Do 11.45 hodin D-1 sestaví Operátor trhu z obdržených nabídek a poptávek nabídkovou a poptávkovou křivku pro každou obchodní hodinu dne D a na jejich základě stanoví výslednou cenu a obchodovatelné množství elektřiny na denním trhu pro danou obchodní hodinu. Následně do 13.00 hodin D-1 oznámí každému účastníkovi krátkodobého trhu velikost sjednané dodávky a odběru elektřiny v MWh včetně tržní ceny. Nakonec Operátor trhu tyto sjednané dodávky a odběry elektřiny pro dané obchodní hodiny zahrne do systému vyhodnocování a zúčtování odchylek [5].

Denní trh je součástí tzv. market-couplingu s denními trhy Slovenska a Maďarska. K tomuto propojení došlo v září roku 2012, kdy už ale tomuto předcházelo propojení českého a slovenského trhu. Market coupling znamená sesouhlasování nabídek a poptávek globálně ze všech zapojených trhů, přičemž výsledná cena je jednotná pro všechny trhy. Zároveň dle sesouhlasování dochází taktéž k přidělování přeshraničních linek potřebných pro přenos elektřiny mezi zeměmi, jedná se tedy o implicitní aukce přeshraničních přenosových kapacit [5], [44].

Blokový trh s elektřinou

Blokový trh rozšiřuje nabídku denního trhu o možnost nakoupení elektřiny dříve, než pouze 1 den před realizovanou dodávkou. Předmětem obchodu jsou denní blokové kontrakty typu Base, Peak a Off-Peak. Zatímco kontrakt typu Base představuje konstantní dodávku elektřiny po dobu 24 hodin, kontrakt typu Peak představuje dodávku elektřiny v pracovních dnech od 8.00 do 20.00 hodin a kontrakt typu Off-Peak ve zbylých hodinách. Obchodování je provozováno kontinuálně

na základě anonymního spárování objednávek na prodej a koupi, které vkládají jednotliví účastníci trhu. Vyhovuje-li nabídka poptávce, dojde k jejich spárování [5].

Samotné ochody začínají od 9.30 D-5 před dodávkou a končí ve 13.00 D-1 s tím, že k jejich uskutečnění dojde ve dni D. Následné finanční vypořádání probíhá ve dni D+1, tedy den po realizaci dodávky respektive odběru [5].

Tento trh je nicméně v současné době velmi málo likvidní a odehrává se na něm pouze malý objem obchodů.

Vnitrodenní trh s elektřinou (intraday)

Hlavním účelem vnitrodenního a vyrovnávacího trhu je poskytovat účastníkům trhu možnost vyrovnat svoji obchodní pozici a minimalizovat odchylku po uzávěrcce dvoustranného obchodování a denního trhu s elektřinou.

Vnitrodenní a vyrovnávací trh je organizován prostřednictvím infrastruktury OTE a je provozován kontinuálně 24 hodin denně v průběhu celého roku. Trh pracuje na principu nabídkové a poptávkové vývěsky a na rozdíl od OKO se zde negeneruje marginální cena.

Po ukončení obchodování se zahraničím začínají na vnitrodenním trhu jednotlivé subjekty uplatňovat samostatné nabídky na dodávku nebo odběr elektřiny. Výsledkem akceptace takové nabídky je bilaterální kontrakt na dodávku respektive odběr elektřiny. Naproti tomu nabídky, jež nebyly akceptovány, přecházejí na vyrovnávací trh.

Vnitrodenní trh je organizován pro hodiny uvnitř obchodního dne. Obchodování začíná v 16.00 hodin D-1 na všechny hodiny daného obchodního dne D, kdy je uskutečněn fyzický přenos, přičemž trh je uzavírán postupně po jednotlivých hodinách, a to vždy 2 hodiny před danou obchodní hodinou. Následně Operátor trhu sjednané obchody na vnitrodenním trhu zahrne do vyhodnocení a zúčtování odchylek a do 30 minut po uzavření každé obchodované hodiny upraví celková sjednaná množství elektřiny. Nakonec tyto údaje poskytne pomocí informačního systému subjektu zúčtování [5], [44].

Vyrovnávací trh s regulační energií

Vyrovnávací trh slouží jako anonymní nabídka dodávky kladné nebo záporné regulační energie (minimální množství je jedna MWh) účastníků trhu provozovateli přenosové soustavy po uzavírcce dvoustranného obchodování a po uzavírcce organizovaného krátkodobého trhu s elektřinou. Trhu s regulační energií se mohou účastnit pouze registrovaní účastníci se souhlasem

subjektu zúčtování, který převzal odpovědnost za jejich odchylku, nejpozději 30 minut před začátkem obchodní hodiny, kdy má být využita dodávka regulační energie provozovatelem přenosové soustavy ke krytí systémové odchylky. Provozovatel přenosové soustavy přijaté nabídky dodávek kladné a záporné regulační energie poté předá Operátorovi trhu a ten je zahrne do systému vyhodnocení a zúčtování odchylek.

Obchodování začíná ve 21.00 hodin D-1 a od toho okamžiku mohou účastníci nabízet hodinová množství regulační energie na 1. hodinu dne D, kdy je uskutečněn fyzický přenos. K uzavření obchodů na 1. hodinu dne D dochází ve 23.30 D-1 s tím, že finanční vypořádání proběhne – stejně jako u vnitrodenního trhu s elektřinou – prostřednictvím OTE ve dni D+1 [5].

4.3.3 Energetická burza Praha

Vznik burzy

Energetická burza Praha PXE je obchodní platformou v ČR, která je určena pro obchodování s elektrickou energií. Tato burza byla založena 8. července 2007 s cílem zavést nová pravidla a nové možnosti obchodování s elektrickou energií v České republice. Obchodování s elektřinou díky energetické burze představuje platformu, ve které o ceně rozhoduje hlavně vztah aktuální nabídky a poptávky. Energetická burza Praha PXE byla prvním trhem svého druhu ve střední a východní Evropě a inspirací pro její vznik a systém cenotvorby byly v Evropě fungující energetické burzy jako například německá burza EEX a burza Nordpool působící ve Skandinávii. Svojí činností chtěla v České republice vytvořit silnou a standardizovanou platformu pro obchodování s elektrickou energií, a to jak z pohledu velikosti, tak i likvidity [10].

Energetická burza Praha měla na trh s elektrickou energií zavést konkurenční prostředí a napomoci tak jeho další liberalizaci. V první řadě zajišťuje všem účastníkům burzy stejné podmínky pro obchodování, a to bez ohledu na velikost jejich transakcí. Jednou z dalších výhod obchodování s energií na PXE je transparentnost cenotvorby elektrické energie, která je založena na identických principech běžně fungujících i v jiných státech EU.

Podstatným přínosem tohoto trhu je taktéž kontinuální obchodování elektrické energie, a to nejen na jeden rok, ale dokonce na několik let dopředu, což umožňuje obchodujícím subjektům fixovat své ceny na delší časové období. Tato skutečnost by měla přivést na trh cenovou stabilizaci, snazší predikci vývoje cen a výrazně tím přispět k eliminaci cenových šoků. Fungování energetické burzy by mělo mít pozitivní dopad nejen na její účastníky, ale rovněž by se mělo vše

v konečném důsledku kladně promítnout do prodeje elektřiny koncovým zákazníkům a uživatelům.

Hlavní subjekty burzy

Energetická burza Praha (PXE) organizuje trh s elektřinou, jehož předmětem je dodávka činné elektrické energie. Při vypořádání uzavřených obchodů je úlohou PXE registrovat všechny uzavřené obchody u Operátora trhu s elektřinou (OTE) [10].

Centrální protistrana (CCP) je na burze protistranou všem účastníkům obchodování při vypořádání uzavřených futures kontraktů. V současné době tuto úlohu na PXE plní evropský clearingový dům ECC –European Commodity Clearing AG [10], [26].

Clearingové banky jsou bankovní domy, které na základě informací a pokynů od ECC zajišťují převody maržových vkladů mezi jednotlivými účastníky a centrální protistranou.

Osoby oprávněné k burzovním obchodům:

- zakladatelé burzy,
- osoby přijaté burzovní komorou za členy burzy,
- osoby s povolením vyrábět, zpracovávat nebo obchodovat s elektrickou energií se vstupenkou na burzovní shromáždění (účastníci obchodování),
- právnické osoby zřízené zákonem za účelem regulace trhu.

Princip vypořádání na burze a řízení rizik

Princip vypořádání a řízení rizik je založen na tzv. clearingových účastnících (nejčastěji bankách), kteří garantují závazky svých neclearingových účastníků (obchodníci s elektřinou a subjekty s licenci na obchod), a centrální protistraně (CCP), která vstupuje do vypořádání jako jediná protistrana všech účastníků trhu tak, aby selhání jednoho účastníka při vypořádání (z důvodu nedostatku peněžních prostředků, odmítnutí registrace v OTE, apod.) nemělo dopad na ostatní účastníky [10].

Účastník clearingů

Na základě uzavřené smlouvy je clearingový účastník povinen převzít plnou odpovědnost za bezpodmínečné splnění závazků plynoucích ze zúčtování burzovních obchodů uzavřených účastníkem obchodování (neclearingovým účastníkem), se kterým má uzavřenu smlouvu o zúčtování. Tuto odpovědnost na sebe bere z důvodu kapitálové náročnosti clearingová banka,

která je schopna tyto závazky garantovat. Je zřejmé, že účastník obchodování, který uzavře smlouvu o zúčtování s clearingovou bankou, nese veškeré náklady, které s clearingem souvisí, a jedná se tedy o značně nákladnou záležitost.

Účastník obchodování

Účast na obchodování pro libovolného účastníka obchodování vzniká na základě účinnosti Smlouvy o vzniku oprávnění k uzavírání obchodů na PXE. Smlouva o vzniku oprávnění k uzavírání obchodů na PXE (Smlouva o účastnictví) musí být uzavřena v souladu s obecně závaznými právními předpisy a Pravidly obchodování.

Produkty, kaskádování

Na PXE jsou obchodovány následující produkty [10]:

- Financial/Physical Czech Base Load Month Futures,
- Financial/Physical Czech Base Load Quarter Futures,
- Financial/Physical Czech Base Load Year Futures,
- Financial/Physical Czech Peak Load Month Futures,
- Financial/Physical Czech Peak Load Quarter Futures,
- Financial/Physical Czech Peak Load Year Futures.

Tyto standardní kontrakty jsou definovány dle období dodávky. Futures kontrakty jsou vypisovány na období 6 následujících měsíců, 4 následujících kvartálů a 2 následujících roků. Velikost kontraktu (Contract Volume) se pak rovná součinu počtu dodacích dnů v daném dodávkovém období a množství denně dodávané elektřiny. Jelikož největším problémem je obecně dostupnost produktů a znalost cen na delší období dopředu, právě z těchto kontraktů lze vybírat produkty pro možnou optimalizaci nákupu elektřiny.

Futures kontrakty jsou obchodovány v EUR. Obchodování ročních a čtvrtletních futures je vždy zakončeno kaskádováním kontraktů, neboli rozložením futures po ukončení jejich obchodování na kratší měsíční produkty, které poté přímo vstupují do vypořádání pozic v období dodávky.

4.3.4 Vyhodnocení odchylek

Způsob vyhodnocení platby za odchylku

Od 1. ledna 2008 se způsob vyhodnocení platby za odchylku řídí novými pravidly, definovanými ve vyhlášce č. 365/2007 Sb.

Odchyłka je součet rozdílu mezi sjednaným a skutečným množstvím elektřiny, které je za ni zodpovědný subjekt zúčtování zavázán dodat nebo odebrat z ES, přičemž vyhodnocení odchylky probíhá v každé obchodní hodině každého obchodního dne v MWh s přesností na jedno desetinné místo.

Součet hodinových odchylek jednotlivých subjektů zúčtování se nazývá systémová odchylka. Pokud v systému „chybí“ elektřina, podle konvence se jedná o zápornou systémovou odchylku a naopak, pokud elektřina v systému „přebývá“, jedná se o kladnou systémovou odchylku. Cena za systémovou odchylku, kterou stanovuje cenovým rozhodnutím ERÚ, je z důvodu motivace na její snížení vyšší než tržní cena silové elektřiny. Tato cena je navíc progresivní, což zvyšuje tlak na subjekty zúčtování.

Časový harmonogram vypořádání odchylek

Každý pracovní den nejpozději do 11.00 hodin jsou provozovatelem přenosové soustavy a provozovatelem distribuční soustavy předány Operátorovi trhu s elektřinou hodnoty skutečných dodávek a odběrů elektřiny za každou obchodní hodinu předcházejícího pracovního dne. Provozovatel přenosové soustavy zároveň předá Operátorovi trhu hodnotu celkových nákladů potřebných na zajištění rovnováhy mezi nasmlouvanými a realizovanými dodávkami, resp. odběry elektřiny pro každou obchodní hodinu daného dne. Na základě obdržených údajů Operátor trhu každý pracovní den do 14.00 oznámí subjektu zúčtování platbu za elektřinu včetně velikosti odchylky v MWh a zúčtovací ceny v Kč/MWh [5].

4.4 Vývoj cen elektřiny

4.4.1 Maloodběratelé

Neregulovaná složka ceny – silová elektřina

U maloodběratelů je výše silové elektřiny zveřejňována v cenících dodavatelů dle produktových řad sestavovaných podle účelu užití elektřiny u daného spotřebitele tak, aby co nejlépe pokrýval dané potřeby [7].

1. Cena elektřiny ve vysokém tarifu

Cena elektřiny, kterou zákazník spotřebovává ve vysokém tarifu.

2. Cena elektřiny v nízkém tarifu

Cena elektřiny, kterou zákazník potřebovává v nízkém tarifu.

3. Poplatek za odběrné místo

Regulovaná složka ceny

Regulovaná složka ceny se skládá z několika položek, regulovaných a stanovovaných dle příslušného předpisu ERÚ. Ceny regulovaných složek jsou stejné pro všechny dodavatele [4].

1. Cena za distribuci

- Platba za odebrané množství elektrické energie v Kč/MWh
Cena placená distributorovi s ohledem na objem přenesené elektřiny.
- Měsíční plat za příkon podle jmenovité proudové hodnoty hlavního jističe
Poplatek za rezervování kapacity dle předpokládaného odběru zákazníkem.

2. Systémové služby

Přenesení nákladů, které platí provozovatel přenosové soustavy za nákup podpůrných služeb k zajištění stability přenosové soustavy.

3. Cena na krytí vícenákladů spojených s podporou výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů

Do ceny je promítáno i zavedení systému garantovaných výkupních cen a zelených bonusů, které mají motivovat k výstavbě a provozování zdrojů vyrábějící elektřinu z obnovitelných zdrojů.

4. Činnost operátora trhu

5. Poplatek za činnost Energetického regulačního úřadu

Daňová složka ceny

Do výsledné ceny taktéž patří daňové položky, a to rovnou 2 [11]:

- Daň z elektřiny
- DPH

4.4.2 Velkoodběratelé

Cena za elektřinu pro velkoodběratele je principiálně shodná s principy cen pro maloodběratele. Nicméně existují některé výjimky, které jsou způsobeny především technickými specifiky velkých odběrů.

Neregulovaná složka ceny

U velkoodběratelů je vzhledem k objemu odebírané elektřiny výsledná cena za silovou elektřinou výsledkem jednání mezi dodavatelem a zákazníkem, často se jedná o obchodní tajemství a výše ceny se nezveřejňuje [7].

- 1. Cena silové elektřiny ve vysokém tarifu**
- 2. Cena silové elektřiny v nízkém tarifu**
- 3. Cena za odchylku**

Odpovědnost za odchylku závisí na podmínkách smlouvy, přičemž zpravidla je za odchylku zodpovědný dodavatel, nicméně odpovědnost za odchylku může převzít i zákazník.

Regulovaná složka ceny

1. **Cena za distribuci**
2. **Systémové služby**
3. **Cena na krytí vícenákladů spojených s podporou výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů**
4. **Činnost operátora trhu**
5. **Poplatek za činnost Energetického regulačního úřadu**
6. **Poplatky za nedodržení pravidel**

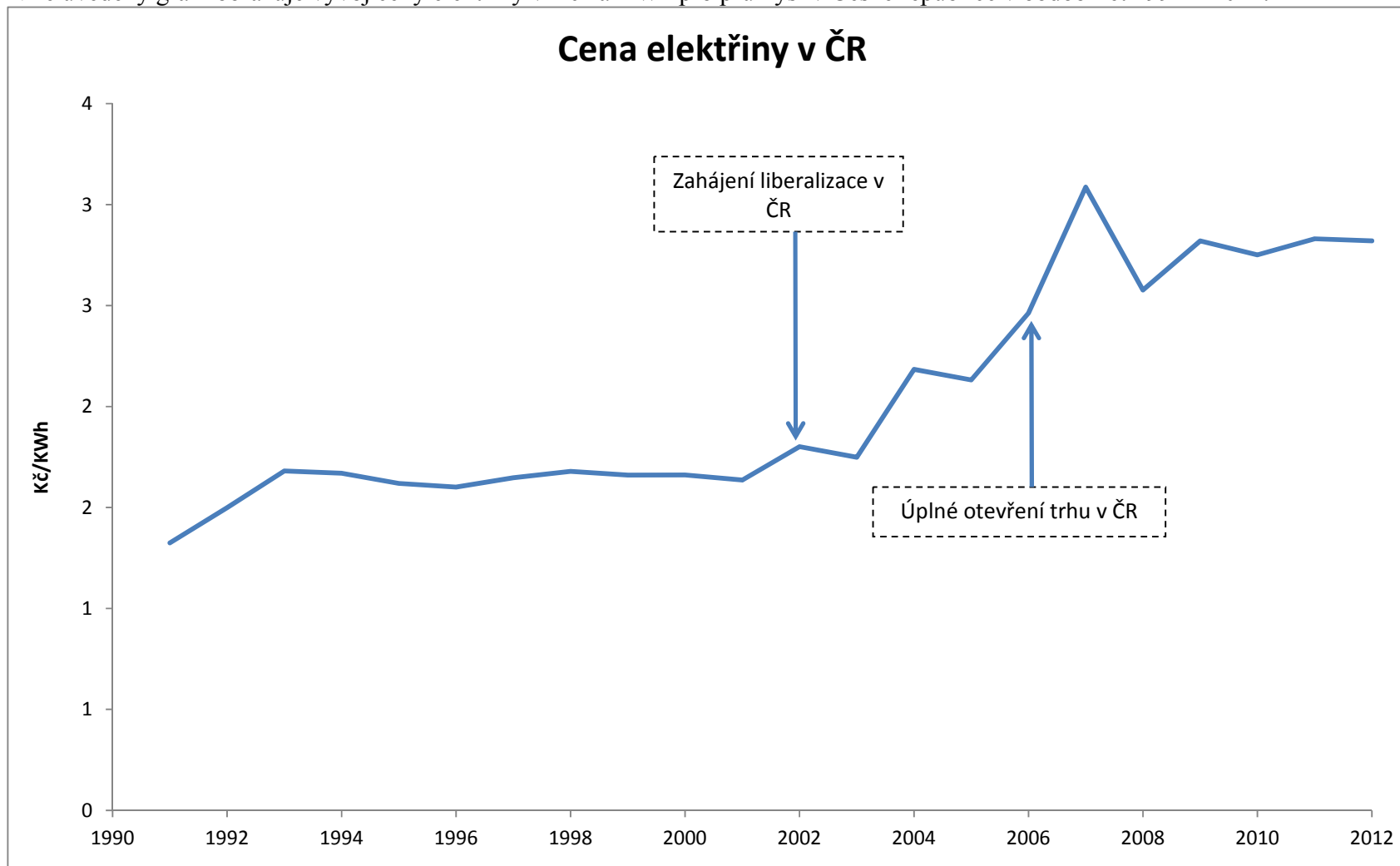
U velkých odběratelů se stanovují i technické parametry, které musí odběratel dodržovat.

Daňová složka ceny

- Daň z elektřiny
- DPH

4.4.3 Vývoj ceny elektřiny

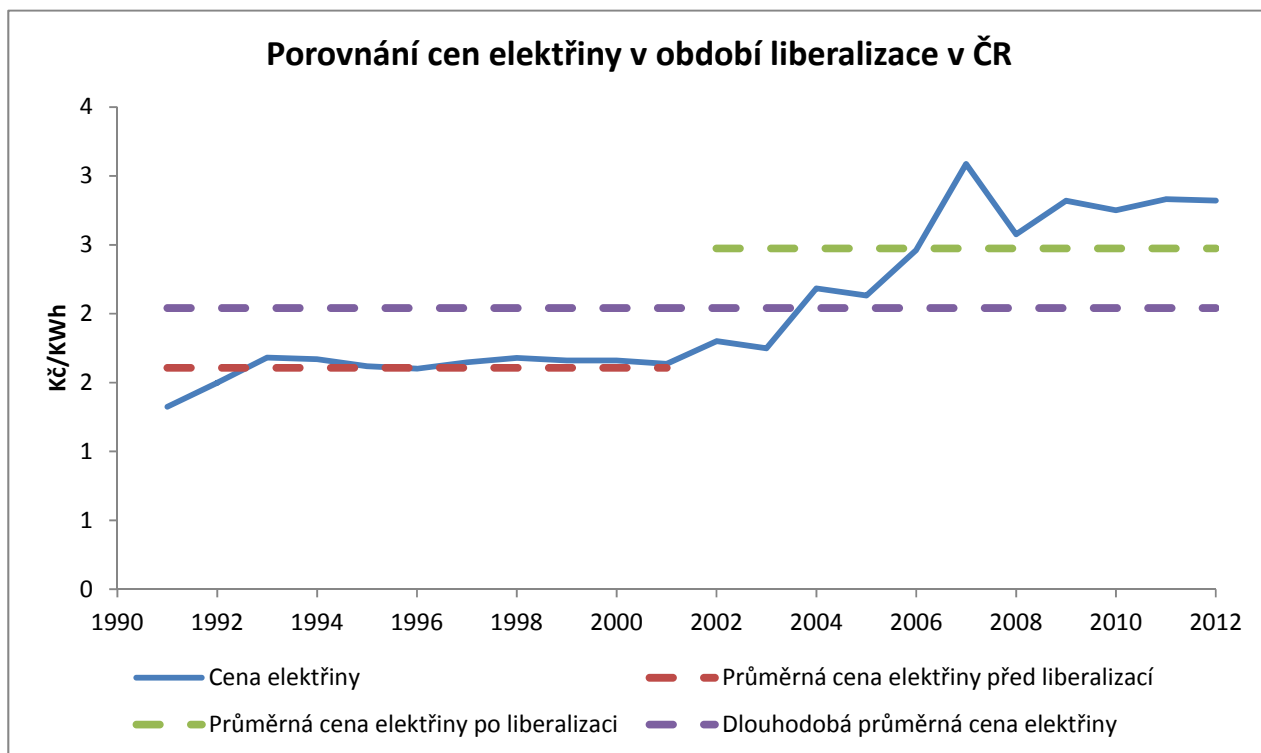
Níže uvedený graf zobrazuje vývoj ceny elektřiny v Kč za kWh pro průmysl v České republice v období let 1991 – 2012.



6 Cena elektřiny v ČR, data převzata z ERU, IEA (viz Příloha č. 1)

Na tomto grafu je vyznačeno období otevření trhu v ČR a to od roku 2002, kdy bylo zahájeno postupné otevírání trhu, do roku 2006, kdy byl trh s elektřinou v ČR plně liberalizován a otevřen všem odběratelům [1].

Z grafu je vidět že v průběhu devadesátých let byla cena elektřiny relativně stabilní. Zhruba od roku 2000 začala cena elektřiny růst, přičemž do tohoto období spadají liberalizační kroky v ČR.

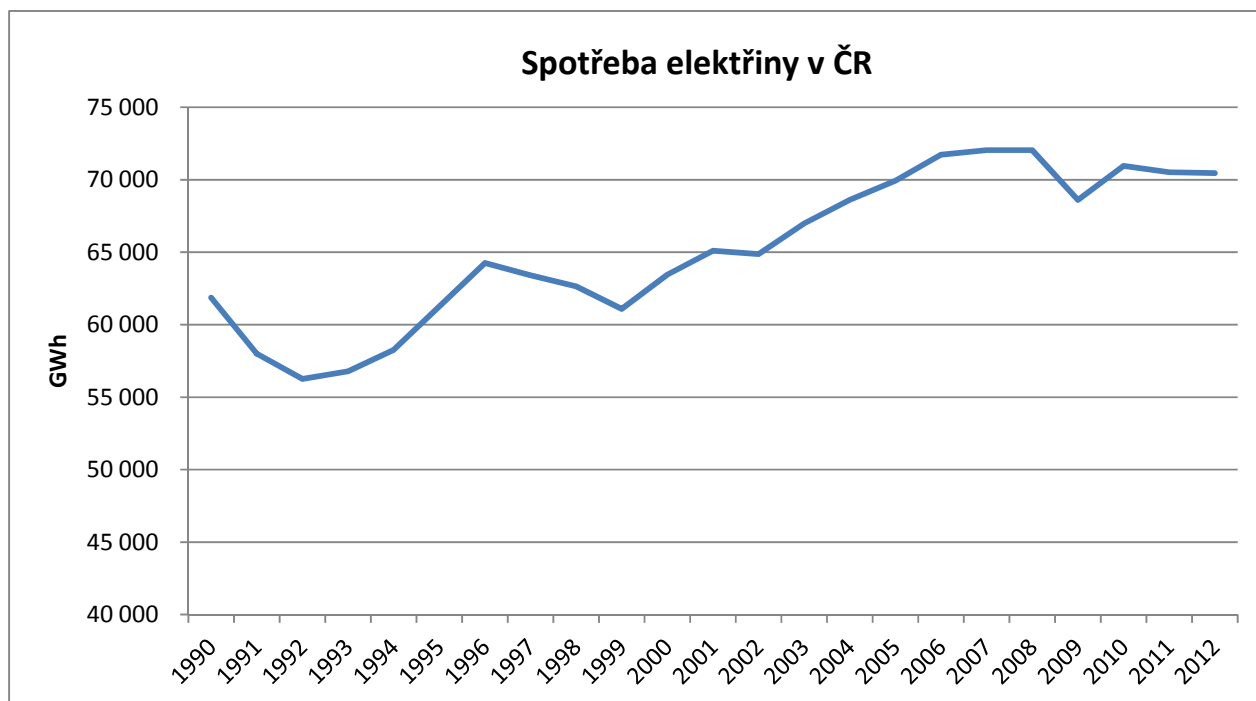


7 Porovnání cen elektřiny v období liberalizace v ČR, data převzata z ERU, IEA (viz Příloha č. 1), vlastní výpočty

Zatímco průměrná cena v období před liberalizací byla 1,6 Kč za kWh, v období po liberalizaci byla průměrná cena elektřiny 2,5 Kč za kWh. Průměrná cena elektřiny v celém sledovaném období byla 2 Kč za kWh.

Průměrné tempo růstu ceny elektřiny v období před liberalizací bylo na úrovni 2 %, v období po liberalizaci bylo průměrné meziroční tempo růstu 4,6 %.

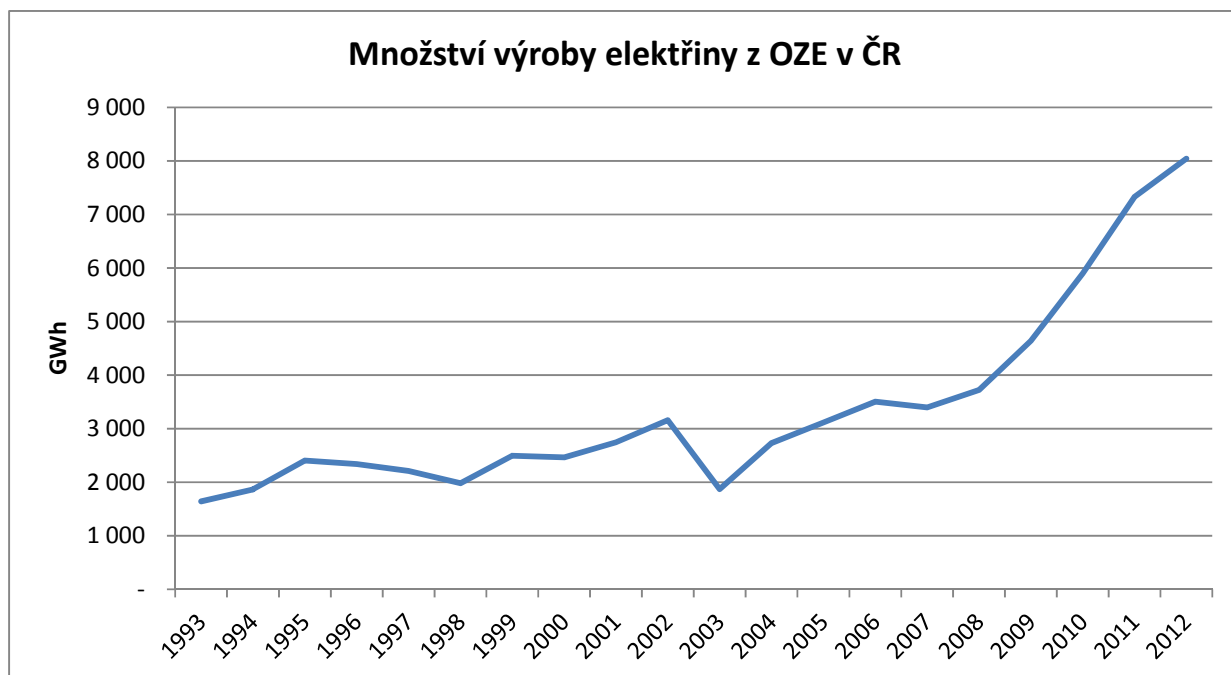
4.4.3.1 Spotřeba elektřiny



8 Spotřeba elektřiny v ČR brutto, data převzata z EGU Brno (viz Příloha č. 1)

Spotřeba/poptávka po elektřině v ČR byla od roku 2000 rostoucí, kdy v roce 2000 brutto spotřeba v ČR činila 63,5 TWh elektrické energie. Rostoucí trend vydržel až do roku 2008, kdy jedním z hlavních faktorů podporujících zvyšující se spotřebu elektřiny byl konjunkturální ekonomický cyklus a zvyšující se tvorba HDP. V roce 2009 spotřeba elektřiny začala klesat a to v důsledku globální finanční a ekonomické krize, která začala koncem roku 2008.

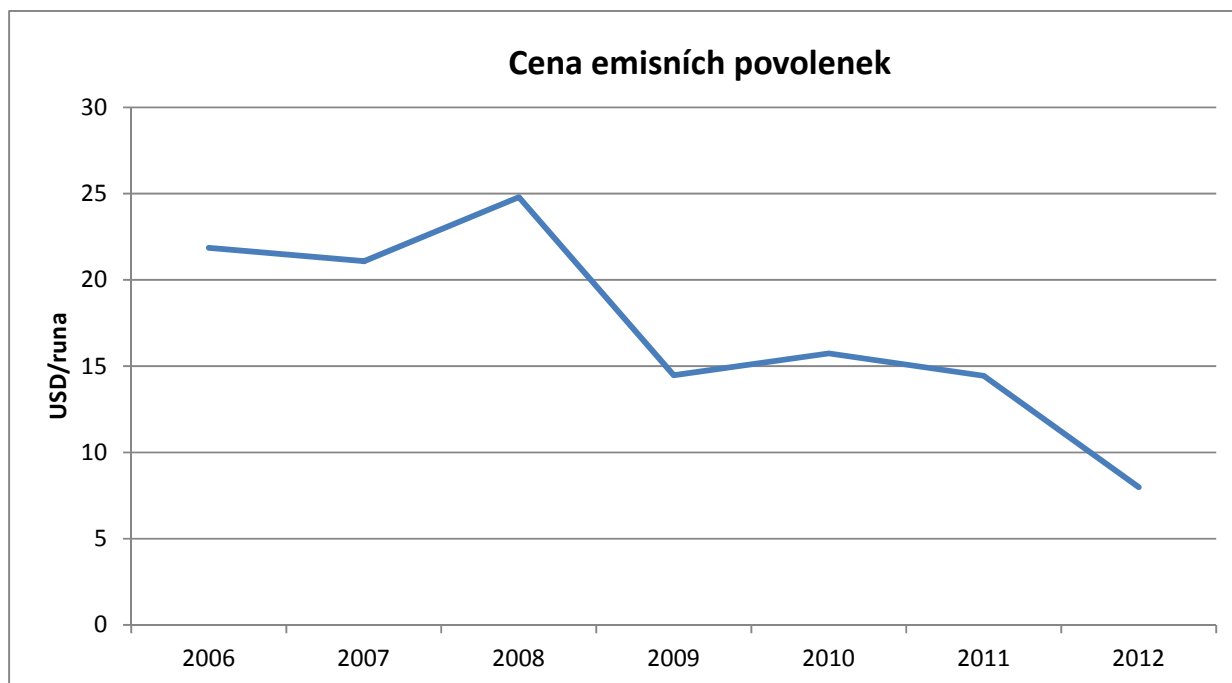
4.4.3.2 Množství výroby elektřiny z OZE



9 Množství výroby elektřiny z OZE v ČR, data převzata z EIA (viz Příloha č. 1)

Množství výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů bylo do roku 2005 na celkem setrvalém stavu, přičemž majoritní podíl na této výrobě měla výroba elektřiny ve vodních elektrárnách. V roce 2005 byl přijat zákon č. 180/2005 Sb. o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie a o změně některých zákonů, který v souladu s politikou EU stanovoval mimo jiné netržní podporu pro výrobu elektřiny v těchto zdrojích. Od roku 2005 tedy došlo k nárůstu elektřiny vyrobené v těchto zdrojích, přičemž masivní nárůst nastal od roku 2008 v souvislosti s velkým rozvojem solárních elektráren, kdy byla stanovená podpora velmi zajímavá pro investory v energetice.

4.4.3.3 Cena emisních povolenek

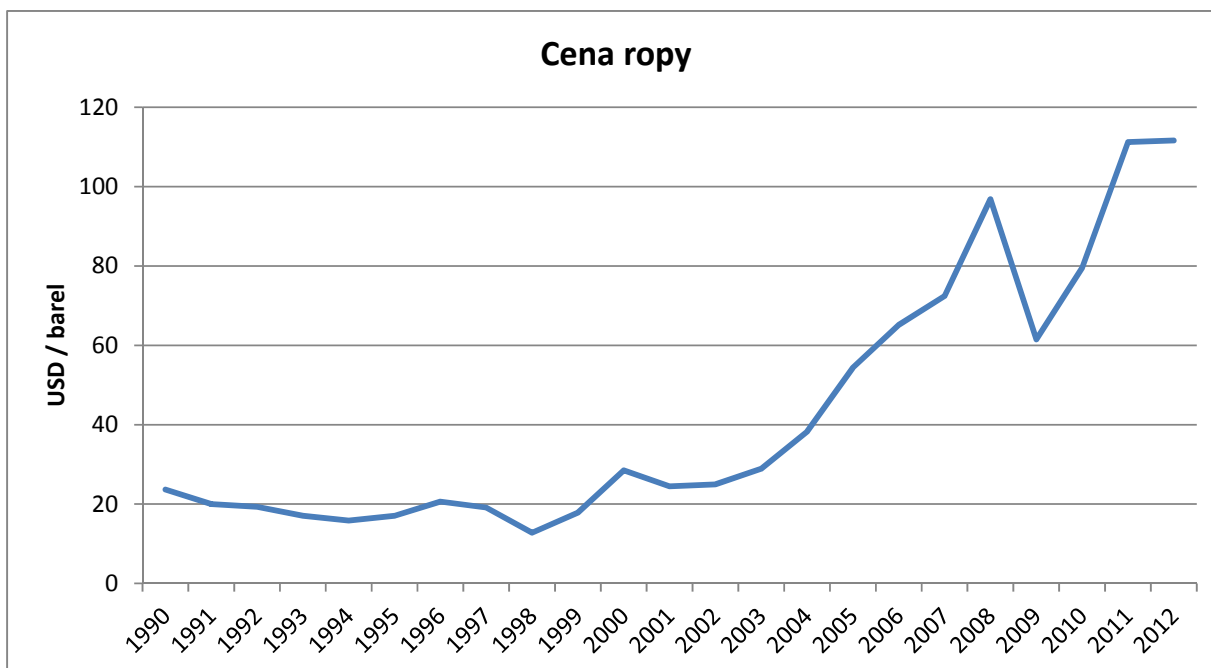


10 Cena emisních povolenek, data převzata z EEX (viz Příloha č. 1)

Evropská unie zavedla v roce 2005 systém obchodování s emisními povolenkami jako nástroj pro boj s klimatickými změnami. Tento systém se týká všech zemí EU a hlavních producentů emisí CO₂, kdy je zpoplatněna každá tona vypuštěné emise [12]. Jelikož energetiky založené na spalování fosilních paliv byly tímto nástrojem přímo zasaženy, promítá se cena těchto povolenek přímo do nabídkové ceny elektřiny, neboť výrobci musí tyto dodatečné náklady platit.

Ačkoliv prvotní záměry byly vytvořit tržní systém s cenami povolenek na úrovni 20 – 25 EUR za tunu emise, tento trh v posledních letech kolaboval a cena povolenek se dostávala na historická minima [26]. Důvodem byla přemíra emisních povolenek, které byly alokovány producentům zdarma. Tak na trhu vznikl velký převis volných povolenek, což výrazně tlačilo na cenu povolenky. Tyto náklady se v případě ČR přímo promítají v ceně elektřiny, neboť ČR jako člen EU je do tohoto systému přímo zapojen a navíc v ČR převažují zdroje spalující fosilní paliva, což produkuje značné emise CO₂.

4.4.3.4 Cena ropy

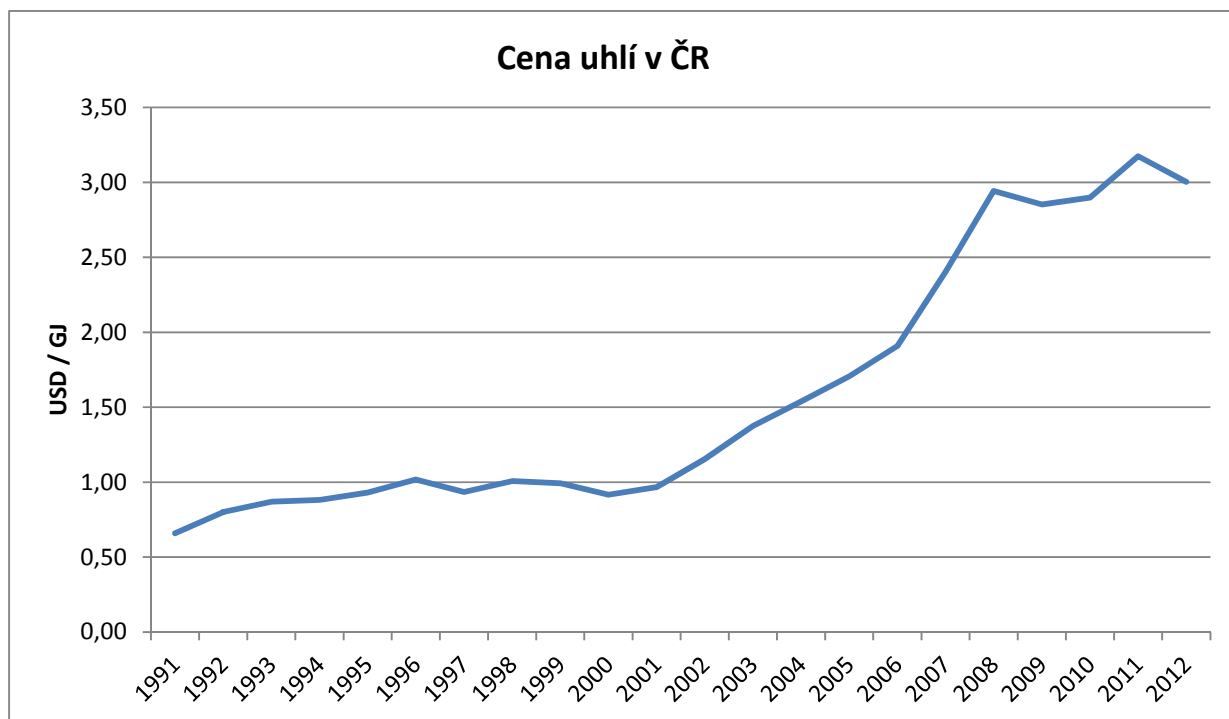


11 Cena ropy, data převzata z EIA (viz Příloha č. 1)

Cena ropy vykazovala od roku 2000 setrvalý růst. Tento byl dán celosvětovou makroekonomickou konjunkturou spojenou s větší spotřebou paliv a tedy větší poptávkou po ropě.

Růst cen byl přerušen pouze v roce 2009 v reakci na světovou finanční krizi. Od této doby cena ropy na světových trzích opět roste.

4.4.3.5 Cena uhlí

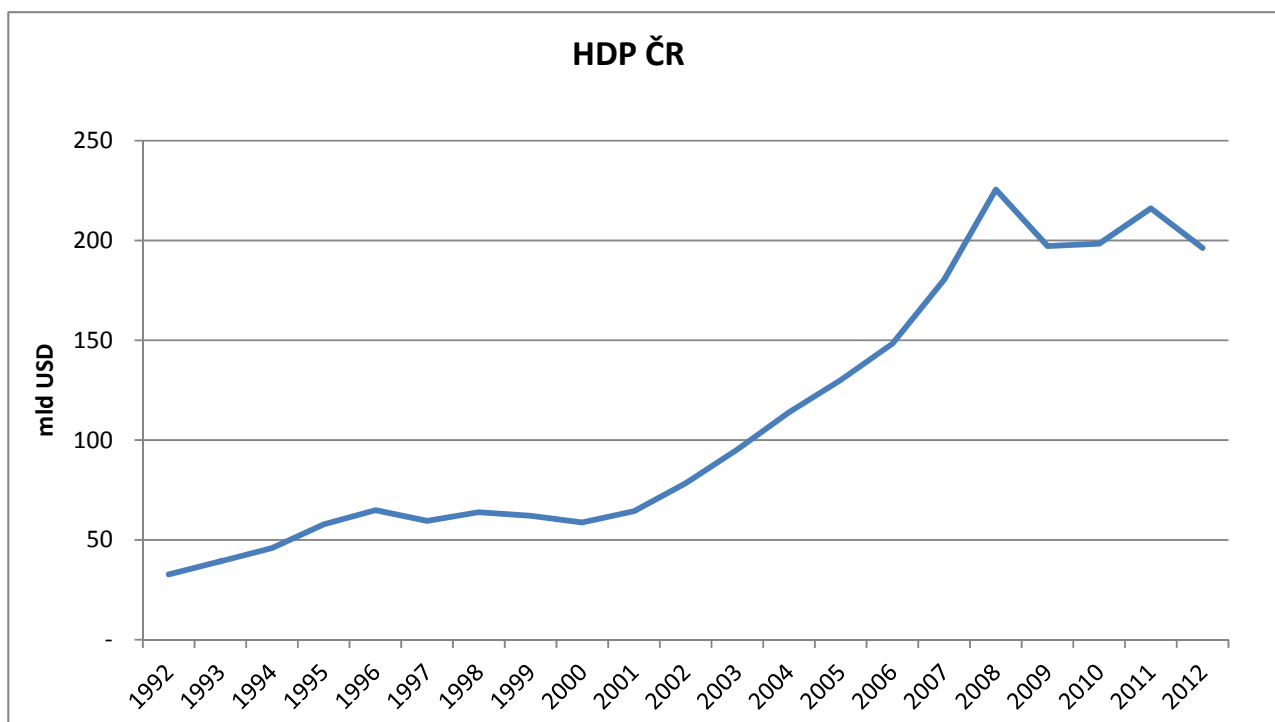


12 Cena uhlí v ČR, interní zdroj dat (viz Příloha č. 1)

Cena uhlí v ČR vykazuje zhruba od roku 2000 setrvalý růst. Výrazně tento růst nebyl ovlivněn ani v roce 2009 finanční krizí. Důvodem tohoto vývoje je především specifická situace v obchodech s uhlím, kdy neexistuje jednotný trh s hnědým uhlím.

Kontrakty na dodávku hnědého uhlí jsou dlouhodobé povahy, kdy cena je stanovena v okamžiku uzavření kontraktu a pro následující jednotlivé roky kontrakty obsahují cenové klauzule, které cenu za uhlí upravují v závislosti na vývoji předem definovaných veličin, zpravidla velkoobchodní ceny elektřiny a průměrné inflaci. Z tohoto důvodu není pro další část této práce relevantní zkoumat vztah mezi vývojem ceny hnědého uhlí a cenou elektřiny v ČR, neboť vývoj ceny elektřiny ovlivňuje vývoj ceny uhlí, nikoliv naopak.

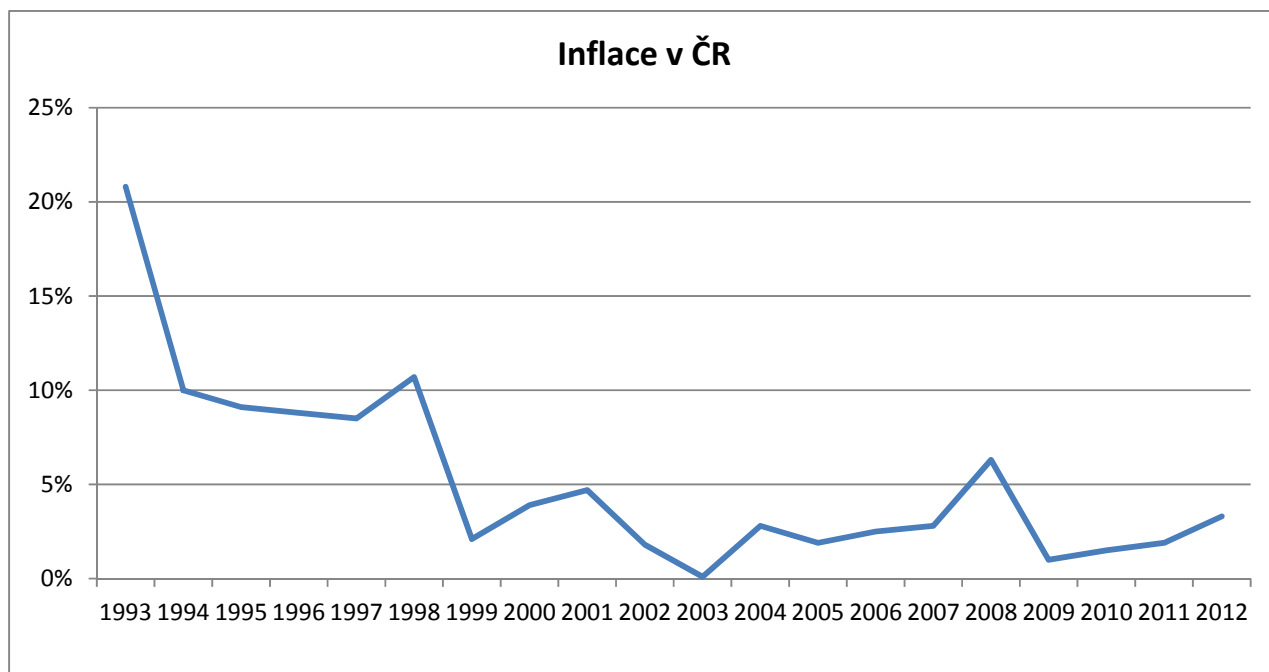
4.4.3.6 HDP



13 HDP ČR, data převzata z ČSÚ (viz Příloha č. 1)

Vývoj hrubého domácího produktu ČR kopíruje makroekonomický vývoj vyspělých zemí po roce 2000, kdy docházelo ke konjunktuře těchto ekonomik a tedy růstu HDP. Tento růst pokračoval do roku 2008 a s úderem finanční krize vykazuje HDP nestabilní výsledky.

4.4.3.7 Inflace



14 Inflace v ČR, data převzata z ČSÚ (viz Příloha č. 1)

Po pádu Sovětského svazu a osamostatnění České republiky, respektive Československa byla míra inflace v ČR značná. Od roku 1999 se inflace pohybovala v 5 % pásmu, přičemž v posledních 5 letech se pohybovala vlivem krize na hodnotách blízkých nulové inflaci.

4.5 *Ekonometrický model liberalizace*

Zjištění v této kapitole souvisejí zejména s Hypotézou č. 3 (Liberalizace trhu s elektřinou měla vliv na cenu elektřiny pro spotřebitele) a Hypotézou č. 4 (Vlivem liberalizace trhu s elektřinou došlo ke snížení ceny elektřiny pro spotřebitele).

4.5.1 **Ekonometrická analýza**

V České republice bude zkoumán vliv liberalizace na cenu elektřiny pomocí vícenásobné regrese. Podrobnější popis modelu je v kapitole 3.5. Regresory budou liberalizační proces trhu s elektrickou energií, HDP České republiky a cena ropy Brent. Použitím ročních časových řad se předejde nepříjemnostem spojeným se sezónností.

Veškeré použité datové vstupy jsou uvedeny v Příloze č. 1 této práce.

Následující model obsahuje tyto proměnné:

- *Elektr* – cena elektřiny pro průmysl (USD/kWh),
- *HDP* – hrubý domácí produkt (mld. USD),
- *Liber* – podíl liberalizovaného trhu na celkovém trhu s elektřinou (%),
- *Ropa* – průměrná cena ropy Brent v daném roce (USD/barel).

Vzhledem k nestacionaritě časových řad ceny elektřiny, HDP, liberalizace i ceny ropy bylo nutné řady diferencovat.

Logaritmy hodnot časových řad byly využity u cenových řad a HDP. Tato úprava je vhodná především pro finanční časové řady, protože poskytne raději než absolutní změny hodnot v časové řadě jejich procentuální změny, což je pro interpretaci vhodnější.

Pro vyhodnocení byl sestaven a spočítán následující model:

$$\overline{d(\log(\text{elektr}))} = -0.026 + 0.632 * \overline{d(\log(\text{HDP}))} + 0.478 * \overline{d(\text{liber})} - 0.047 * \overline{d(\log(\text{ropa}))}$$

(s_b)	(0.026)	(0.199)	(0.195)	(0.088)
(t poměr)	(-0.979)	(3.179)	(2.454)	(-0.531)
(p -hodnota)	(0.34)	(0.006)	(0.026)	(0.603)

$$n = 20, \quad R^2 = 0.63, \quad R_{adj}^2 = 0.53, \quad (12)$$

První odhadnutý parametr (úrovňová konstanta) říká, jak by se vyvíjela cena elektřiny, kdyby na ni nepůsobily ostatní vlivy zahrnuté v modelu¹. Má charakter statistického rezidua, a proto nemá význam ji dále interpretovat. Úrovňová konstanta vyšla jako statisticky nevýznamný parametr, neboť příslušná p -hodnota vyšla větší než zvolená hladina významnosti 5 %. Vzhledem k jejímu nevýznamnému vlivu na tempo růstu ceny elektřiny by ji bylo možné z modelu vypustit, ale jejím odstraněním by se model prakticky nezměnil a nedaly by se použít ověřovací statistiky.

Druhý parametr ukazuje pozitivní vliv HDP na tempo růstu ceny elektřiny. Pokud tempo růstu HDP vzroste o 1 %, tempo růstu ceny elektrické energie stoupne o 0,6 %. Tato proměnná je významná na 5% hladině významnosti a to dokazuje, že HDP má v ČR na cenu elektřiny velký vliv.

¹Ceteris paribus.

V České republice se na 5% hladině významnosti podařilo prokázat, že liberalizace má zásadní vliv na cenu elektřiny. Tempo růstu ceny elektřiny roste s každým 1% zvýšením rychlosti, s jakou se trh s elektřinou uvolňuje.

Cena ropy Brent na cenu elektřiny v České republice nemá téměř žádný vliv.

Oba koeficienty vícenásobné determinace vyšly poměrně vysoké (vzhledem k diferencím proměnných). Lze říct, že v průměru 63 % rozptylu tempa růstu ceny elektřiny lze vysvětlit danými vysvětlujícími proměnnými, a to na základě R^2 . R^2_{adj} představuje koeficient vícenásobné determinace korigovaný počtem stupňů volnosti, jehož interpretace je podobná R^2 .

Diagnostika modelu potvrzuje, že tento model je pro trh s elektrickou energií v České republice vhodný a zachycuje většinu změn ve vývoji ceny elektřiny.

4.5.1.1 Shrnutí ekonometrického modelu

Z ekonometrického modelu vychází, že nejvýznamnější vlivy na konečnou cenu elektřiny má vývoj HDP a liberalizace a to, že zvýšením tempa růstu HDP nebo zvětšením liberalizované části trhu, se zvyšuje tempo růstu ceny elektřiny. Cena ropy se neukázala v modelu jako relevantní pro konečnou cenu elektřiny. Výsledná hodnota $R^2 = 0,63$ znamená, že model významně vysvětluje změny ceny elektřiny.

Vliv HDP, respektive spotřeby elektřiny na cenu elektřiny je pravděpodobně dán tím, že tvorba českého HDP je velmi závislá na energeticky náročných odvětvích ekonomiky, především energeticky intenzivní průmysl. S tím souvisí i silná provázanost tvorby HDP a spotřeby elektřiny. S růstem HDP je provázaná i rostoucí spotřeba, která zvyšuje v ČR cenu elektřiny.

Ekonometrický model označil nejen HDP jako významnou složku finální ceny elektřiny, ale také průběh liberalizace. Důvody tohoto jevu se hledají těžko, nicméně z pohledu teorie liberalizace neexistovalo v ČR více podobně silných společností vyrábějící elektřinu, neboť v ČR drží dominantní až monopolní postavení mezi výrobci elektřiny společnost ČEZ. Nicméně tato domněnka se v praxi nedá přímo kvantifikovat stejně jako stanovit další možné příčiny zvýšení ceny elektřiny v důsledku liberalizace.

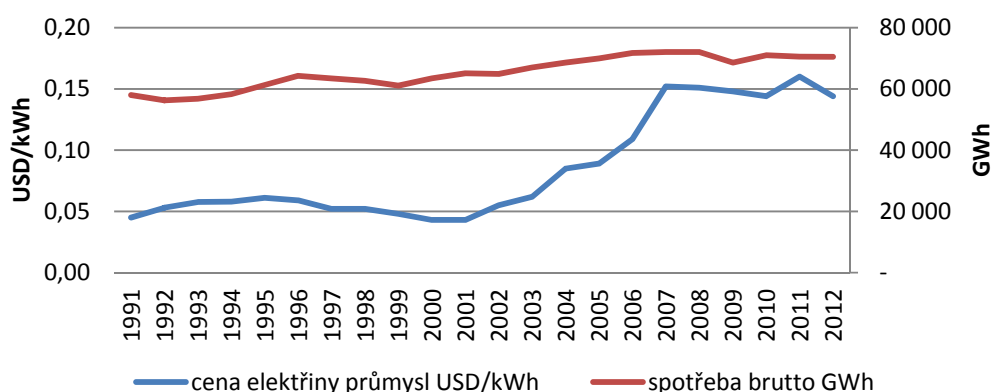
4.5.2 Korelační analýza

V této části budou srovnány možné vztahy mezi cenou elektrické energie a dalšími veličinami, zahrnutými i nezahrnutými do ekonometrického modelu. Míra závislosti náhodných veličin bude posuzována na základě korelačních koeficientů.

V následujícím textu bude pracováno s těmito zkratkami a veličinami:

- EI_CENA – cena elektřiny pro průmysl (USD/kWh),
- EI_SPOTR – spotřebované množství elektřiny ČR (brutto, TWh),
- OZE – množství výroby elektřiny z OZE (TWh),
- POVOL – cena emisních povolenek (USD/t),
- ROPA – průměrná cena ropy Brent v daném roce (USD/barel),
- UHLI – průměrná cena uhlí (USD/GJ),
- HDP – hrubý domácí produkt (mld. USD),
- INFL – míra inflace (%).

4.5.2.1 Cena elektřiny a spotřebované množství elektřiny



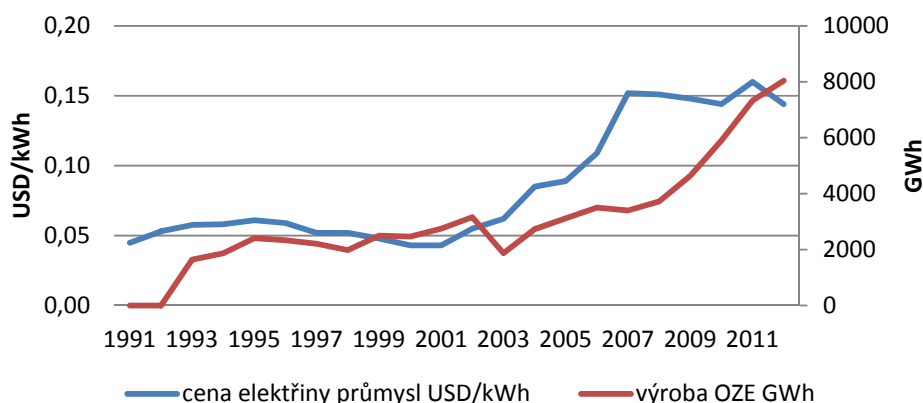
15 Vývoj ceny elektřiny a spotřebovaného množství elektřiny (ČR)

	Cena elektřiny	Spotřeba elektřiny
Cena elektřiny	1.00	0.80
Spotřeba elektřiny	0.80	1.00

Tabulka 1: Korelační matice pro cenu a spotřebu elektřiny (ČR)

Korelační koeficient mezi spotřebou elektřiny a cenou elektřiny pro průmyslové firmy ukazuje, že existuje jistá závislost mezi jednotlivými veličinami, a to že s růstem spotřeby elektřiny roste i její cena.

4.5.2.2 Cena elektřiny a množství výroby elektřiny z OZE



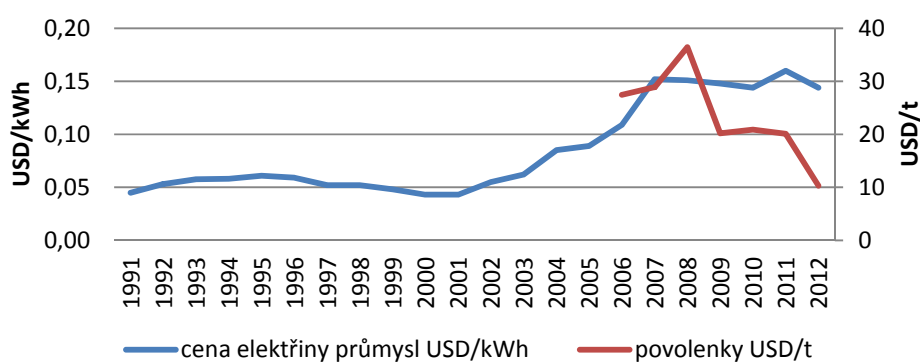
16 Vývoj ceny elektřiny a množství výroby elektřiny z OZE (ČR)

	Cena elektřiny	OZE
Cena elektřiny	1.00	0.79
OZE	0.79	1.00

Tabulka 2 Korelační matice pro cenu elektřiny a množství výroby elektřiny z OZE (ČR)

Kladný korelační koeficient mezi cenou elektřiny a množstvím vyrobené elektřiny z obnovitelných zdrojů ukazuje, že s růstem množství vyrobené elektřiny z OZE, roste i její cena. Tento jev je v České republice významný velikostí poplatku na podporované zdroje a kombinovanou výrobu elektřiny a tepla.

4.5.2.3 Cena elektřiny a cena emisních povolenek



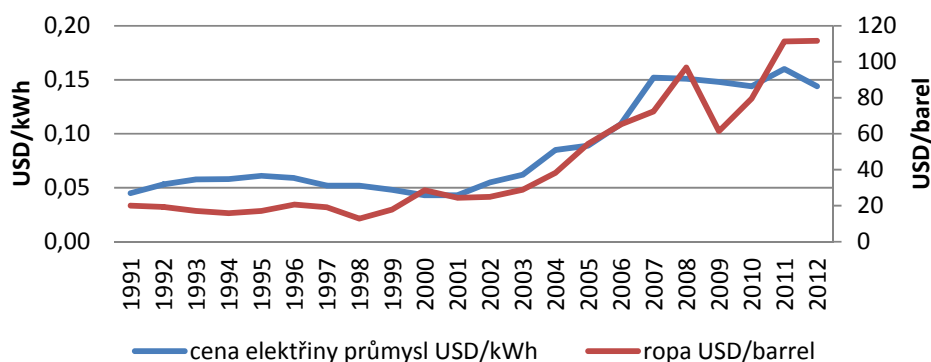
17 Vývoj ceny elektřiny a ceny emisních povolenek (ČR)

	Cena elektřiny	Cena emisních povolenek
Cena elektřiny	1.00	0.87
Cena emisních povolenek	0.87	1.00

Tabulka 3 Korelační matice pro cenu elektřiny a cenu emisních povolenek (ČR)

Mezi cenou elektřiny a cenou emisních povolenek je podle kladného korelačního koeficientu významný přímý vztah, kdy s rostoucí cenou povolenek roste i cena elektrické energie a naopak.

4.5.2.4 Cena elektřiny a cena ropy



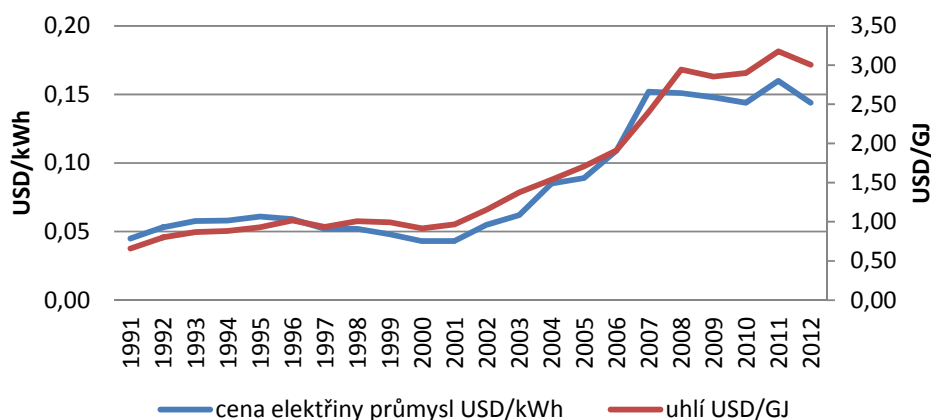
18 Vývoj ceny elektřiny a ceny ropy (ČR)

	Cena elektřiny	Cena ropy
Cena elektřiny	1.00	0.94
Cena ropy	0.94	1.00

Tabulka 4 Korelační matice ceny elektřiny a ceny ropy (ČR)

Mezi cenou elektřiny a cenou ropy je korelační koeficient skoro roven jedné, což znamená velmi silnou přímou závislost mezi cenou ropy a cenou elektřiny, kdy, ačkoli se v České republice nevyrábí elektřina z ropy, její vývoj je velmi podobný jako vývoj ceny elektřiny. Zajímavostí je, že vytvořený model výše nepřisoudil ceně ropy žádný vliv v ceně elektřiny. Z toho lze vyvodit, že cena ropy má podobný vývoj s cenou elektřiny, avšak závislost cen nebyla z modelu potvrzena.

4.5.2.5 Cena elektřiny a cena uhlí



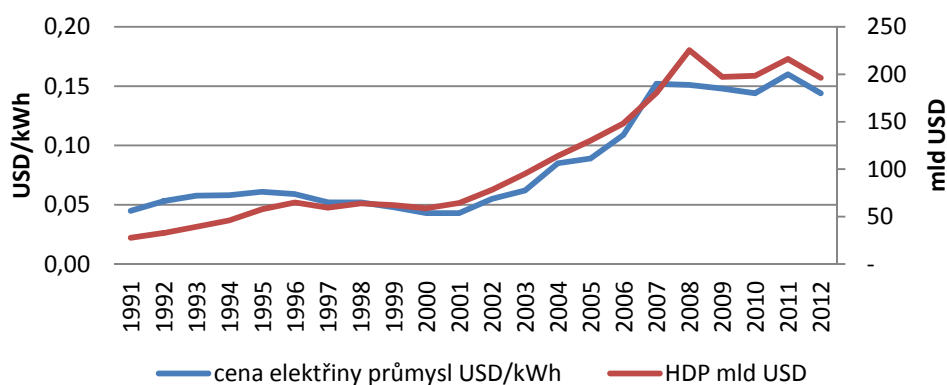
19 Vývoj ceny elektřiny a ceny uhlí (ČR)

	Cena elektřiny	Cena uhlí
Cena elektřiny	1.00	0.98
Cena uhlí	0.98	1.00

Tabulka 5 Korelační matice pro cenu elektřiny a cenu uhlí (ČR)

Korelační koeficient mezi cenou elektřiny a cenou uhlí dosahuje prakticky hodnoty 1, což znamená, že cena uhlí a elektřiny jsou velmi těsně svázané. Důvodem je specifická situace v obchodu s hnědým uhlím, kdy neexistuje jednotný trh a kdy kontrakty na cenu uhlí jsou provázány a indexovány dle ceny elektřiny v minulém, či předminulém roce. Tento posun je zřetelný i v cenových křivkách.

4.5.2.6 Cena elektřiny a HDP země



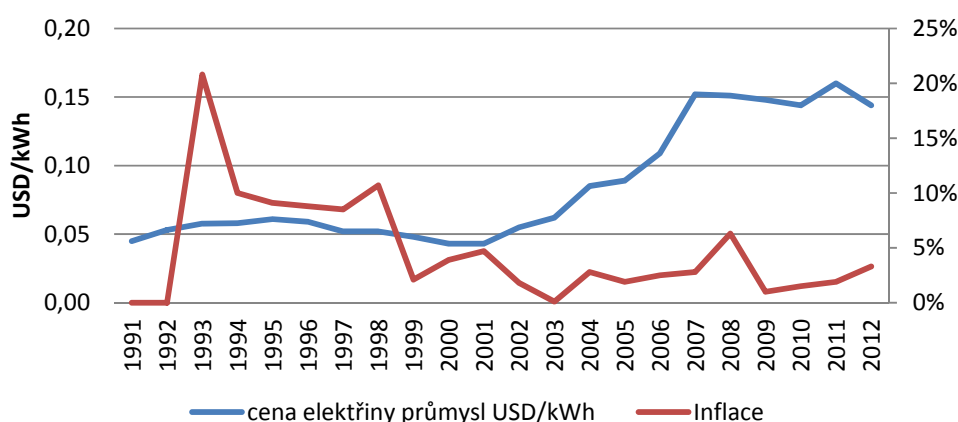
20 Vývoj ceny elektřiny a HDP (ČR)

	Cena elektřiny	HDP
Cena elektřiny	1.00	0.97
HDP	0.97	1.00

Tabulka 6 Korelační matice ceny elektřiny a HDP (ČR)

Korelační koeficient mezi cenou elektřiny a velikostí HDP se blíží 1, což znamená velmi silný přímý vliv mezi jednotlivými cenami. Zároveň v použitém modelu vyšla proměnná HDP jako velmi silně vysvětlující cenu elektřiny v České republice.

4.5.2.7 Cena elektřiny a míra inflace



21 Vývoj ceny elektřiny a míry inflace (ČR)

	Cena elektřiny	Inflace
Cena elektřiny	1.00	-0.36
Inflace	-0.36	1.00

Tabulka 7 Korelační matice ceny elektřiny a míry inflace (ČR)

Korelační koeficient mezi cenou elektřiny a inflací nabývá záporné hodnoty, což ukazuje na nepřímou závislost, tj. klesající inflací roste cena elektřiny a naopak. Významnost korelačního koeficientu není v tomto případě příliš vysoká.

4.5.2.8 Shrnutí korelační analýzy

Korelační analýza ukazuje, že s cenou jsou zkorelované všechny zkoumané veličiny až na inflaci. Z ekonometrického modelu bylo zjištěno, že ačkoli je cena ropy s cenou elektřiny velmi silně zkorelovaná, nevysvětluje podle modelu změna ceny ropy výslednou cenu elektřiny.

	EL_CE NA	EL_SP OTR	OZE	POVOL	ROPA	UHLI	HDP	INFL
EL_CENA	1.00	0.80	0.79	0.87	0.94	0.98	0.97	-0.36
EL_SPOTR	0.80	1.00	0.64	0.74	0.82	0.82	0.88	-0.70
OZE	0.79	0.64	1.00	0.53	0.89	0.86	0.80	-0.45
POVOL	0.87	0.74	0.53	1.00	0.78	0.82	0.86	-0.31
ROPA	0.94	0.82	0.89	0.78	1.00	0.96	0.96	-0.45
UHLI	0.98	0.82	0.86	0.82	0.96	1.00	0.99	-0.48
HDP	0.97	0.88	0.80	0.86	0.95	0.99	1.00	-0.53
INFL	-0.36	-0.70	-0.45	-0.31	-0.45	-0.48	-0.53	1.00

Tabulka 8 Korelační matice pro cenu elektřiny a veličiny, které na ni mají vliv (ČR)

Trh s elektřinou v Rusku

5

5.1 Průběh liberalizace

Zjištění uvedená v této kapitole souvisejí zejména s Hypotézou č. 1 (Liberalizace trhu s elektřinou ovlivnila současnou podobu trhu s elektřinou).

5.1.1 Energetický trh před liberalizací

V 80. letech minulého století se tehdejší ruská energetika začala potýkat s prvními náznaky problémů v elektroenergetice, neboť na jedné straně rostla spotřeba elektřiny, ale na straně druhé výstavba nových zdrojů rostla pomalejším tempem, než bylo potřeba.

V letech 1991-1992 se v důsledku nedostatku státních prostředků zastavily téměř všechny stavby v energetice a došlo k uvolnění cen za uhlí, ropu, průmyslová zařízení, práci a služby, které se využívaly při výrobě elektřiny a tepla. Pouze ceny za plyn, elektřinu a teplo zůstaly pod státní kontrolou, avšak i jejich výše značně rostla. Stát dále nefinancoval výstavbu nových elektráren a přestal vyčleňovat prostředky na organizaci zásobování spotřebitelů elektřinou. Z pohledu efektivnosti, plánování a spotřeby elektřiny na tom byla ruská energetika velmi špatně a byla pod průměrem vyspělých zemí.

V důsledku těchto změn bylo nezbytné vytvořit nový mechanismus stanovování cen, který by respektoval zájmy každé společnosti v elektroenergetice jako samostatného hospodářského subjektu. K vytvoření odpovídajícího mechanismu došlo přetransformováním společností elektroenergetiky na akciové společnosti, přijetím nových metod řízení odvětví a zformováním Federálního trhu elektrické energie (ФОРЭМ) včetně spotřebitelských trhů na teritoriu každého subjektu Ruské federace (republiky, kraje, oblasti).

Přechod od centrálně plánovaného hospodářství k tržnímu je mimo jiné podmíněn provedením reformy v elektroenergetice opírajících se o nové formy ekonomických vztahů. To vedlo k přijetí rozhodnutí o založení holdingové společnosti kontrolující elektroenergetiku země a převodu velkých elektráren a strategických přenosových vedení do jejího vlastnictví.

V souladu s příkazem prezidenta Ruské federace (RF) z 15. srpna roku 1992 № 923 (O organizaci řízení elektroenergetického komplexu RF v podmínkách privatizace) se vytvořila Ruská akciová společnost РАО «ЕЭС России». Do jejího vlastnictví přešly tepelné elektrárny (ТЭС) s instalovaným výkonem vyšším než 1000 MW a vodní elektrárny (ГЭС) s instalovaným výkonem vyšším než 300 MW v celkovém součtu 95 000 MW, přenosová vedení (ЛЭП), centrální dispečerské řízení (ЦДУ) a další společnosti a organizace odvětví [16].

Majoritní balík akcí RAO «ЕЭС России» (52,7 %) si ponechal stát, což umožňovalo vládě RF přijímat nezbytná vládní opatření a de facto regulovat činnost elektroenergetiky.

Základní úlohy holdingu spočívaly v zabezpečení spolehlivého fungování Jednotné energetické soustavy (ЕЭС), provádění jednotné energetické politiky, zpracování a realizace investičních programů v elektroenergetice, provádění regionální politiky RAO «ЕЭС России» a řízení trhu elektrické energie.

Vytvořená struktura řízení elektroenergetiky v mnoha ohledech připomínala dřívější systém centrálního řízení a plánování, nicméně pracovala na základě nových vztahů oddělených hospodářských subjektů.

Současně se založením RAO «ЕЭС России» začalo být organizováno obchodování s elektřinou na Federálním trhu elektrické energie (ФОРЭМ).

17. července roku 2002, v souladu s usnesením vlády RF z 11. července roku 2001 № 526 (O reformování elektroenergetiky RF), byla společností RAO «ЕЭС России» založena nová společnost OAO Systémový operátor – Centrální dispečerské řízení «ЕЭС России». Podíl Ruské federace v této nově vzniklé společnosti činil 52 %, což odpovídalo podmínkám zákona o elektroenergetice regulujícího činnost přirozených monopolů. Tým zákon rovněž nařizuje, že ve výsledku reformy RAO «ЕЭС России» musí tento podíl vzrůst nejméně na 75 % tak, aby stát měl zajištěnu kvalifikovanou většinu hlasů. Systémový operátor (СО ЦДУ) vykonává funkci operátora-dispečera procesů výroby a přenosu elektrické energie.

Organizaci fungování obchodního systému federálního trhu «ФОРЭМ» zajišťovaly Centrum smluv a zúčtování (ЗАО) založené v dubnu roku 2000 (v roce 2003 přejmenováno na Centrum finančního zúčtování) a neobchodní společnost Administrátor obchodního systému federálního trhu «ФОРЭМ» založená v listopadu roku 2001 [17].

V souladu s usnesením vlády RF z 11. července roku 2001 № 526 (O reformování elektroenergetiky RF) byla dále založena společnost OAO Federální síťová společnost (ФСК) Jednotné energetické soustavy (ЕЭС) jakožto 100 % dceřiná společnost koncernu RAO «ЕЭС России». Funkcí Federální síťové společnosti (ФСК) je řízení Jednotné energetické soustavy (ЕЭС) a poskytování služeb přenosu elektřiny [20].

5.1.2 Postupné otevření trhu

Jedním z klíčových úkolů reformy je vytvoření konkurenčního trhu s elektřinou. Trhu, na němž dochází k tvorbě cen prostřednictvím nabídky a poptávky. K dosažení takového cíle je nezbytné provést změny ve státní regulaci elektroenergetiky a struktuře odvětví. Proto se liberalizace trhu v Ruské federaci uskutečňuje po etapách.

Prvním krokem k formování nového trhu se stalo zřízení Administrátora obchodního systému federálního trhu s elektřinou (НП АТС) 23. listopadu roku 2001 [17]. Dva roky poté 1. listopadu 2003 začal fungovat Trh s elektřinou přechodného období (ОРЭПП), jehož pravidla fungování byla vymezena usnesením vlády RF z 24. října roku 2003 № 643. V souladu s přijatými pravidly se účastníky trhu mohly stát pouze subjekty splňující následující požadavky [68]:

Odběratelé:

- odběratelé v příkonem vyšším než 20 MVA,
- technologické požadavky – disponování prostředky pro komunikaci s «СО ЦДУ» a «НП АТС»,
- potvrzení finanční spolehlivosti a poskytnutí finančních garancí,
- přítomnost atestovaných specialistů trhu.

Výrobci:

- instalovaný výkon vyšší než 25 MW,
- technologické požadavky – disponování prostředky pro komunikaci s «СО ЦДУ» a «НП АТС»,
- přítomnost atestovaných specialistů trhu.

Na trhu působí následující subjekty:

- Odběratelé elektřiny
 - velkoodběratelé kupující elektřinu pro vlastní spotřebu,
 - distribuční společnosti, které kupují elektřinu s úmyslem dalšího přenosu a prodeje konečnému zákazníkovi,
 - exportéři, kteří kupují elektřinu s cílem zahraničního prodeje,
 - prodejci elektrické energie.

- Dodavatelé elektřiny
 - velkoobchodní výrobci elektrické energie,
 - regionální výrobci elektrické energie,
 - atomové elektrárny,
 - nezávislý výrobci elektrické energie,
 - dovozci elektřiny.

Trh funguje ve dvou cenových zónách²: první cenová zóna „Evropa a Ural“ a druhá cenová zóna „Sibiř“ (mapa obou cenových zón je znázorněna na obrázku 4-2) [66], [67].

Oranžovou barvou je vymezena cenová zóna „Sibiř“, která zahrnuje území Altajské, Burjatské, Tyvské a Chakaské republiky, Krasnojarského a Altajského kraje a Novosibiřské, Omské, Čitinské a Tomské oblasti. Žlutou barvou je vyznačena první cenová zóna „Evropa a Ural“. Zbytek území (zejména teritoria Dálného východu a části Sibiře) vzhledem k jejich síťové izolaci nepatří do žádné z výše uvedených cenových zón.



22 Cenové zóny v Rusku

² Cenová zóna – teritorium jednoho nebo několika subjektů Ruské federace, na jehož území mají subjekty elektroenergetiky právo provozovat činnost nákupu a prodeje elektřiny za neregulované ceny.

V souladu s přijatými pravidly zahrnuje trh s elektřinou přechodného období tři sektory [66], [67]:

- regulovaný sektor (PC), ve kterém se uskutečňuje obchod s elektřinou na základě tarifů stanovených státními orgány,
- sektor volného obchodu (CCT), ve kterém probíhá obchod s elektřinou, jehož ceny nereguluje stát,
- sektor odchylek, kde se na základě stanovených tarifů prodává elektřina, která nebyla zahrnuta do plánovacího diagramu.

Každému sektoru odpovídá vymezená doba plánování:

- regulovaný sektor – dlouhodobé plánování (mnoho dní před dnem X),
- sektor volného obchodu – krátkodobé plánování (den X-1),
- sektor odchylek – plánování v reálném čase (den X).

Regulovaný sektor (PC)

Důležitým subjektem regulovaného sektoru je Federální tarifní služba (ФСТ), která za účasti «СО ЦДУ» a «НП АТС» pravidelně sestavuje prognózy souhrnné bilance výroby a spotřeby elektřiny v rámci «ЕЭС России». Na základě celkových prognóz výroby a spotřeby elektřiny a požadavků účastníků regulovaného sektoru jsou Federální tarifní službou (ФСТ) sestavovány tarify za elektřinu.

V regulovaném sektoru se prodává pouze 85 % instalovaného výkonu každého účastníka-výrobce první cenové zóny a 95 % instalovaného výkonu každého účastníka-výrobce druhé cenové zóny (v případě vodních elektráren 98 %). Výběr výrobců elektřiny začíná dlouho před datem operativního režimu. Předběžný výběr se uskutečňuje v ročním předstihu, dále dochází k zpřesnění ve čtvrtletním předstihu a konečné potvrzení se provádí v 24 hodinovém předstihu [20].

Cílem dlouhodobého plánování výběru výrobců elektřiny je dosažení optimální bilance výroby a spotřeby elektřiny, která se sestavuje vždy na nadcházející rok a jeho jednotlivé kvartály.

Sektor volného obchodu (CCT)

V sektoru volného obchodu dochází k obchodování elektřiny bez aplikování cenové regulace státu. Objemy obchodů se plánují s jednodenním předstihem s cílem sestavení režimu fungování «ЕЭС России» na následující 24 hodin. Během tohoto procesu se zohledňují současný stav objektů výroby a přenosu elektřiny, technická omezení, zásoby paliv a nezbytnost splnění smluvních závazků.

Výše popsany proces krátkodobého plánování zajišťuje (vzhledem k přesnějším informacím) přechod od optimální bilance dlouhodobého plánování k operativnímu režimu fungování «ЕЭС России». Kritériem optimálního režimu fungování «ЕЭС России» je dosažení minimálních celkových nákladů na palivo s uvažováním některých omezení využití elektráren plynoucích z ohraničené přenosové kapacity elektrických sítí.

Obchodování elektřiny v sektoru volného obchodu se uskutečňuje prostřednictvím dvoustranných smluv uzavřených jednotlivými účastníky a konkurenčního výběru cenových přihlášek s uvedenými rovnovážnými cenami a objemy elektřiny v jednotlivých cenových zónách. Federální tarifní služba (ФСТ) určuje mezní úroveň cen za elektřinu nabízenou výrobcí na volném trhu a v případě převýšení minimální ceny nabídky maximální ceny poptávky dojde k jejich uplatnění [20].

V souladu s pravidly trhu s elektřinou přechodného období má každý účastník-odběratel sektoru volného obchodu právo na volném trhu nakoupit až 30 % své plánované hodinové spotřeby elektřiny v první cenové zóně a až 15 % své plánované hodinové spotřeby elektřiny v druhé cenové zóně.

Před začátkem dne faktických dodávek elektřiny Administrátor obchodního systému provede konkurenční výběr cenových přihlášek formou vyhodnocení hodinových rovnovážných cen a objemů elektřiny.

Sektor odchylek

Za účelem dosažení rovnovážného režimu výroby a spotřeby elektřiny a řízení režimů fungování objektů elektroenergetiky v reálném čase provádí systémový operátor v každé cenové zóně po určení plánované hodinové výroby a spotřeby elektřiny a ne později než hodinu do faktických dodávek výběr přihlášek na množství regulační elektřiny³ odpovídající odchylkám.

³Regulační elektřina – elektřina pro trvalé udržování rovnováhy mezi výrobou a spotřebou elektřiny

Cena odchylek se určuje na základě:

- hodinových cen za elektřinu stanovených výběrem přihlášek v sektoru odchylek a uplatněných v závislosti na směru odchylky skutečné výroby/spotřeby od plánované,
- velikosti odchylek vyhodnocovaných s ohledem na jejich směr a příčiny vedoucí k jejich vzniku (vlastní nebo vnější).

Výběr přihlášek v sektoru odchylek a řízení režimů v reálném čase se provádí s cílem dosažení minimálních nákladů na regulační elektřinu při respektování podmínek fungování «ЕЭС России». Příčiny vedoucí ke vzniku odchylek se dělí na ty, které vznikly vlastní iniciativou účastníka, a na vnější. Za odchylky vzniklé vlastní iniciativou platí sám účastník, zatímco za odchylky vzniklé vnější iniciativou je placeno účastníkovi.

5.1.3 Nový trh s elektřinou (НОРЭМ)

Usnesením vlády RF z 31. srpna roku 2006 № 529 (O zdokonalení způsobu fungování trhu s elektřinou) došlo ke schválení nových pravidel fungování trhu s elektřinou a počínaje dnem 1. září 2006 zahájil Nový trh s elektřinou (НОРЭМ) svou činnost.

Podstata nového modelu trhu s elektřinou spočívá v postupném přechodu od garantovaného odběru celého objemu elektřiny podle regulovaných tarifů k limitovanému množství odběru elektřiny za ceny regulovaných tarifů s možností nákupu zbývajících částí na volném trhu.

Principy nového modelu trhu s elektřinou se opírají o svobodné konkurenční vztahy namísto regulovaných vztahů, jak tomu bylo v případě modelu přechodného období.

Na základě tohoto nového modelu trhu s elektřinou docházelo k postupnému přechodu k dodávkám elektřiny za tržní ceny pro všechny odběratele vyjma odběratelů typu Domácnost. Postupný náběh dodávek těmto odběratelům za tržní ceny byl následující [66], [68]:

- od 1. ledna 2007 – 5% dodávek,
- od 1. ledna 2008 – 15% dodávek,
- od 1. ledna 2009 – 30% dodávek,
- od 1. ledna 2010 – 60% dodávek,
- od 1. ledna 2011 – téměř 100% dodávek (mimo sektor domácností).

Z celkového pohledu na trh se dá říci, že zhruba 80% celkové spotřeby elektřiny v Rusku je realizována za tržní ceny, 20% dodávek je za ceny regulované a jedná se o dodávky pro domácnosti.

5.1.4 Model přístupu k sítím

V Rusku byl ve většině regionů zaveden stejný model přístupu k sítím jako v České republice, tedy model regulovaného přístupu třetích stran (rTPA).

Vzhledem k rozlehlosti Ruska však nejde ve všech regionech jednotně aplikovat tento přístup a v některých odlehlých a izolovaných částech Ruska byl zvolen model single buyer SB. Model SB byl uplatněn především v odlehlých oblastech Dálného Východu. Subjekty fungující jako vykupující jsou v tomto modelu minimálně z 52% vlastněny státem.

5.2 Subjekty a infrastruktura trhu

Zjištění uvedená v této kapitole souvisejí zejména s Hypotézou č. 2 (Struktura trhu s elektřinou je determinována nastavenými liberalizačními principy)

5.2.1 Administrátor obchodního systému federálního trhu (ФОРЭМ)

Administrátor obchodního systému federálního trhu je neobchodní společnost založená v listopadu roku 2001. Jejím úkolem je organizace a vypořádávání všech obchodů uskutečněných na velkoobchodním trhu s elektřinou v Rusku a dále [17]:

- afilace nových účastníků k obchodnímu systému trhu,
- organizace finančního zúčtování,
- tvorba a úprava pravidel obchodování na trhu,
- kontrola dodržování pravidel obchodování na trhu.

5.2.2 Systémový operátor (СО ИДП)

Systémový operátor je státem řízená společnost, která plní funkci centrálního operátora-dispečera procesů výroby a přenosu elektrické energie. Hlavním úkolem Systémového operátora je řízení celého elektroenergetického řetězce s cílem zajistit stabilitu dodávek a rovnováhu výroby a spotřeby elektřiny [19].

5.2.3 Federální síťová společnost (ФСК)

Federální síťová společnost je monopolní společnost zajišťující přenosové služby pro subjekty velkoobchodního trhu s elektřinou. Jedná se o přirozený monopol, který umožňuje přístup třetích stran k přenosovým sítím a který je regulován Federální tarifovou službou pro zajištění rovných podmínek pro jednotlivé subjekty.

5.2.4 Velkoobchodní výrobci elektrické energie – (OGK)

Velkoobchodní výrobci elektrické energie jsou hlavními subjekty velkoobchodního trhu s elektřinou, na kterém nabízejí vyrobenou elektřinu.

Rozhodnutím vlády № 1254-p z roku 2003 bylo na začátku liberalizace ustanoveno, že vznikne 7 sobě navzájem si konkurujících společností s předem definovaným seznamem elektráren. Díky tomuto aktu a díky tomu, že jednotlivé společnosti se nacházejí v různých oblastech, došlo ke stanovení jednotných, nemonopolních a srovnatelných podmínek pro jednotlivé společnosti.

Jednotlivé společnosti vznikaly jako 100 % dceřiné společnosti RAO JES [16].

5.2.5 Regionální výrobci elektrické energie – (TGK)

Regionální výrobci elektrické energie jsou společnosti vytvořeny jako 100 % dceřiné společnosti RAO JES, avšak je umožněna minoritní účast dalších subjektů v podobě participace na základním kapitálu [16]. Důvodem vzniku TGK je snaha o snížení monopolních praktik na velkoobchodním trhu a větší nezávislost na státu.

Do systému TGK jsou zapojeny všechny elektrárny a teplárny vyjma elektráren zařazených v OGK, jaderných elektráren a elektráren nezávislých či regionálně izolovaných.

5.2.6 Výroba elektřiny

Ruská federace je čtvrtým největším výrobcem elektřiny na světě po USA, Číně a Japonsku. V roce 2007 Rusko vyrobilo 930 TWh elektřiny, z čehož 20 TWh exportovalo do Finska, Lotyšska, Litvy, Polska, Turecka a Číny.

Přibližně 63 % ruské elektřiny je vyráběno v tepelných elektrárnách, 21 % ve vodních elektrárnách a 16 % v jaderných [68].

Jaderná energie

V roce 2007 jaderná energetika Ruska vyrobila 137 TWh, což představuje 16 % celkové ruské výroby elektřiny a 5 % celosvětové výroby elektřiny v jaderných elektrárnách (JE).

Současný instalovaný výkon v jaderných elektrárnách RF činí 21 244 MW a součástí plánu Energetické strategie Ruska z roku 2003 je zdvojnásobení instalovaného výkonu v JE do roku 2020. V roce 2006 Federální atomová agentura (Росатом) oznámila záměr do roku 2020 vyrábět 23 % ruské elektřiny v JE, resp. 25 % do roku 2030 [68].

V souladu s usnesením vlády RF z roku 2001 jsou všechny civilní jaderné reaktory provozovány společností «Росэнергоатом». 19. ledna 2007 Státní дума přijala zákon O zvláštnostech řízení a povahy majetku organizací využívajících jadernou energii, na jehož základě vznikne holdingová společnost «Атомпром» sdružující veškerou civilní jadernou energetiku Ruska včetně společnosti «Росэнергоатом», výrobce a dodavatele paliv do JE společnosti TVEL, společnosti obchodující s uranem «Техснабэкспорт» a konstrukční společnosti jaderných zařízení «Атомстройэкспорт».

5.2.7 Energetická politika Ruské federace

Rusko jakožto světová energetická velmoc je největším exportérem energetických surovin a vedoucím dodavatelem energetických zdrojů do zemí EU.

Hlavním dokumentem vymezujícím energetickou politiku Ruska je Energetická strategie, ve které je zakotven plán politiky až do roku 2020.

5.2.8 Energetická strategie Ruska

Vláda RF přijala v roce 1992 koncept ruské národní energetické politiky a ve stejném roce se rovněž rozhodla k vytvoření Energetické strategie Ruska.

V prosinci 1994 došlo ke schválení Energetické strategie Ruska vládou a následně rozhodnutím prezidenta RF vstoupila 7. května 1995 v platnost. Tato první post-sovětská energetická strategie vymezovala hlavní cíle energetické politiky a restrukturalizace palivového a energetického odvětví Ruské federace během období do roku 2010.

Po nástupu Vladimíra Putina k moci dokument prošel několika změnami a 23. května 2003 byla přijata tzv. Nová energetická strategie Ruska s plánovaným obdobím do roku 2020.

Cíle strategie

Hlavními cíli Energetické strategie Ruska je zvýšení kvality produktů a služeb palivového a energetického komplexu země a zajištění jejich konkurenceschopnosti na světových trzích.

Dokument ruské energetické strategie dále definuje jako hlavní priority zvýšení energetické efektivity, snížení negativních vlivů na životní prostředí, udržitelný rozvoj a energetický a technologický rozvoj.

5.3 Přehled obchodů s elektřinou

Nový trh zahrnuje [66]:

- trh regulovaných smluv,
- neregulované bilaterální smlouvy,
- krátkodobý trh na 24 hodin vpřed,
- vyrovnávací trh,
- trh s přenosovými kapacitami.

5.3.1 Trh regulovaných smluv

Regulovaný sektor modelu přechodného období byl v souladu s novými pravidly přetransformován na systém regulovaných smluv.

Prostřednictvím regulovaných smluv se prodávají dvě komodity – elektřina a kapacita potřebná pro přenos elektřiny. Přitom ceny za jednotlivé komodity jsou stanovovány v souladu s příslušnými tarify, které jsou stanovovány Federální tarifní službou.

Uzavřené regulované smlouvy (PД) se stávají přílohami smluv o připojení, přičemž Administrátor obchodního systému (НП АТС) v nich vystupuje jako třetí strana, která kontroluje jejich dodržování a organizuje finanční zúčtování.

Cena za elektřinu obchodovanou formou regulovaných smluv se stanovuje podle tarifů uvedených ve smlouvě, avšak od roku 2008 se při stanovování cen začala aplikovat indexace báзовých tarifů s ohledem na inflaci, změnu cen paliv, daní a dalších faktorů.

Objemy elektřiny uvedené v regulovaných smlouvách se vymezují na každou hodinu platnosti dohody s tím, že v roce 2006 se množství elektrické energie opatřené pomocí regulovaných smluv mohlo pohybovat v rozmezí 85 – 100 % bilance Federální tarifní služby a od roku 2007 dále dochází ke každoročnímu snižování tohoto množství o 5 – 15 %. Tempo zamýšleného snižování určuje vláda Ruska s přihlédnutím k prognózám sociálně-ekonomického rozvoje [66].

Mechanismus regulovaných smluv umožňuje postupně snižovat jimi obchodované objemy elektřiny a rozšiřovat sféru volných cen, čímž by se nakonec mělo dospět k završení reformování elektroenergetiky a přejít k plně konkurenčnímu trhu s elektřinou.

5.3.2 Neregulované bilaterální smlouvy

S postupným až konečným útlumem obchodů sjednávaných pomocí regulovaných smluv přebírá hlavní podíl na trhu s elektřinou trh neregulovaných bilaterálních smluv. Jedná se o smlouvy na prodej a nákup elektřiny mezi výrobcí a kupujícími, přičemž veškeré podmínky obchodu včetně ceny za elektřiny jsou stanovovány na základě dohody smluvních stran.

5.3.3 Krátkodobý trh na 24 hodin vpřed

Základním principem Krátkodobého trhu na 24 hodin vpřed (PCB) je Administrátorem obchodního systému (НП АТС) prováděný konkurenční výběr cenových přihlášek na 24 hodin dopředu za účelem vyhodnocení hodinových rovnovážných cen a objemů elektřiny [17].

Cenová přihláška výrobce:

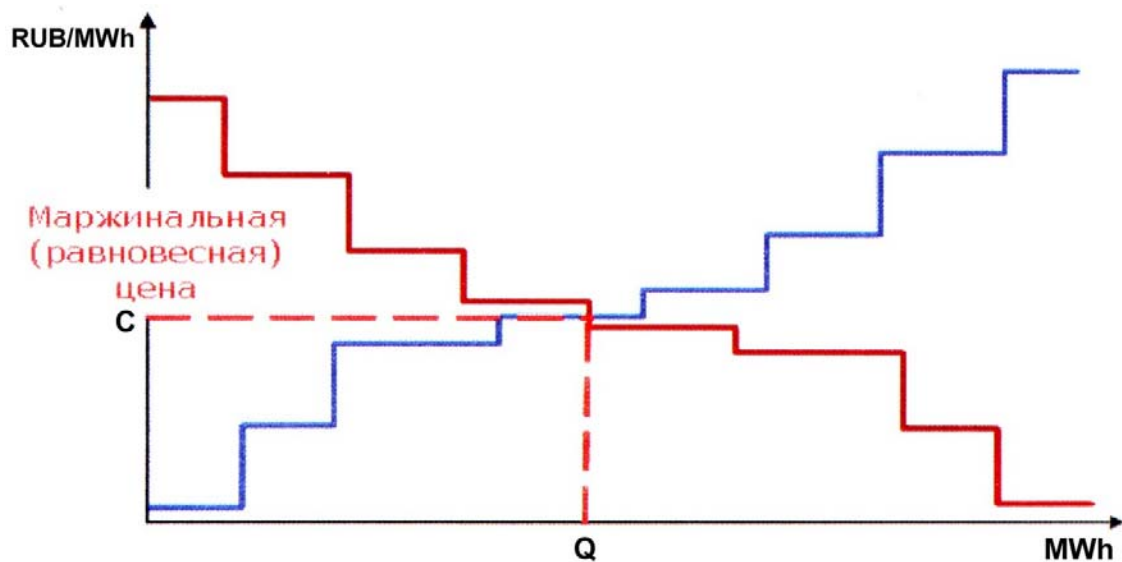
- zavazuje účastníka prodat elektřinu za cenu ne nižší a v objemu ne vyšším, než uvedené v přihlášce,
- podává se na každou hodinu operačních 24 hodin,
- dovoluje se podání cenu přejímajících přihlášek (s nulovou cenou).

Cenová přihláška odběratele:

- zavazuje účastníka koupit elektřinu za cenu ne vyšší a v objemu ne vyšším, než uvedené v přihlášce,
- podává se na každou hodinu operačních 24 hodin,

- dovoluje se podání cenu přejímajících přihlášek (s nekonečnou cenou).

Na obrázku je zobrazena rovnovážná (marginální) cena, která vznikla protnutím křivky nabídky a křivky poptávky sestavených na základě cenových přihlášek výrobců a odběratelů.



23 Rovnovážná cena

Bod (C, Q) na křivce nabídky a poptávky představuje ochotu výrobců prodat množství elektřiny Q za cenu C a zároveň ochotu odběratelů takové množství za takovou cenu koupit.

Úkol aukce spočívá v nalezení rovnovážných cen a objemů elektřiny, ze kterých je možné zformovat režimy fungování «ЕЭС России» při respektování systémových ohraničení, přenosových kapacit, ztrát aj. Pokud by se během aukce nepřihlíželo k nejrůznějším ohraničením, vzniklé režimy by byly tak daleko od reálných, že celý proces plánování by ztrácel smysl, respektive přivodil by vznik objemného a drahého Vyrovnávacího trhu (БР).

Marginální tvorba cen napomáhá udržet stabilní ceny a ve svém důsledku eliminovat motivaci výrobců zvyšovat ceny v podávaných přihláškách.

5.3.4 Vyrovnávací trh

Vyrovnávací trh (BP) začal fungovat 20. října roku 2005 a stal se prvním krokem cesty k cílovému modelu trhu s elektřinou. V tomto sektoru trhu se obchoduje elektřina potřebná na pokrytí odchylek mezi skutečnou a plánovanou výrobou, resp. spotřebou [68].

Cenové přihlášky podané výrobcí na Krátkodobém trhu na 24 hodin vpřed (PCB) se převádějí na Vyrovnávací trh (BP), kde Systémový operátor provádí optimalizaci v režimu blízkém reálnému času, určuje indikátory (rovnovážné ceny «BP») včetně vnějších iniciativ účastníků a poté vydává příkazy výrobcům. Mimoto mohou výrobci na Vyrovnávacím trhu (BP) dodatečně podat operativní cenu přejímající přihlášky.

- V případě zvýšení poptávky se přijímají přihlášky i s vyšší cenou, než na Krátkodobém trhu na 24 hodin vpřed (PCB), což přivodí vyšší cenu za elektřinu na «BP» než na «PCB».
- V případě snížení poptávky vznikne opačná situace, kdy cena za elektřinu vzniklá na «BP» bude nižší, než cena za elektřinu vzniklá na «PCB».

Základními principy formování cen na Vyrovnávacím trhu jsou:

- ceny vzniklé na «BP» nesmí zapříčinit finanční újmu účastníkovi, pokud k odchylce došlo vlivem vnější iniciativy (IB),
- ceny vzniklé na «BP» nesmí snížit výši platby účastníkovi ve srovnání s «PCB», došlo-li k odchylce vlivem vnější iniciativy (IB),
- ceny vzniklé na «BP» nesmí snížit výši platby účastníkovi za odchylky vzniklé vlivem vnější iniciativy (IB) v porovnání se stejně velkými odchylkami vzniklými vlivem vlastní iniciativy (IC).

Samotné finanční vyúčtování se v případě Vyrovnávacího trhu (BP) uskutečňuje až po faktických dodávkách elektřiny, když jsou již známy údaje o skutečné hodinové výrobě a spotřebě. Vzniklé odchylky se potom oceňují pomocí indikátorů určených během optimalizace.

5.3.5 Trh s přenosovými kapacitami

V Rusku se kromě samotné fyzické elektřiny také obchoduje s kapacitou potřebnou pro přenos této elektřiny. K obchodu s kapacitami se využívá dvou hlavních typů kontraktů:

- regulované kontrakty,
- neregulované kontrakty.

Zatímco regulované kontrakty se týkají především přidělování přenosových kapacit pro jaderné a vodní elektrárny, neregulované kontrakty jsou předmětem volného obchodování. Neregulované kontrakty zahrnují především:

- kontrakty na prodej či nákup kapacity uzavřené na burze,
- OTC kontrakty na prodej či nákup kapacity.

5.3.6 Energetická burza Moskva (MOSENEX)

Energetická burza Moskva (MOSENEX) byla založena dne 28. 11. 2008 [79]. Hlavním účelem MOSENEXu je nabízet produkty účastníkům velkoobchodního trhu v Rusku, pomocí kterých by bylo možné si hedgovat cenu elektřiny při minimální rizikové expozici.

MOSENEX nabízí pouze produkty s finančním vypořádáním, přičemž měnou obchodování jsou ruské rubly [79]:

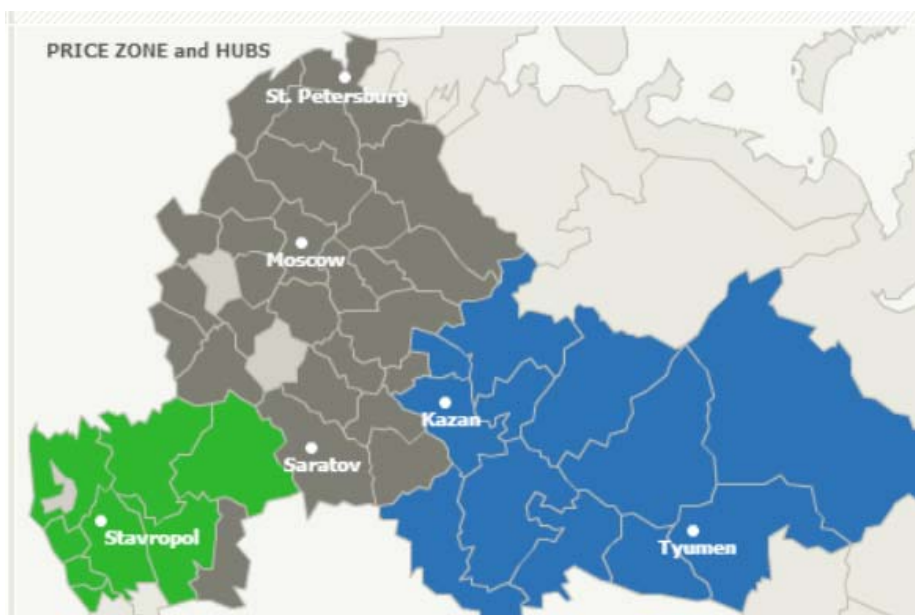
- Financial Base Load Month Futures,
- Financial Base Load Quarter Futures,
- Financial Base Load Year Futures,
- Financial Peak Load Month Futures,
- FinancialPeak Load Quarter Futures,
- FinancialPeak Load Year Futures.

Tyto standardní kontrakty jsou definovány dle období dodávky. Futures kontrakty jsou vypisovány na období 6 následujících měsíců, 2 následujících kvartálů a 2 následujících roků. Velikost kontraktu se pak rovná součinu počtu dodacích dnů v daném dodávkovém období a množství denně dodávané elektřiny.

Tyto produkty jsou navíc ještě dále členěny dle různých cenových zón/hubů v Rusku. V první cenové zóně existují tři různé huby, ve kterých se stanovuje cena elektřiny [79]:

- South,
- Center,
- Ural.

Jednotlivé huby jsou zobrazeny na následujícím obrázku, přičemž hub South je zelený, Center šedý a hub Ural modrý.

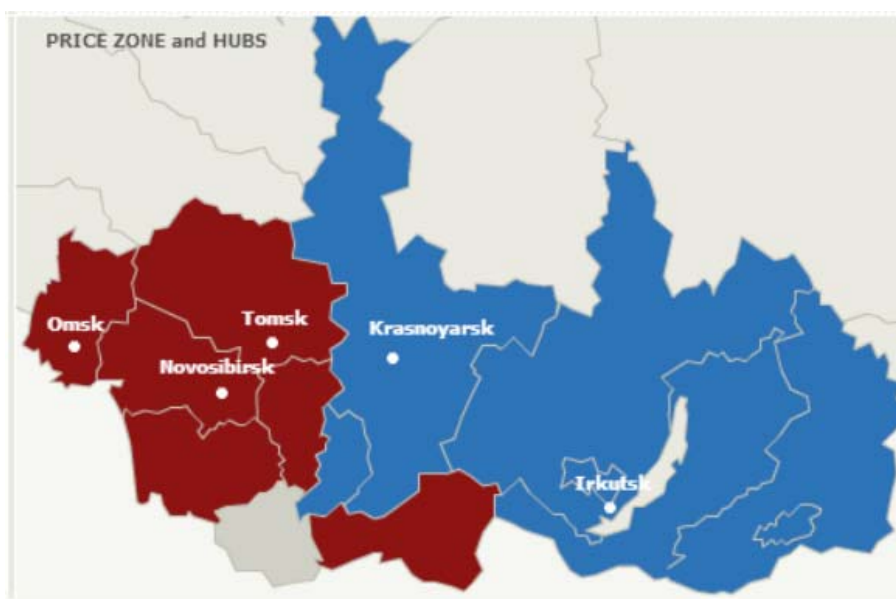


24 Mapa hubů v 1. cenové zóně v Rusku, převzato z MOSENEX

V druhé cenové zóně existují 2 různé huby:

- Western Siberia,
- Eastern Siberia.

Jednotlivé huby jsou zobrazeny na následujícím obrázku, přičemž hub Western Siberia je červený a hub Eastern Siberia modrý.



25 Mapa hubů v 2. cenové zóně v Rusku, převzato z MOSENEX

Organizace obchodů je realizována skrze jednotlivé obchodní bloky [79]:

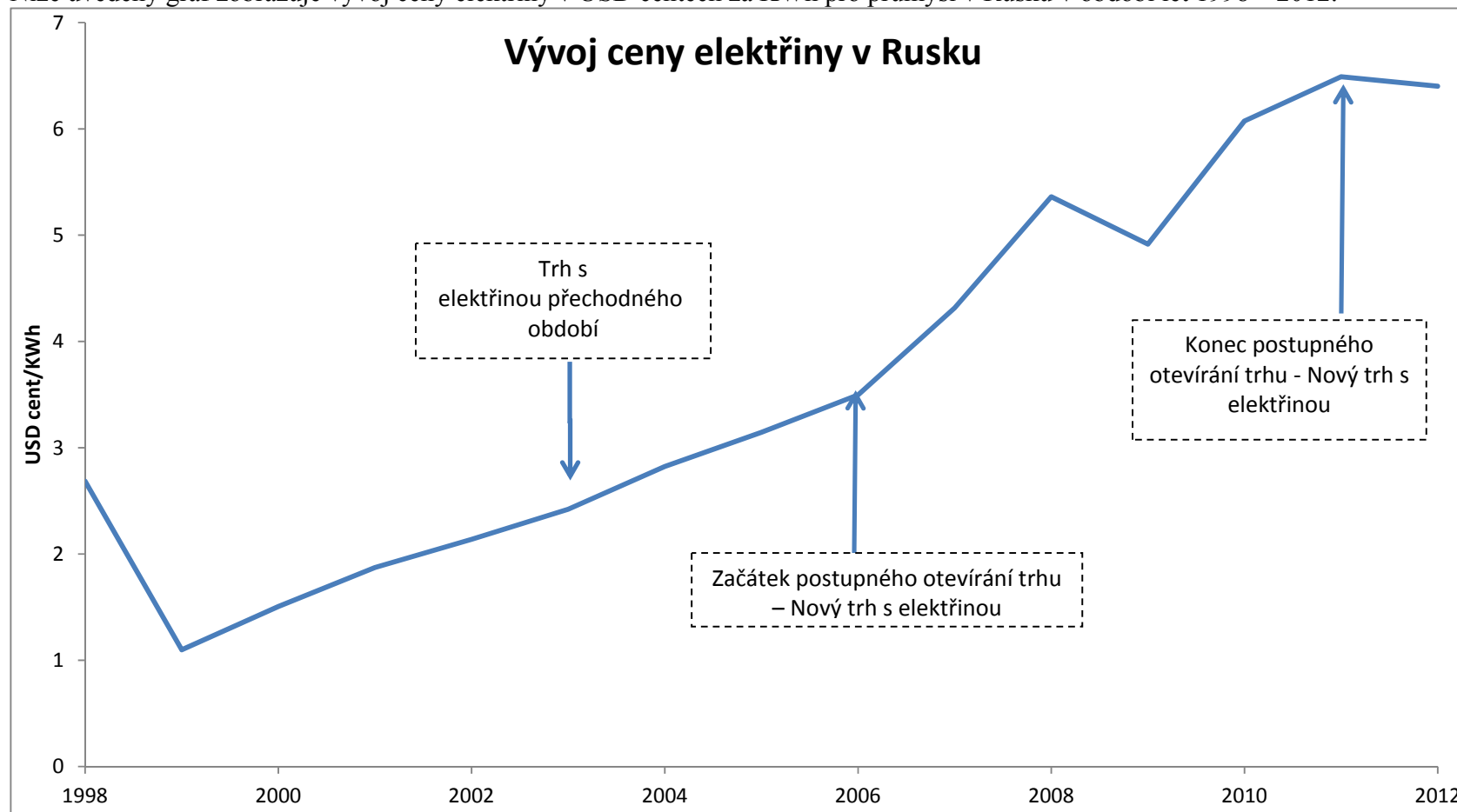
- 10:00 až 14:00,
- 14:03 až 18:45,
- 19:00 až 23:50.

Veškeré clearingové služby jsou poskytovány na burze společností CJSC JSCB National Clearing Centre. Tato společnost ve všech obchodech vystupuje jako centrální protistrana všech obchodů.

5.4 Vývoj ceny elektřiny

5.4.1 Vývoj ceny elektřiny

Níže uvedený graf zobrazuje vývoj ceny elektřiny v USD centech za KWh pro průmysl v Rusku v období let 1998 – 2012.

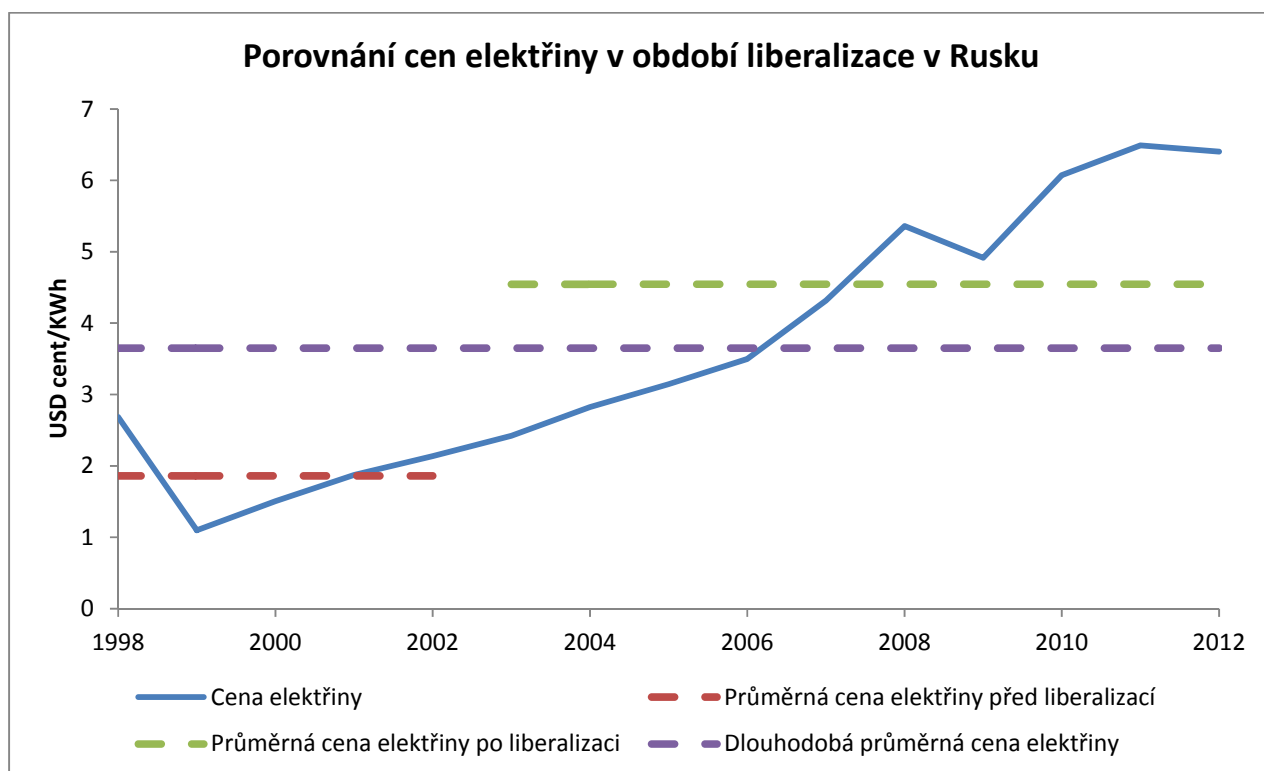


26 Vývoj ceny elektřiny v Rusku, data převzata z Rosstat (viz Příloha č. 5)

Na grafu jsou zvýrazněna období liberalizace na ruském trhu. V roce 2003 došlo k otevření trhu pro největší výrobce a odběratele, nicméně tento krok nebyl dostatečný, a proto došlo k úpravě liberalizačního procesu v Rusku pomocí tzv. Nového trhu s elektřinou, který se začal formovat od konce roku 2006 a plně otevřen všem odběratelům vyjma domácností je ruský trh od roku 2011 [64].

Z grafu je jasné, že jednotlivé liberalizační kroky jsou spojeny s obdobím růstu ceny elektřiny. V roce 1999 byla cena elektřiny zhruba 1 USD cent za kWh, v roce 2003 to bylo 2,5 USD centu, v roce 2006 3,5 USD centu a na konci období liberalizace v roce 2011 již 6,5 USD centu za kWh.

Výkyv cen v roce 2009 je způsoben dvěma faktory – jednak je to propad ceny v důsledku globální krize, ale také v důsledku změny metodiky výpočtu ceny elektřiny, kterou Rosstat používá pro své statistiky.



27 Porovnání cen elektřiny v období liberalizace v Rusku, data převzata z Rosstat (viz Příloha č. 5), vlastní výpočty

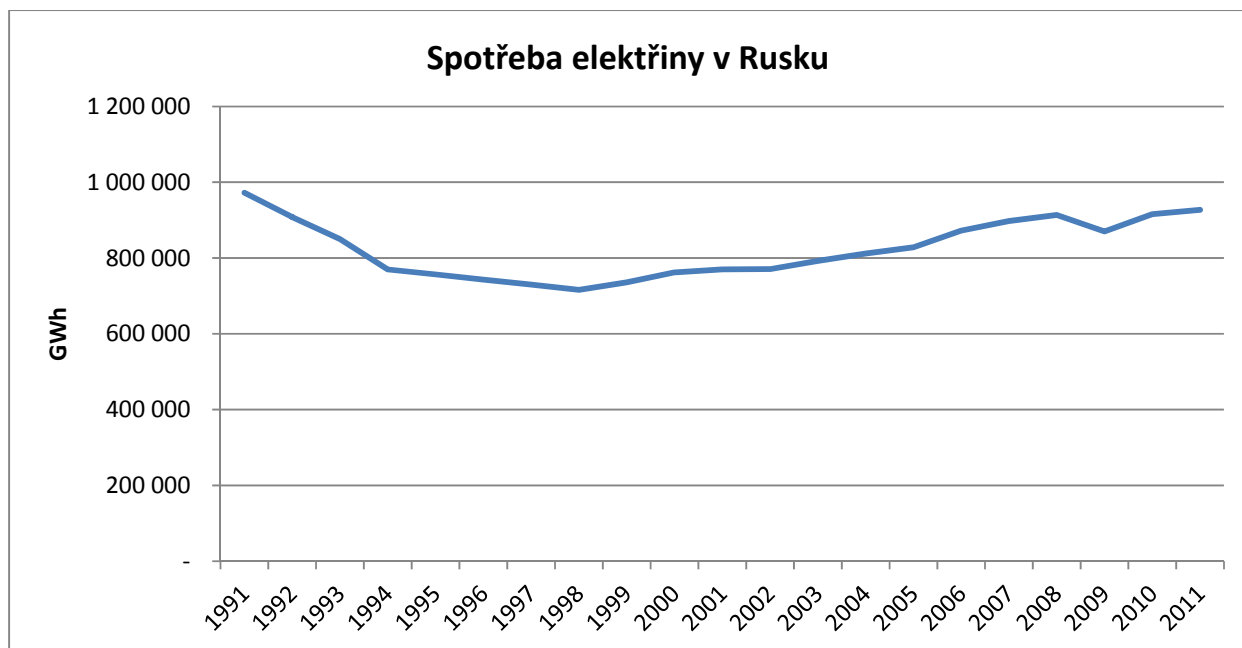
Průměrná cena v období před liberalizací byl 1,9 USD centu za kWh⁴, v období po liberalizaci tato cena byla na úrovni 4,5 USD centu. Za celé sledované období byla průměrná cena elektřiny v úrovni 3,7 USD centu za kWh.

Průměrné tempo růstu ceny elektřiny v období po liberalizaci bylo 4,5 % a celkové průměrné meziroční tempo růstu za sledované období bylo 3,6 %.

5.4.2 Další vlivy působící na cenu elektřiny

Stejně jako v předchozích kapitolách, i v případě Ruska je nutné se zabírat i vývojem dalších vlivů působících na cenu elektřiny.

5.4.2.1 Spotřeba elektřiny



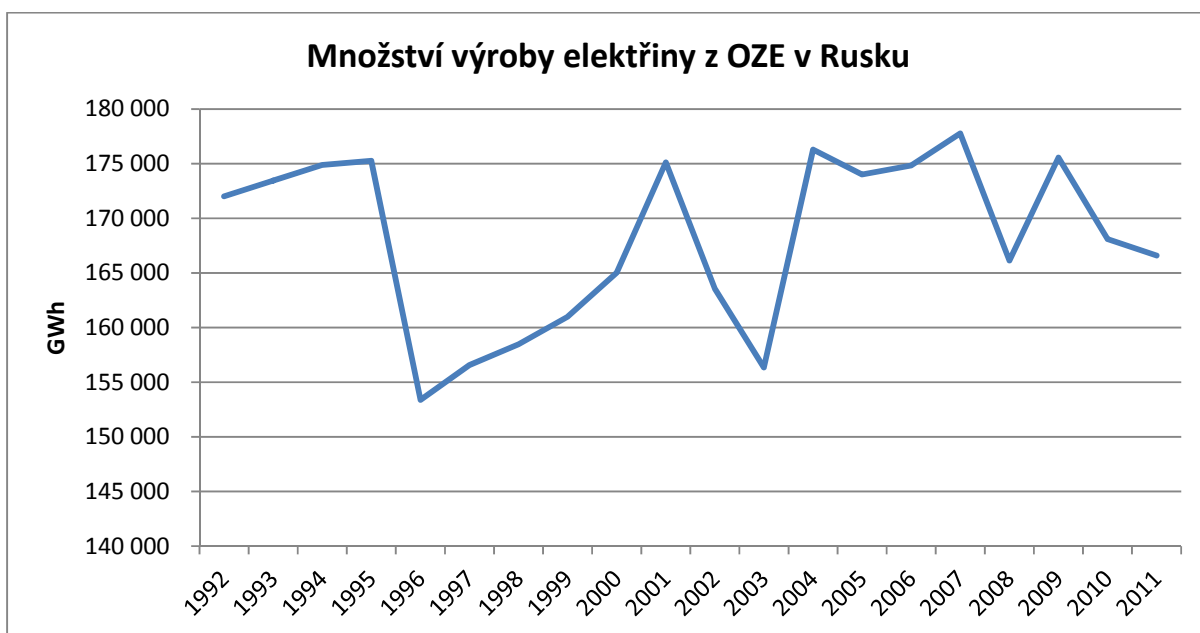
28 Spotřeba elektřiny brutto v Rusku, data převzata z World bank (viz Příloha č. 5)

Spotřeba elektřiny v Rusku na počátku devadesátých let klesala. To bylo způsobeno rozpadem Sovětského svazu, zrušením centrálně plánovaného hospodářství a zánikem mnoha podniků, především v oblasti těžkého a energeticky náročného průmyslu.

⁴Průměr cen před liberalizací je počítán na základě relativně krátké časové řady, proto vypovídající hodnota je omezená.

Od roku 1998 ale spotřeba elektřiny v Rusku postupně narůstala. Tento nárůst je spojen s rozvojem Ruska, makroekonomickou stabilitou a narůstající výkonností ruské ekonomiky, která je z velké části velmi náročná na spotřebu elektřiny. Nárůst spotřeby byl přerušen pouze v roce 2009 v souvislosti s celosvětovou finanční a hospodářskou krizí, která měla vliv na utlumení ekonomiky Ruska a zprostředkovaně na zmenšení spotřeby elektřiny [81], [82].

5.4.2.2 Množství výroby elektřiny z OZE



29 Množství výroby elektřiny z OZE v Rusku, data převzata z EIA (viz Příloha č. 5)

Majoritní podíl na výrobě elektřiny z OZE v Rusku mají vodní elektrárny. V těchto vodních zdrojích se vyrábí přes 15 % celkové elektřiny generované v Rusku.

Proměnný a kolísavý charakter výroby elektřiny z OZE je dán proměnnými hydrologickými podmínkami v Rusku v jednotlivých letech. V rocích bohatých na srážky se produkce elektřiny OZE blíží hodnotě 175 TWh elektřiny ročně, naopak minimální výroba byla historicky na úrovni 155 TWh elektřiny [68].

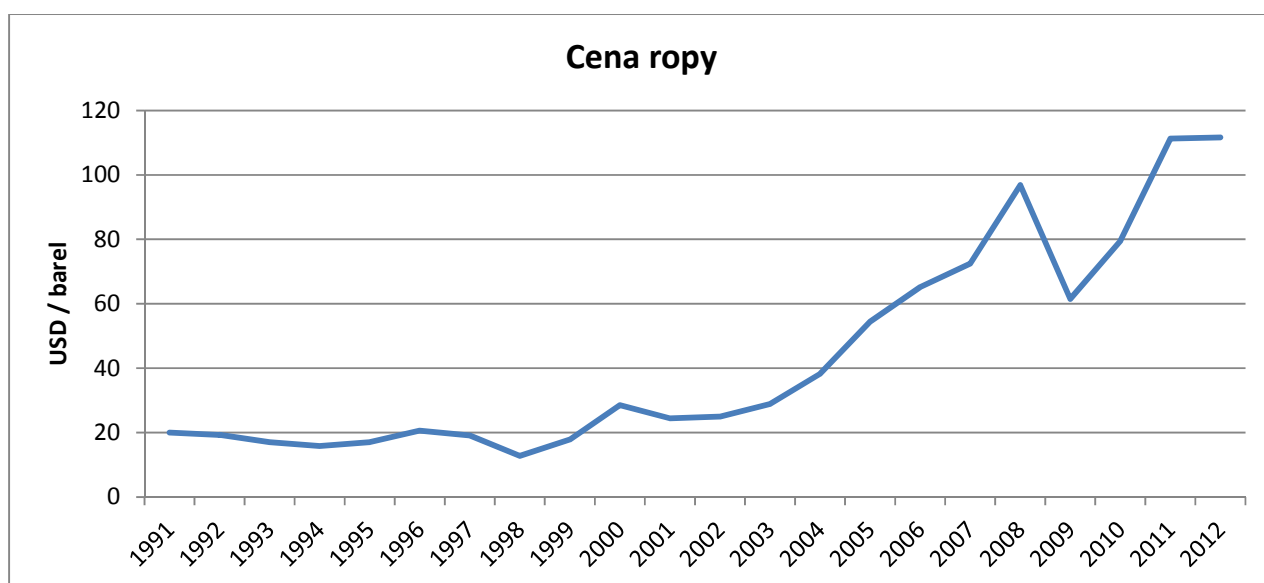
5.4.2.3 Cena emisních povolenek

Ruská federace není zapojena do evropského systému obchodování s emisními povolenkami EU ETS. Nicméně Rusko jako jedna z mnoha zemí, které ratifikovaly Kjótský protokol, se taktéž

účastní obchodu s emisními povolenkami, nicméně v celosvětovém modelu obchodování s povolenkami [34].

Z historických důvodů, kdy v Rusku převládal těžký a energeticky náročný průmysl, je v Rusku každoročně alokováno mnohem více povolenek, než je třeba a Rusko tyto přebytky prodává jiným zemím. Producenti elektřiny tedy nemusí tyto povolenky pro svoji produkci kupovat, proto není z našeho pohledu relevantní zkoumat dopad vývoje ceny povolenek na cenu elektřiny.

5.4.2.4 Cena ropy



30 Cena ropy v Rusku, data převzata z EIA (viz Příloha č. 5)

Cena ropy vykazovala od roku 2000 setrvalý růst. Tento růst byl dán celosvětovou makroekonomickou konjunkturou spojenou s větší spotřebou paliv a tedy větší poptávkou po ropě.

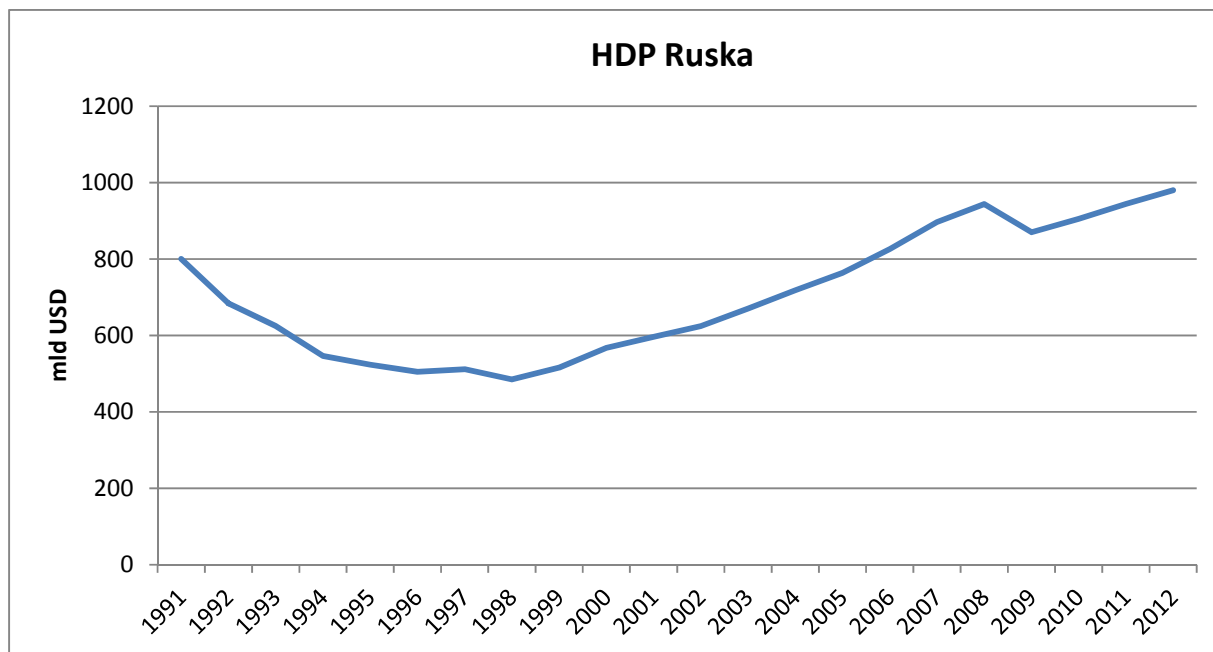
Růst cen byl přerušen pouze v roce 2009 v reakci na světovou finanční krizi. Od této doby cena ropy na světových trzích opět roste.

5.4.2.5 Cena uhlí

Z důvodů historického vývoje a z důvodů zvyklostí na trhu s hnědým/termálním uhlím neexistují oficiální statistiky a přehledy o cenách uhlí.

U černého uhlí relevantní trh určující tržní cenu černého uhlí sice existuje, nicméně existuje pouze krátce a nelze tedy z dlouhodobého hlediska posuzovat vliv ceny na liberalizaci trhu s elektřinou [26]. Navíc ruský trh s uhlím má mnohá specifika a tudíž ani takovéto ceny by nebyly plně vypovídající o skutečných poměrech na ruském trhu.

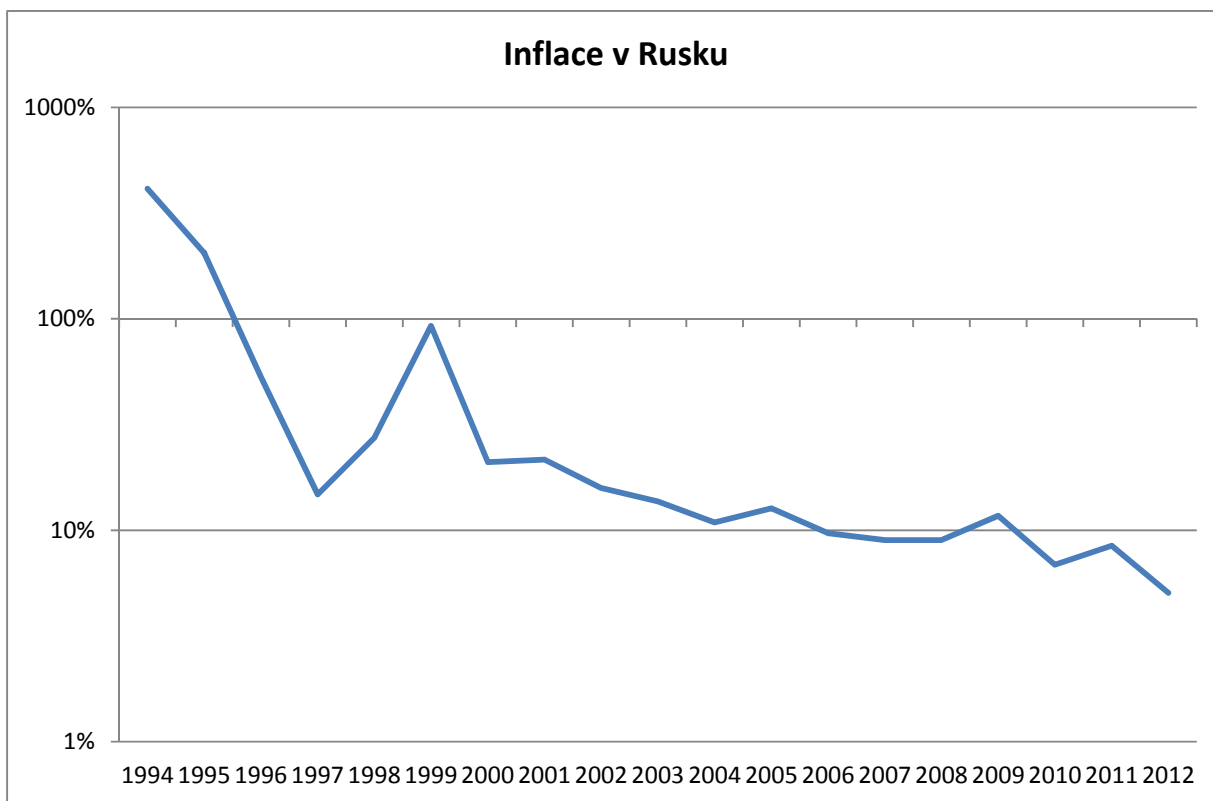
5.4.2.6 HDP



31 HDP Ruska reálné, data převzata z World bank (viz příloha č. 5)

HDP Ruska po rozpadu Sovětského svazu výrazně poklesl z důvodu změny systému celého hospodářství, které bylo dlouho centrálně řízeno a umělo navyšováno. Po propadu s vrcholem v roce 1998 se nicméně Rusko zotavilo a stejně jako většina vyspělých zemí začala velikost HDP v Rusku konstantně a celkem výrazně růst. Přerušení konstantního růstu nastalo v roce 2009 jako důsledek celosvětové hospodářské krize [81], [82].

5.4.2.7 Inflace



32 Inflace v Rusku, data převzata z World bank (viz Příloha č. 5)

Po rozpadu Sovětského svazu dosáhla inflace v Rusku závratných hodnot v řádech stovek procent, kdy ceny všech statků přestaly být uměle stanovovány v rámci centrálního plánování.

Zhruba od roku 2004 se inflace v Rusku pohybovala na úrovni okolo 10 %, přičemž v posledních letech se inflace pohybuje pod touto hranicí [81], [82].

5.5 *Ekonometrický model liberalizace*

Zjištění v této kapitole souvisejí zejména s Hypotézou č. 3 (Liberalizace trhu s elektřinou měla vliv na cenu elektřiny pro spotřebitele) a Hypotézou č. 4 (Vlivem liberalizace trhu s elektřinou došlo ke snížení ceny elektřiny pro spotřebitele).

5.5.1 *Ekonometrická analýza*

Vliv liberalizace na cenu elektřiny bude v Rusku zkoumán pomocí vícenásobné regrese. Podrobné vysvětlení modelu je v kapitole 3.5. Regresory budou liberalizační proces trhu s elektrickou energií, HDP Ruské federace a cena ropy Brent. Použitím ročních časových řad se předejde nepříjemnostem spojeným se sezónností.

Veškeré použité datové vstupy jsou uvedeny v Příloze č. 5 této práce.

Následující model obsahuje tyto proměnné:

- *Elektr* – cena elektřiny pro průmysl (USD/kWh),
- *HDP* – reálný hrubý domácí produkt (mld. USD),
- *Liber* – podíl liberalizovaného trhu na celkovém trhu s elektřinou (%),
- *Ropa* – průměrná cena ropy Brent v daném roce (USD/barel).

Vzhledem k nestacionaritě časových řad ceny elektřiny, HDP a ceny ropy bylo nutné řady diferencovat.

Logaritmy hodnot časových řad byly využity u cenových řad a HDP. Tato úprava je vhodná především pro finanční časové řady, protože poskytne raději než absolutní změny hodnot v časové řadě jejich procentuální změny, což je pro interpretaci vhodnější.

Pro vyhodnocení byl sestaven a spočítán následující model:

$$\overline{d(\log(\text{elektr}))} = -0.088 + 3.368 * \overline{d(\log(\text{HDP}))} + 0.151 * \overline{\text{liber}} - 0.494 * \overline{d(\log(\text{ropa}))}$$

(s_{b_i})	(0.183)	(3.703)	(0.296)	(0.603)
$(tpoměr)$	(-0.480)	(1.044)	(0.512)	(-0.820)
$(p\text{-hodnota})$	(0.641)	(0.321)	(0.620)	(0.432)

$$n = 14, \quad R^2 = 0.10, \quad R_{adj}^2 = -0.17, \quad (13)$$

Jak je vidět na všech p -hodnotách proměnných, ani jedna není v modelu statisticky významná. Cena elektřiny v Ruské federaci je pravděpodobně tvořena úplně jinými vlivy než hrubým domácím produktem země, postupnou liberalizací trhu s elektřinou a cenou ropy. Toto tvrzení však nelze 100% potvrdit vzhledem k velmi nízkému počtu pozorování, ze kterých byl model odhadován.

Oba koeficienty vícenásobné determinace vyšly velmi nízké. Lze říct, že modelem bylo vysvětleno v průměru 1 % rozptylu tempa růstu ceny v Rusku. R_{adj}^2 představuje koeficient vícenásobné determinace korigovaný počtem stupňů volnosti, jehož interpretace je podobná R^2 . Veškeré parametry i diagnostika modelu potvrzují, že tento model je pro trh s elektrickou energií v Rusku naprosto nevhodný. Cena elektřiny musí být na ruském trhu určována jinými veličinami než hrubým domácím produktem, liberalizací a cenou ropy Brent.

5.5.1.1 Shrnutí ekonometrického modelu

Z ekonometrického modelu vychází, že v Rusku na cenu elektřiny nemají vliv žádné ze zkoumaných veličin. Výsledná hodnota $R^2 = 0,10$ znamená, že model nevysvětluje změny ceny elektřiny v Rusku z daných vstupních veličin. Stejný výsledek vyšel při zkoušení zbylých časových řad, a proto není zřejmé, jaké vlivy přímo ovlivňují cenu elektřiny v Rusku.

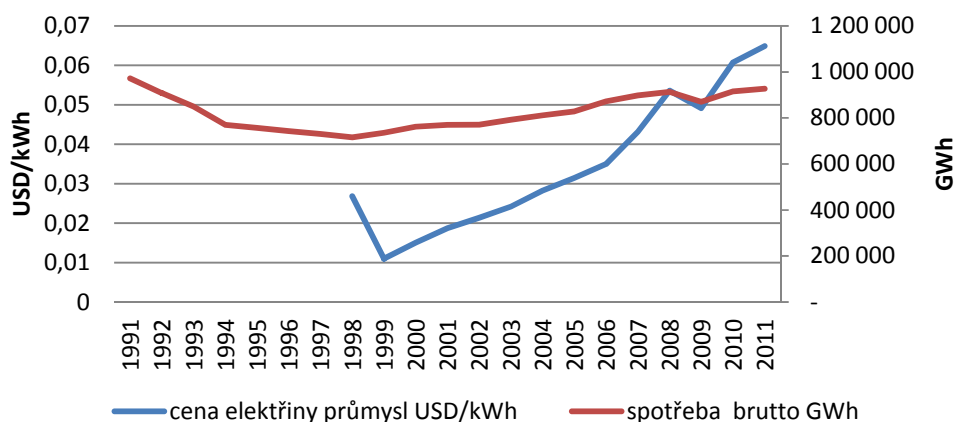
5.5.2 Korelační analýza

V této části budou srovnány možné vztahy mezi cenou elektrické energie a dalšími veličinami, zahrnutými i nezahrnutými do ekonometrického modelu. Míra závislosti náhodných veličin bude posuzována na základě korelačních koeficientů.

V následujícím textu bude pracováno s těmito zkratkami a veličinami:

- El_CENA – cena elektřiny pro průmysl (USD/kWh),
- El_SPOTR – spotřebované množství elektřiny (brutto, GWh),
- OZE - množství výroby elektřiny z OZE (GWh),
- ROPA – průměrná cena ropy Brent v daném roce (USD/barel),
- HDP – hrubý domácí produkt (mld. USD),
- INFL – míra inflace (%).

5.5.2.1 Cena elektřiny a spotřebované množství elektřiny



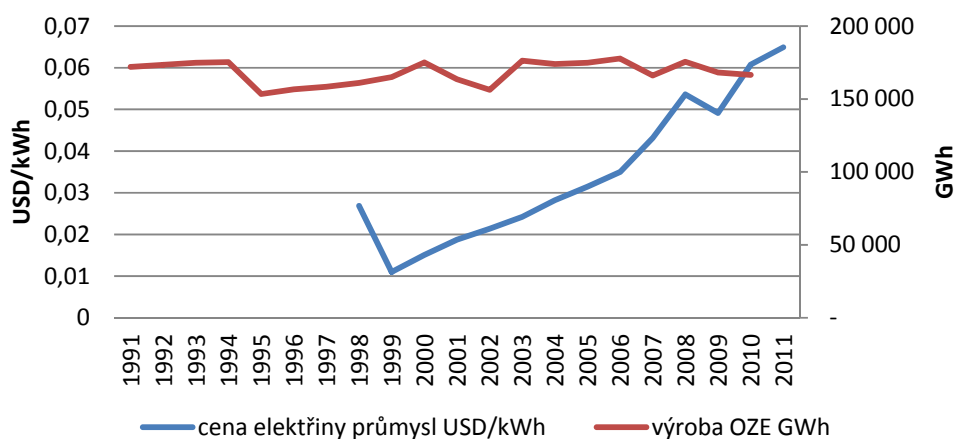
33 Vývoj ceny a spotřeby elektřiny (Rusko)

	Cena elektřiny	Spotřeba elektřiny
Cena elektřiny	1.00	0.91
Spotřeba elektřiny	0.91	1.00

Tabulka 9 Korelační matice pro cenu a spotřebu elektřiny (Rusko)

Korelační koeficient mezi cenou elektřiny a množstvím spotřebované elektřiny ukazuje na přímou závislost, kdy s rostoucí spotřebou elektřiny roste i její cena.

5.5.2.2 Cena elektřiny a množství výroby elektřiny z OZE



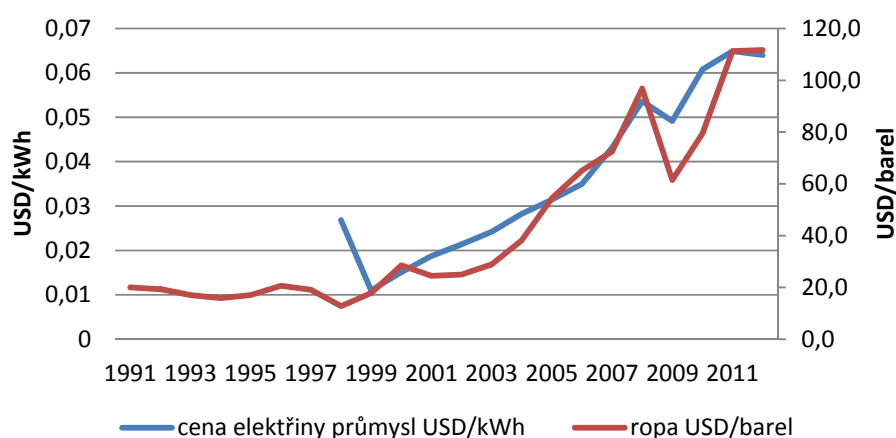
34 Vývoj ceny elektřiny a množství vyrobené elektřiny z OZE (Rusko)

	Cena elektřiny	OZE
Cena elektřiny	1.00	0.26
OZE	0.26	1.00

Tabulka 10 Korelační matice pro cenu elektřiny a množství vyrobené elektřiny z OZE (Rusko)

Většina vyrobené elektřiny z obnovitelných zdrojů v Rusku je z vodních elektráren a množství vyrobené elektřiny je v čase velmi konstantní. V porovnání s cenou elektřiny nám vychází korelační koeficient ukazující velmi malou závislost mezi jednotlivými cenami.

5.5.2.3 Cena elektřiny a cena ropy



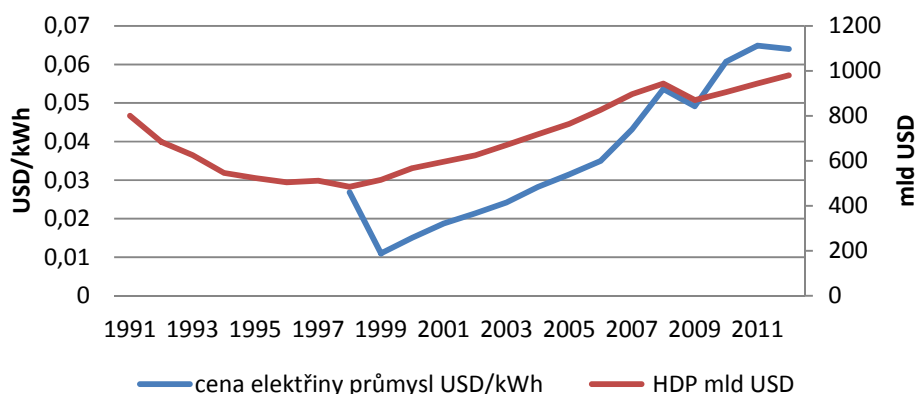
35 Vývoj ceny elektřiny a ceny ropy (Rusko)

	Cena elektřiny	Cena ropy
Cena elektřiny	1.00	0.94
Cena ropy	0.94	1.00

Tabulka 11 Korelační matice pro cenu elektřiny a cenu ropy (Rusko)

Podobně jako v České republice i v Rusku ukazuje korelační koeficient velkou závislost mezi cenou elektřiny a cenou ropy, i když v modelu vyšla cena ropy jako veličina nevysvětlující cenu elektřiny. Lze se domnívat, že obě veličiny mají podobný trend růstu ceny, avšak cena elektřiny není přímo ovlivněna změnou ceny ropy.

5.5.2.4 Cena elektřiny a HDP země



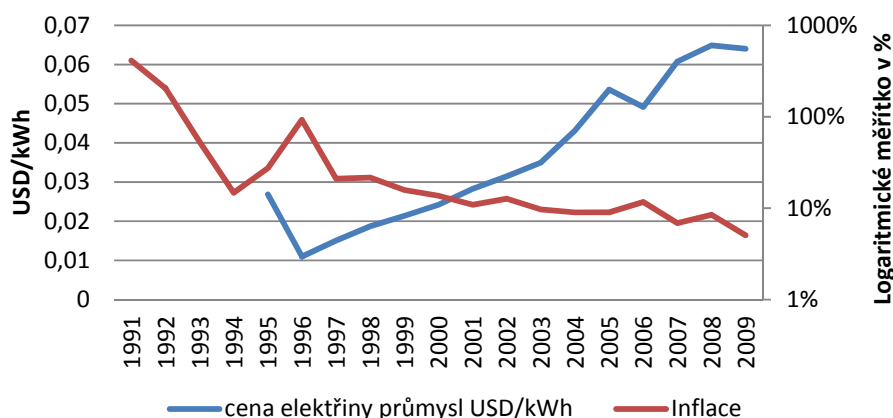
36 Vývoj ceny elektřiny a HDP (Rusko)

	Cena elektřiny	HDP
Cena elektřiny	1.00	0.92
HDP	0.92	1.00

Tabulka 12 Korelační matice pro cenu elektřiny a HDP (Rusko)

Korelační koeficient mezi cenou elektřiny a velikostí hrubého domácího produktu Ruska ukazuje na přímou závislost, kdy s rostoucím HDP roste i cena elektřiny. Model popisující vývoj ceny elektřiny v Rusku však přiřadil vývoji HDP nevýznamnou hodnotu. V tomto případě lze říct, že HDP má stejný trend vývoje jako cena elektřiny, avšak změna HDP nemění cenu elektřiny.

5.5.2.5 Cena elektřiny a míra inflace



37 Vývoj ceny elektřiny a míry inflace (Rusko)

	Cena elektřiny	Inflace
Cena elektřiny	1.00	-0.57
Inflace	-0.57	1.00

Tabulka 13 Korelační matice pro cenu elektřiny a míru inflace (Rusko)

Porovnání mezi inflací a cenou elektřiny ukazuje, že v době výrazné inflace v roce 1996 došlo ke zlevnění ceny elektřiny a tak vychází, že s klesající inflací roste cena elektřiny, tedy nepřímý vztah. Kvůli vysoké míře inflace má pomocná osa grafu logaritmické měřítko.

5.5.2.6 Shrnutí korelační analýzy

Korelační analýza ukázala vysokou míru korelace mezi cenou elektřiny a spotřebou elektřiny, cenou ropy, vývojem HDP a vývojem liberalizace. Žádná z těchto proměnných však podle ekonometrického modelu neměla přímý vliv na změnu ceny elektřiny. Množství vyrobené elektřiny z obnovitelných zdrojů v Rusku není zkorelováno s cenou elektřiny. Toto je dáno konstantním množstvím výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů v Rusku, zejména z vodních elektráren, které se v čase nemění. U inflace vyšla nepřímá závislost, tedy s klesající inflací rostla cena elektřiny, což je dáno přepočtem ceny na USD a velkou měnovou deflací v Rusku.

	EL_CENA	EL_SPOTR	OZE	ROPA	HDP	INFL
EL_CENA	1.00	0.91	0.26	0.94	0.92	-0.57
EL_SPOTR	0.91	1.00	0.46	0.96	0.99	-0.58
OZE	0.26	0.46	1.00	0.34	0.48	-0.39
ROPA	0.94	0.96	0.34	1.00	0.95	-0.51
HDP	0.92	0.99	0.48	0.95	1.00	-0.61
INFL	-0.57	-0.58	-0.39	-0.51	-0.61	1.00

Tabulka 14 Korelační matice pro cenu elektřiny a veličiny, které na ni mají vliv (Rusko)

Trh s elektřinou v Německu

6

6.1 Průběh liberalizace

Zjištění uvedená v této kapitole souvisejí zejména s Hypotézou č. 1 (Liberalizace trhu s elektřinou ovlivnila současnou podobu trhu s elektřinou).

6.1.1 Energetický trh před liberalizací

Na rozdíl od Velké Británie nebo Francie v Západním Německu neexistoval nikdy státní monopol v energetice. Místo toho byla energetika v Německu složena ze státem vlastněných společností, privátních společností a společností s částečným podílem státu. V Německu vznikl systém oblastních monopolů. Po první světové válce byla jednotlivá distribuční území rozdělena demarkačními kontrakty mezi společnostmi vyrábějící elektřinu. Tento systém byl nadále posílen energetickým zákonem z roku 1935 (“Gesetz zur Förderung der Energiewirtschaft vom 13. Dezember 1935”). Vznikala propojení mezi obecnými energetikami a výrobci energií, zejména z důvodů investic do energetických společností z veřejných zdrojů. Obecné energetiky dostávaly elektřinu z těch zdrojů, kde měly majetkový podíl. Tento systém zajišťoval městům podíly na zisku velkých výrobců elektřiny a takto nastavený systém vydržel skoro sto let [58].

Před začátkem liberalizace v Německu v roce 1998 byly společnosti vyrábějící elektřinu rozděleny do třech kategorií:

- Nadregionální společnosti – v roce 1997 byly zastoupeny osmi energetickými společnostmi zajišťujícími přenos a výrobu elektřiny. Tyto společnosti vyráběly 79 % celkového množství elektřiny v Německu. Každá ze společností měla monopol na přenos elektřiny na svém území. Společnosti RWE, VEW, EnBW, BEWAG a HEW byly aktivní v celém řetězci od výroby až po prodej konečným zákazníkům. Zbylé společnosti PreussenElektra AG, Bayerwerk AG a VEAG byly aktivní jen ve výrobě a přenosu.
- Regionální společnosti – okolo 80 regionálních společností s podílem na celkové výrobě elektřiny vy výši 10 %. Tyto společnosti odebíraly elektřinu od nadregionálních společností a dodávaly ji konečným zákazníkům.
- Lokální společnosti – v roce 1997 existovalo okolo 900 obecních energetik, které zásobovaly konečné zákazníky v městech elektřinou, plynem, vodou a teplem. Jejich podíl na celkové výrobě elektřiny činil okolo 11 % [58].

Nákupy elektřiny probíhaly na základě dlouhodobých kontraktů, typicky na 20 let. V Německu byl model oblastních monopolů, kdy výrobu, přenos a distribuci zajišťovaly velké energetické společnosti. Obecní energetiky se podílely na ziscích velkých společností pomocí majetkových účastí. Dodávka elektřiny konečným zákazníkům byla většinou zajišťována obecními

energetikami, ale dodávaná elektřina pocházela z nadregionálních společností nebo obecních energetik (v přibližně stejném poměru).

6.1.2 Regulace v energetice před liberalizací

Před liberalizací byl sektor energetiky organizován podobně jako doprava nebo telekomunikace a to jako státní monopol. Hlavními argumenty pro monopolní postavení byly politické, veřejný zájem a skutečnost, že přirozený monopol je v energetice výhodnější než skupina konkurujících si společností.

Regulace byla zajištěna pomocí energetického zákona z roku 1935 „Energiewirtschaftsgesetz“, kterým také vznikly oblastní monopoly. Regulace byla prováděna pomocí:

- Kontrolního úřadu „Energieaufsicht der Länder“, který dohlížel na distribuci elektřiny, investice a koncové ceny pro domácnosti a živnostníky.
- Protikartelový úřad měl na starost kontrolu cen elektřiny pro průmyslové společnosti. Kontrola probíhala zpětně pomocí porovnání cen elektřiny ostatních společností. Zároveň tento úřad kontroloval slučování energetických společností [62].

6.1.3 Liberalizace

Vertikálně integrované společnosti v německém elektroenergetickém odvětví měly před liberalizací garantovanou monopolní pozici v jasně vymezených oblastech Německa. Přitom probíhaly kontroly kartelových dohod a výše cen.

První změna v energetice přišla v roce 1990 novým zákonem „Stromeinspeisungsgesetz“, který přikazoval operátorům přenosové soustavy vykupovat elektřinu z obnovitelných zdrojů za pevné výkupní ceny.

Proces liberalizace byl podnícen Evropskou komisí, která vydala směrnici 96/92/EC o liberalizaci energetiky.

Trhy s elektřinou a plynem ve Spolkové republice Německo byly otevřeny konkurenci novelou „Energierchtsnovelle 1998“ (Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts) ze dne 24. dubna 1998. Jako první model trhu byl zvolen systém nTPA, což znamená, že výrobce elektřiny a registrovaný zákazník z jiné části sítě mohly mezi sebou uzavřít dobrovolné smlouvy o dodávce. Další úpravy týkající se otevření trhu obsahovala novela „Energierchtsnovelle2003“

(Erstes Gesetz zur Änderung des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts) ze dne 20. května 2003. Podstatou této novely byl spravedlivý přístup k sítím a možnost postihů kartelových dohod týkajících se přístupu k přenosovým a distribučním soustavám.

Poté, co dne 13. července 2005 vstoupila v platnost novela „Energierrechtsnovelle 2005“ (Zweites Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrecht), došlo k přechodu od – do té doby nevyhovujícího – systému nTPA k regulovanému přístupu třetích stran, tj. modelu rTPA. Samotné ceny určuje nově přejmenovaná a z ministerstva vyčleněná agentura BNA se statutem nejvyšší federální autority, tzv. Bundesoberbehörde. Zároveň bylo vyžadováno právní rozdělení společností (unbundling) a vznikl nový regulační úřad „Bundesnetzagentur“.

Německo se v přijatém zákonu „Erneuerbare Energien Gesetz“ (EEG) zavazuje do roku 2020 pokrýt minimálně 20% své produkce elektrické energie obnovitelnými zdroji, přičemž z tohoto zákona rovněž plyne povinnost výkupu elektřiny z obnovitelných zdrojů energie a garance výkupního tarifu na 20 let. Dalším důležitým zákonem je zákon o kombinované výrobě elektrické energie a tepla (KWK-G), který zvýhodňuje výkup elektřiny z kogenerace.

Nejprve na trhu působilo osm lokálních monopolistických podniků, které byly stanoveny zákonem. Poté proběhla vlna fúzí, při níž vznikl E.ON a druhým velkým hráčem na trhu se stalo RWE – tyto dvě společnosti ovládají dohromady přibližně 70 % německého trhu s elektřinou. Mimo to došlo k zahraničním investicím a do čtvrté největší elektroenergetické firmy EnBW na německém trhu s elektřinou kapitálově vstoupila francouzská EDF [58], [62].

Celkový vývoj postupného otevírání trhu byl následující:

- **Rok 1998**
 - **Liberalizace energetiky v Německu**
Celková liberalizace energetiky – otevření trhu konkurenci pro všechny zákazníky. Zvolen nTPA model přístupu třetích stran na přenosové soustavy.
- **2005**
 - **Nový model přístupu třetích stran**
Systém přístupu třetích stran na přenosovou soustavu byl změněn na rTPA.

6.1.4 Unbundling

Dle energetického zákona z roku 2005 musejí být provozovatelé přenosových soustav (TSO) odděleni jak funkčně, tak formálně. Naproti tomu provozovatelé distribučních soustav (DSO),

kteří mají méně než 100 000 zákazníků, nejsou k unbundlingu nuceni. Ti s více zákazníky museli oddělit výrobu, distribuci a prodej elektřiny do 1. července roku 2007, avšak většina z nich tak učinila již v předstihu před tímto datem.

V současné době působí v německém elektroenergetickém sektoru kolem 900 vertikálně integrovaných společností, které jsou subjekty podléhající unbundlingu a tudíž musejí mít mimo jiné oddělené účty. 150 z nich pak musí provést úplný výše zmíněný unbundling [62].

6.2 Subjekty a infrastruktura trhu

Zjištění uvedená v této kapitole souvisejí zejména s Hypotézou č. 2 (Struktura trhu s elektřinou je determinována nastavenými liberalizačními principy).

Energetickou společností je právnická osoba, která ovládá určitou část elektrizační soustavy, nebo má právo používat určitou část soustavy jako vlastník. Energetické společnosti, které dodávají elektřinu domácnostem, musejí tuto skutečnost oznámit BNA, která publikuje jejich seznam na svých webových stránkách.

V roce 2007 dosáhl počet organizačních jednotek působících v německém energetickém odvětví čísla 1043, což představuje největší množství v EU. Přesto však trhu dominují 4 velké společnosti, které sice vznikly sérií vládou povolených fúzí, nicméně v současné době představují nemalý problém, jelikož tvoří integrované monopoly, které zabraňují rozšíření konkurence na trhu.

6.2.1 Výkon státní správy

6.2.1.1 Ministerstvo průmyslu a obchodu

Energetická politika spadá do pravomocí Spolkového ministerstva pro ekonomiku a technologie (BMWi), které rovněž vykonává dozor nad agenturou BNA.

6.2.1.2 Bundesnetzagentur

Agentura BNA byla vytvořena 1. srpna 2005 a její hlavní úkol spočívá v zajištění předpokladů pro fungování konkurenčního prostředí pomocí unbundlingu a regulování trhu s elektřinou. To jinými slovy znamená zajištění nediskriminačního přístupu k sítím a kontrolování cen za jejich použití. BNA má dále systémovou odpovědnost za operátory sítí a podobně spadá do její kompetence řešení stížností zákazníků.

I když byla agentura vydělena ze struktury ministerstva ekonomie a technologií, některé z nejdůležitějších mechanismů byly přesto ponechány ministerstvu, které je známo svým shovívavým postojem vůči podnikatelskému sektoru. V otázkách konkurence a fungování trhu BNA sdílí pravomoci s Federálním úřadem pro kartely, který má též na starosti řešení stížností ohledně cen u dodavatelů na federální úrovni. Stížnosti týkající se cen u dodavatelů elektřiny s méně než 100.000 zákazníky řeší regulační úřady jednotlivých spolkových zemí (Landesregulierungsbehörden der Bundesländer) [21].

6.2.2 Největší subjekty na trhu s elektřinou

RWE AG

Akciová společnost RWE vznikla v roce 2000 sloučením s VEW a je dnes druhým největším dodavatelem elektřiny v Německu a třetím největším v Evropě. Do majetku společnosti spadá mimo jiné několik distribučních společností včetně části přenosové soustavy na území SRN a taktéž působí ve Velké Británii, Maďarsku, Rakousku a v dalších zemích Evropy [22].

E.ON Energie AG

Akciová společnost E.ON Energie vznikla v roce 2000 sloučením dvou významných průmyslových firem Německa (VEBA a VIAG), resp. jejich částí Bayernwerka Preussen Elektra. Se sídlem v Mnichově je E.ON Energie největším privátně vlastněným dodavatelem služeb v oblasti energetiky v Evropě, kde dodává elektřinu a plyn 17 milionům zákazníků. Na území SRN vlastní množství menších regionálních a městských distribučních společností včetně části přenosové soustavy, jako je tomu v případě RWE AG. Divize střední Evropa, která zahrnuje i Německo, tvoří bezmála 50% tržeb skupiny E.ON [23].

EnBW Energie Baden-Württemberg AG

Akciová společnost EnBW – vlastněna francouzským gigantem EdF – je se 6 miliony zákazníků třetím největším dodavatelem elektřiny v Německu. Společnost působí kromě tradičního regionu v jihozápadní části Německa také v dalších zemích střední, jihovýchodní a východní Evropy. Na území spolkové země Baden-Württemberg vlastní EnBW nejen distribuční, nýbrž i přenosovou soustavu [25].

Vattenfall Europe AG

Akciová společnost Vattenfall Europe vznikla v roce 2002 po sloučení společností Bewag, HEW, LAUBAG a VEAG. Se svým sídlem v Berlíně má dnes Vattenfall Europe kolem 6 milionů zákazníků a tvoří 60% tržeb mateřské společnosti Vattenfall AB, která je vlastněna švédskou vládou a působí ve Švédsku, Německu, Dánsku, Polsku a Finsku. Vattenfall je zároveň největším producentem tepla a 4. největším výrobcem elektřiny v Evropě [24].

6.2.3 Sektor výroby elektřiny

Jak již bylo rozvedeno výše, na území Německa působí čtyři hlavní energetické skupiny, které v případě výroby elektřiny dohromady zajišťují 90% celkového vyrobeného množství elektrické energie v Německu. Přitom dva největší výrobci, tj. E.ON a RWE, mají dohromady přibližně 60% podíl na trhu a zbylí dva hlavní výrobci, tj. Vattenfall a EnBW, se dělí o 30% trhu.

RWE Power

Instalovaný výkon společnosti RWE Power činí 33 GW, přičemž z toho 33% představují zdroje na hnědé uhlí, 28% na černé uhlí, 19% jaderné a 11% zdroje na zemní plyn. Celkové vyrobené množství elektřiny v těchto zdrojích v roce 2007 dosáhlo 184 TWh, což RWE řadí na 1. místo mezi výrobci elektřiny v Německu (30%) a na 2. místo v Evropě (9%) [22].

E.ON

Základem výrobní kapacity E.ONu jsou jaderné a uhelné elektrárny. Instalovaný výkon společnosti v Německu dosahuje 26 GW, přičemž z toho 6% představují zdroje na hnědé uhlí, 30% na černé uhlí, 34% jaderné, 16% na zemní plyn a 13% vodní zdroje. Celkové vyrobené množství elektřiny v těchto zdrojích v roce 2007 dosáhlo 268 TWh [23].

EnBW Kraftwerke

Do společnosti EnBW Kraftwerke spadá většina elektráren firmy EnBW, přičemž jejich celkový instalovaný výkon představuje 14 GW. Z toho konvenční spalovací elektrárny tvoří 33% instalovaného výkonu, jaderné elektrárny 39% a elektrárny vyrábějící elektřinu z OZE 19% [25].

Vattenfall Europe Generation AG & Co. KG

Společnost Vattenfall má díky nedávno provedeným modernizacím nejmodernější elektrárny v Evropě o celkovém instalovaném výkonu 15,2 GW. Z toho konvenční spalovací elektrárny tvoří 75% instalovaného výkonu, jaderné elektrárny 6% a vodní elektrárny 19%. Celkové vyrobené množství elektřiny v těchto zdrojích v roce 2007 dosáhlo 77 TWh elektřiny, což představuje přibližně 50% roční výroby skupiny Vattenfall AB [24].

6.2.4 Sektor přenosu elektřiny a služby operátora trhu

Provozovatel přenosové soustavy je právnická osoba odpovědná za provoz, údržbu a rozvoj přenosové soustavy v určité oblasti. Tato soustava se skládá z vedení VVN a VN a slouží k zásobování distribučních soustav a velkých zákazníků elektřinou.

Provozovatel distribuční soustavy provozuje systém, který primárně slouží k zásobování konečných zákazníků elektřinou. Přitom distribucí rozumíme přepravu elektrické energie na VN a NN.

Přenosová soustava

Podobně, jako je tomu i u ostatních činností v elektroenergetickém sektoru v SRN, provozují přenosovou soustavu čtyři dříve uvedené energetické skupiny, které ji zároveň i vlastní. Proto je obtížné garantovat, že se potenciálním konkurentům dostane spravedlivého přístupu k soustavě, neboť neexistuje motivace pro její vlastníky tento zajistit.

Obecně si spotřebitelé v SRN stěžují na příliš vysoké poplatky za přenos, které jsou zjevně nad průměrem EU. Důsledkem toho agentura BNA již rozhodla o snížení těchto poplatků, nicméně v současné době představuje nemalý problém elektřina vyrobená ve větrných elektrárnách na severu země, která musí být přenesena na jih Německa ke spotřebitelům. Jelikož přenosová kapacita německých vedení není sto toto množství elektrické energie přenést, musí být k jeho přenosu použita zahraniční vedení, čímž dochází k tranzitu části tohoto výkonu také přes ČR a další státy. Němečtí provozovatelé přenosových soustav zastávají také roli operátora trhu v daných oblastech. Mají na starost výpočet odchylek pro jednotlivé skupiny zákazníků a výrobců [21].

Amprion - RWE Transportnetz Strom GmbH.

Společnost RWE Transportnetz Strom v sobě spojuje veškeré aktivity skupiny v oblasti přenosu elektřiny pod jménem Amprion. Přenosová soustava RWE Transportnetz, do které spadají vedení o napětíových hladinách 220 kV a 380 kV, měří 11 300 km a je nejdelší v SRN (délka všech vedení vlastněných RWE činí 334 800 km).

TenneT - E.ON Netz GmbH.

Společnost E.ON Netz provozuje přenosovou soustavu rozprostírající se na 140 000 km², tedy přibližně na třetině území SRN pod jménem TenneT. Jelikož se jedná o dlouhý pás vedení od severu až k jihu Německa, je přenosová soustava řízena ze dvou dispečerských center, a sice ze severního centra v Lehrte u Hannoveru a z jižního centra v Dachau u Mnichova.

Transnet BW – EnBW Transportnetze A.G.

Společnost EnBW Transportnetze má stejnou úlohu jako předchozí dva provozovatelé přenosových soustav pod jménem Transnet BW. Jeho přenosová soustava pokrývá 34 600 km² a délka vedení činí dohromady 3 647 km.

50 Hertz – Vattenfall Europe Transmission GmbH

Společnost Vattenfall Europe Transmission je posledním provozovatelem přenosové soustavy v Německu pod jménem 50 Hertz, jehož přenosová soustava se rozprostírá na území o rozloze 110 000 km². Přitom délka vedení o napěťových hladinách 380 kV dosahuje 6 500 km a délka vedení o napěťových hladinách 220 kV činí 2 900 km.

6.2.5 Sektor distribuce elektřiny

V SRN působí kolem 60 regionálních provozovatelů distribučních soustav, dále více než 20 městských distributorů a přes 800 malých a středních soukromých distributorů. Podniky zajišťující distribuci elektřiny mají povinnost informovat své koncové zákazníky o platných tarifech a nesmí diferencovat ceny podle druhu zákazníků [21].

6.2.6 Obchodníci s elektřinou

V poslední době se konkurence na německém trhu s elektřinou zintenzivňuje, což je mimo jiné přivazeno neustále rostoucím počtem obchodníků. Obecně se většina z nich snaží primárně prosadit na trhu s dodávkami elektřiny pro průmyslové zákazníky, které jsou objemnější a z jejich pohledu rentabilnější, než trh s dodávkami elektřiny pro domácnosti.

RWE Trading GmbH

Společnost RWE Trading byla založena v roce 2000 a jejím úkolem je řídit veškeré obchodování v rámci skupiny RWE. Mimo německého trhu s elektřinou působí na dalších 11 trzích v Evropě, přičemž obchoduje nejen s elektrickou energií, nýbrž i s komoditami jako jsou zemní plyn, uhlí, ropa, emisní povolenky a finanční deriváty za účelem zajištění stabilních cen.

E.ON Energy Trading AG

Společnost E.ON Trading je odpovědná za všechny obchodní aktivity skupiny E.ON v Evropě. Přitom obchoduje s elektřinou, zemním plynem, ropou, uhlím, biomasou a emisními povolenkami. Společným cílem je minimalizovat cenová rizika spojená s výrobními aktivitami skupiny E.ON.

EnBW Trading GmbH

Společnost EnBW Trading byla založena v roce 1997 a od té doby zodpovídá za obchodování s elektřinou, zemním plynem, uhlím, ropou a finančními deriváty v rámci celého koncernu EnBW. Od poloviny roku 2002 firma také působí na trhu s emisními povolenkami.

Vattenfall Trading Services

Společnost Vattenfall Trading Services sdružuje obchodní aktivity skupiny Vattenfall a je akreditována na burzách v Lipsku (EEX), Oslu (Nordpool), Amsterdamu (APX), Paříži (Powernext), Varšavě (POLPX) a Bruselu (Belpex). Stejně jako v případě výše zmíněných společností obchoduje nejen s elektřinou, nýbrž i se zemním plynem, uhlím, ropou, emisními povolenkami a finančními deriváty.

6.2.7 Koneční zákazníci

Sektor domácností tvoří v Německu přibližně polovinu tržeb za elektřinu, následován sektorem průmyslových zákazníků s 34% a sektorem firem s 14%. Zatímco k největšímu počtu změn dodavatele elektřiny od počátku liberalizace v roce 1999 došlo v sektoru průmyslových zákazníků (41%), v případě firemních zákazníků a domácností se jedná shodně jen o 7% z nich. To mimo jiné potvrzuje skutečnost, že průmysloví zákazníci představují z pohledu obchodníků nejzajímavější sektor odběratelů, kteří jsou zároveň ochotni změnit dodavatele elektřiny. Dle průzkumu provedeného mezi německými domácnostmi se ukázalo, že jedním z hlavních důvodů odrazujících tuto skupinu zákazníků od změny dodavatele je strach z odpojení, což je velice nepravděpodobný scénář.

6.3 Přehled obchodů s elektřinou

6.3.1 Dvoustranné smlouvy

Bilaterální smlouvy jsou taktéž v Německu základním prostředkem pro realizování prodeje a nákupu elektřiny mezi dvěma subjekty. Veškeré záležitosti daného obchodu včetně ceny za samotnou elektřinu záleží pouze na domluvě obou smluvních stran.

6.3.2 Denní trh s elektřinou (Day–Ahead Market)

Denní trh s elektřinou je organizován skrze European Power Exchange EPEX SPOT SE (EPEXSPOT), který představuje společný denní trh pro Francii, Německo, Rakousko a Švýcarsko.

V rámci EPEX SPOT jsou obchodovány jednotlivé hodiny následujícího dne skrze aukce, kde se střetává nabídka a poptávka. Jednotlivé příkazy na nákup a prodej fyzické elektřiny musí být zadány do 12:00 dne předcházející dni dodávky a výsledky jsou zveřejněny do 12:40.

Německý denní trh je od roku 2010 taktéž součástí market – couplingu s francouzským trhem. Jedná se o způsob implicitní aukce kapacit přeshraničních přenosů, kdy dochází k sesouhlasování trhů za účelem optimalizace využívání přeshraničních profilů [26], [27].

6.3.3 Vnitrodenní trh s elektřinou (intraday)

V rámci EPEX SPOT je taktéž organizován nepřetržitý vnitrodenní trh s elektřinou. Jednotlivé nabídky a poptávky musejí být do systému zadány nejpozději 45 minut před obchodovanou hodinou fyzické dodávky. Jakmile se v systému spárují 2 obchodní příkazy, jsou ihned vykonány.

Od roku 2010 je v rámci EPEX SPOT možno realizovat přeshraniční vnitrodenní trh mezi Francií a Německem [26], [27].

6.3.4 Evropská energetická burza EEX

Evropská energetická burza (EEX) sídlí v Lipsku a byla vytvořena v roce 2002 sloučením LPX burzy Leipzig a European Energy Exchange působící ve Frankfurtu nad Mohanem. Základními kritérii při zakládání Evropské energetické burzy byla likvidita, transparentnost, jednoduchost a samozřejmě rentabilita. EEX je v současné době druhou největší burzou elektrické energie v Evropě, na které působí 170 obchodníků z 19 zemí. Cílem burzy EEX je stát se vedoucí institucí v obchodu s energií v regionu střední Evropy, přičemž obchodovatelnými produkty mají být nejen elektřina, nýbrž i zemní plyn aj.

Od léta 2002 poskytuje burza denní trh a v září 2006 burza EEX dále otevřela vnitrodenní trh (tzv. intraday trading), který probíhá nepřetržitě.

Druhým nově vzniklým trhem je trh s futures, na kterém jsou obchodovány standardní produkty, jako jsou futures a options na elektřinu, plyn, emisní povolenky i uhlí. Druhy kontraktů jsou pro období:

- týdenní produkt pro následujících 5 týdnů včetně současného,
- měsíční produkt pro následujících 7 měsíců včetně současného měsíce,
- kvartální produkt pro následujících 7 kvartálů,
- roční produkt pro následujících 6 let .

Pomocí kombinování futures a spotových kontraktů je možné se zajistit před riziky volatility a zvyšování cen.

Clearingové služby zajišťuje European Commodity Clearing (ECC), která představuje centrální protistranu pro obchody realizované na burze [26].

6.3.5 Odchytky a regulační energie

Každý provozovatel přenosové soustavy je zodpovědný za vyrovnávání odchylky mezi výrobou a spotřebou elektřiny ve své soustavě tak, aby zajistil její bezpečný a spolehlivý provoz. Zatímco nasmlouvání primární a sekundární regulační energie probíhá v půlročních cyklech, tzv. minutová rezerva je získávána v denních konkurzech.

Systém pro vyrovnávání odchylek se řídí následujícími pravidly [21]:

- ceny za odchylky jednotlivých bilančních okruhů jsou kalkulovány ve čtvrt hodinových intervalech,
- cena pozitivních i negativních odchylek bilančních okruhů je symetrická,
- přebytkové subjekty zodpovědné za bilanční okruh dostanou zapláceno za pokrytí odchylek od deficitních subjektů,
- ceny za odchylky se zveřejňují na internetových stránkách jednotlivých provozovatelů přenosových soustav pro ostatní zainteresované strany,
- hlavním atributem všech aukcí je transparentnost.

Pro provozovatele přenosových soustav na území Německa představuje neustále rostoucí podíl instalovaného výkonu v OZE nezbytnost větší a dražší regulace, jelikož v případě nedostatku elektřiny z větrných elektráren musí být tento deficit pokryt elektrickou energií vyrobenou v jiných zdrojích. Toto s sebou nese vyšší náklady jednotlivých provozovatelů a tím pádem i vyšší ceny pro koncové zákazníky.

6.3.6 Přeshraniční obchod

SRN je díky své geografické poloze středem mezinárodních přenosů, přičemž na všech hranicích – kromě té s Rakouskem – dochází k přetížení. Přestože má být pro alokace přenosových kapacit použit tržní, nediskriminační a koordinovaný systém, je přeshraniční obchod stále omezen kvůli nedostatečným přeshraničním profilům. V důsledku toho je v posledních letech možné pozorovat

rostoucí trend v oblasti investic do přenosových vedení propojujících jednotlivé přenosové soustavy a potažmo země v jednotné soustavě UCTE.

Aukce přeshraničních kapacit

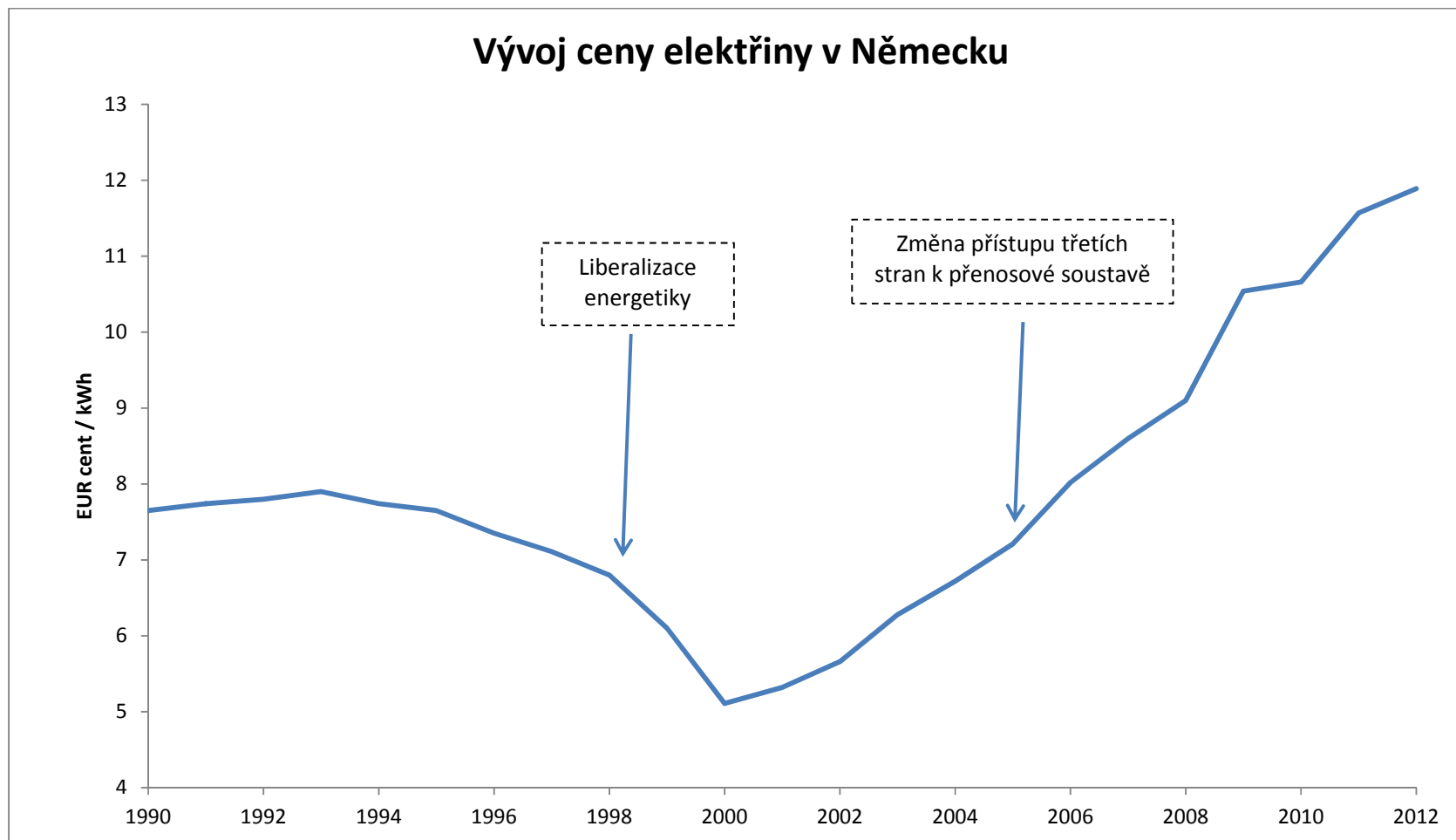
Kapacity na úzkých profilech se již od roku 1999 přidělují ve formě aukcí, které musejí probíhat v souladu s platnými zákony. Přitom obchodované aukce jsou roční, měsíční a denní.

Od roku 2010 je německý denní trh součástí market – couplingu s francouzským trhem. Jedná se o způsob implicitní aukce kapacit přeshraničních přenosů, kdy dochází k sesouhlasování trhů za účelem optimalizace využívání přeshraničních profilů.

6.4 Vývoj ceny elektřiny

6.4.1 Vývoj ceny elektřiny

Níže uvedený graf zobrazuje vývoj ceny elektřiny v EUR centech za kWh pro průmysl v Německu v období let 1990 – 2012.

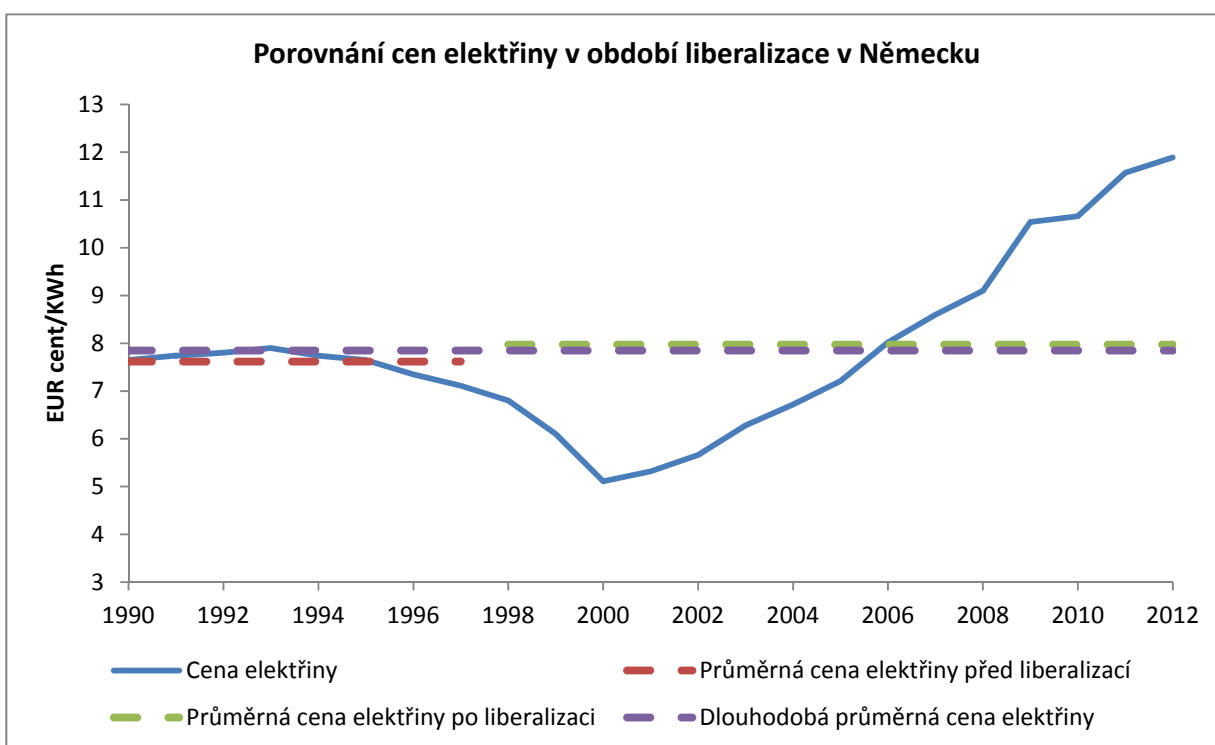


38 Vývoj ceny elektřiny v Německu, data převzata z Destatis (viz Příloha č. 2)

Na tomto grafu je vyznačen rok 1998 jako termín jednorázového otevření trhu a také rok 2005, kdy došlo ke změně principu přístupu třetích stran k přenosové soustavě z původního systému nTPA na systém rTPA [62].

Z grafu vyplývá, že vývoj ceny elektřiny po otevření trhu byl klesající povahy do roku 2000. Zatímco rok před otevřením trhu stála elektřina 7,1 EUR centu za kWh, v roce 2000 to bylo 5,1 EUR centu za kWh, což byl meziroční průměrný pokles o cca 10 %.

Od roku 2000 cena elektřiny v Německu rostla a to až na cenu 11,9 EUR centu za kWh v roce 2012. Tento nárůst od roku 2000 představuje průměrný meziroční nárůst cen mezi těmito roky o cca 7 %.



39 Porovnání cen elektřiny v období liberalizace v Německu, data převzata z Destatis (viz Příloha č. 2), vlastní výpočty

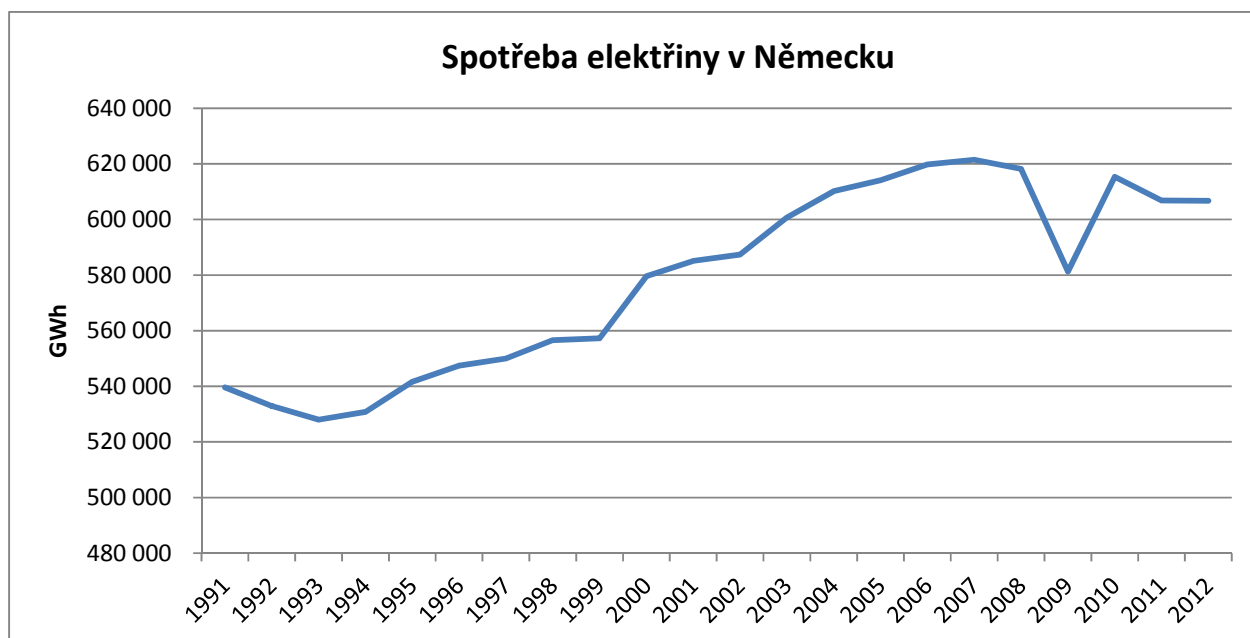
Průměrná cena elektřiny před liberalizací v Německu byla 7,6 EUR centu za kWh, po liberalizaci až do roku 2012 byla průměrná ceny elektřiny 8 EUR centu za kWh, což představuje rozdíl 4,5 %.

Průměrné tempo růstu ceny elektřiny v období před liberalizací bylo – 1 %, v období po liberalizaci bylo průměrné meziroční tempo růstu 4 %. Průměrné tempo růstu ceny elektřiny v celém období jsou 2 %.

6.4.2 Další vlivy působící na cenu elektřiny

Stejně jako v předchozích kapitolách, i v případě Německa je nutné se zabírat i vývojem dalších vlivů působících na cenu elektřiny.

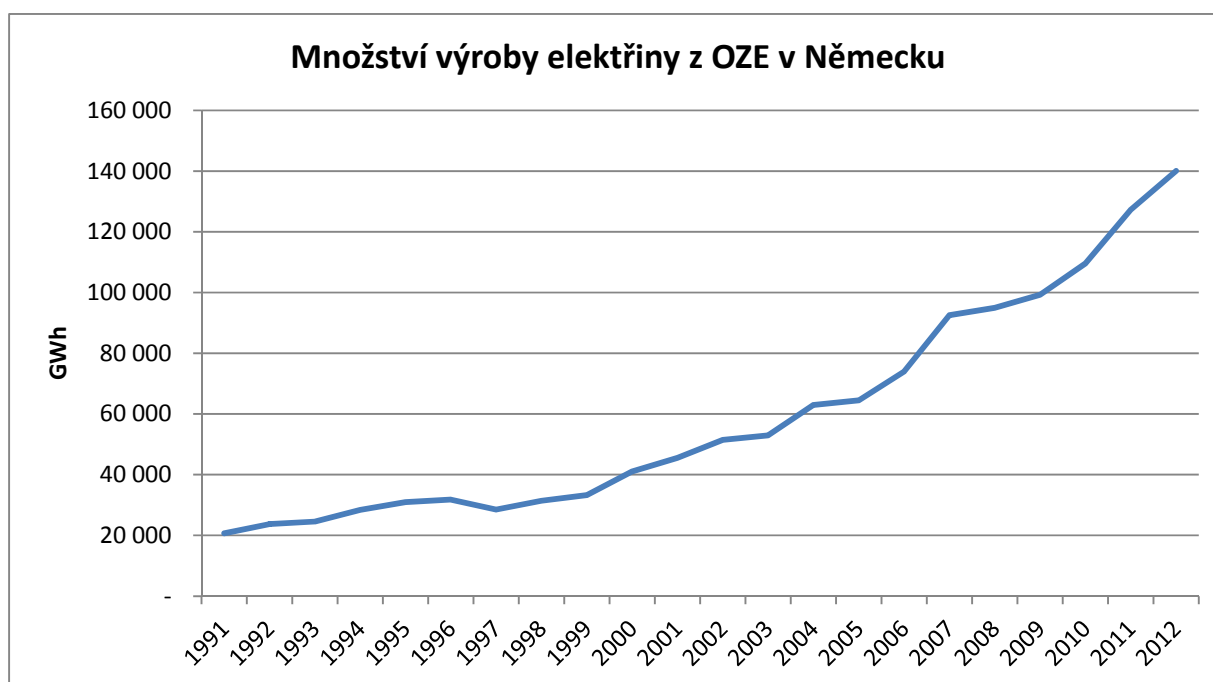
6.4.2.1 Spotřeba elektřiny



40 Spotřeba elektřiny brutto v Německu, data převzata z Destatis (viz Příloha č. 2)

Poptávka po elektřině v Německu vykazuje rostoucí charakter od roku 1993 až do roku 2007, kdy spotřeba elektřiny byla ve výši 621,5 TWh. Rostoucí trend kopíroval makroekonomický vývoj, respektive s příchodem finanční krize v roce 2008 spotřeba elektřiny jednorázově propadla o více než 5 % [85].

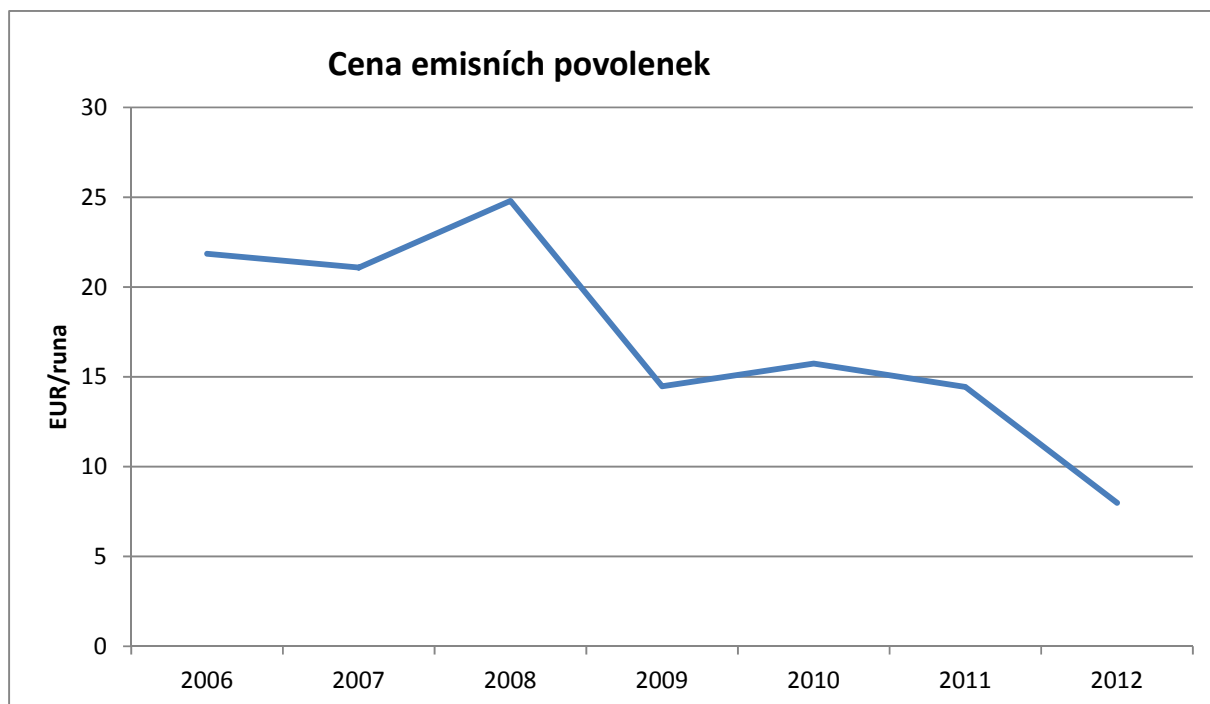
6.4.2.2 Množství výroby elektřiny z OZE



41 Množství výroby elektřiny z OZE v Německu, data převzata z EIA (viz Příloha č. 2)

Německá výroba elektřiny z OZE má dlouhodobě rostoucí charakter, přičemž zhruba od roku 2005 se jedná o velmi progresivní navyšování této výroby. Důvodem je především velký důraz německé vlády na využívání obnovitelných zdrojů, kdy především vlivem politických rozhodnutí o podpoře těchto zdrojů dochází k masivním investicím, zejména do větrných parků v přímořských oblastech na severu Německa [33].

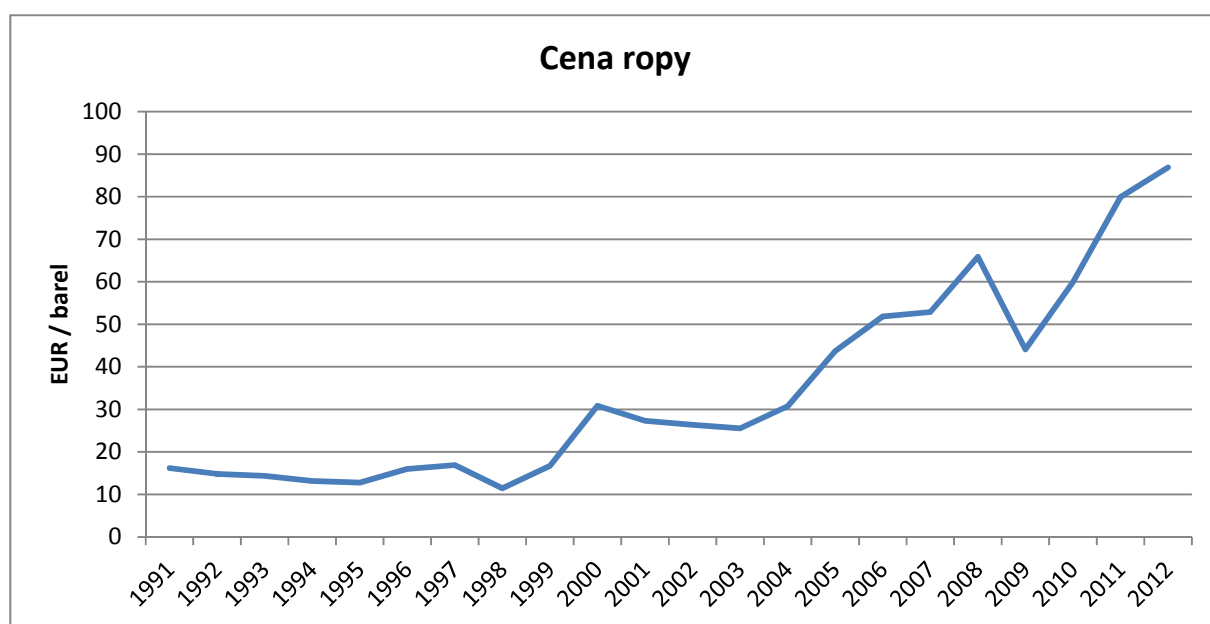
6.4.2.3 Cena emisních povolenek



42 Cena emisních povolenek, data převzata z EEX (viz Příloha č. 2)

Cena povolenek kopíruje cenu povolenek v ČR a Francii, neboť se jedná o společný evropský systém trhu s povolenkami [26].

6.4.2.4 Cena ropy



43 Cena ropy, data převzata z EIA (viz Příloha č. 2)

Cena ropy vykazovala od roku 2000 setrvalý růst. Tento byl dán celosvětovou makroekonomickou konjunkturou spojenou s větší spotřebou paliv a tedy větší poptávkou po ropě.

Růst cen byl přerušen pouze v roce 2009 v reakci na světovou finanční krizi. Od této doby cena ropy na světových trzích opět roste [33].

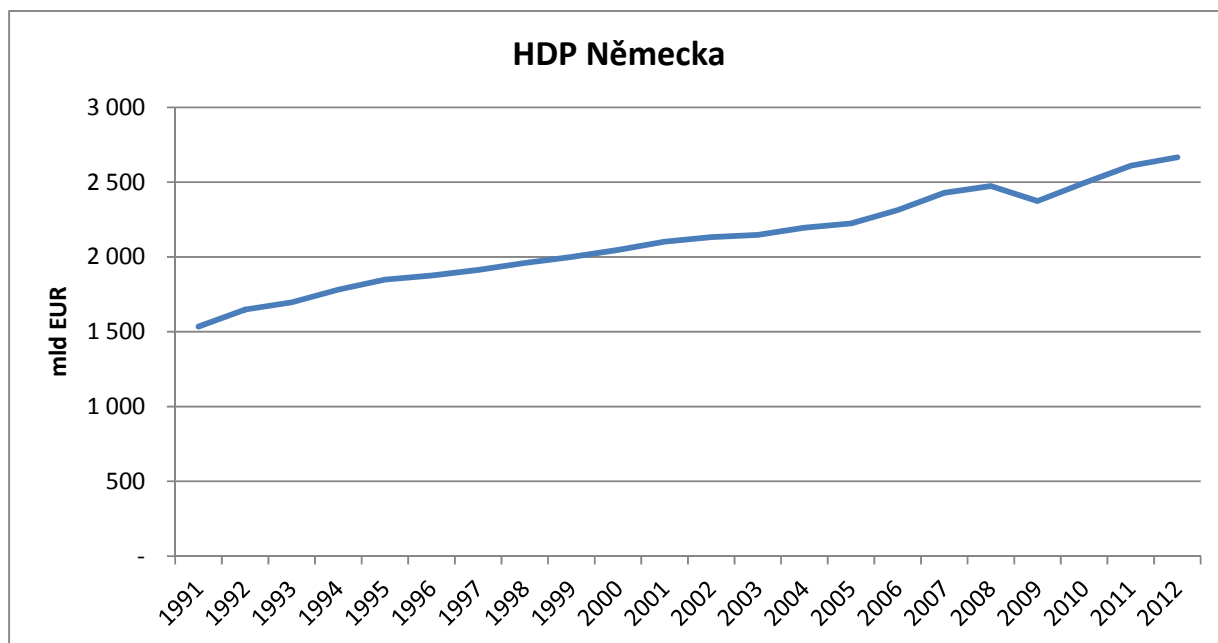
6.4.2.5 Cena uhlí

Cena uhlí v Německu nemá tak velký vliv na vývoj ceny elektřiny, jako je tomu např. v ČR. Významný podíl elektřiny je v Německu produkován pomocí OZE (téměř celá čtvrtina) a taktéž značná část elektřiny je produkována v jaderných elektrárnách (pětina produkce). Je ale pravdou, že po politickém rozhodnutí o postupném uzavření jaderných elektráren podíl výroby elektřiny z uhlí bude pomalu stoupat.

Z důvodu neexistence trhu s hnědým uhlím, které je primárním typem uhlí pro výrobu elektřiny z fosilních paliv v Německu, neexistují oficiální statistiky o cenách hnědého uhlí. Navíc, jak již bylo zmíněno u modelu obchodování s hnědým uhlím v ČR, uhelné kontrakty jsou navázány pomocí cenových vzorců na cenu elektřiny, kdy primárním hybatelem je změna ceny elektřiny, dle které se upravují ceny hnědého uhlí, tudíž je nerelevantní zkoumat závislost změny ceny hnědého uhlí na ceně elektřiny.

Z těchto důvodů není cena uhlí uvažována v modelu vývoje cen elektřiny v Německu.

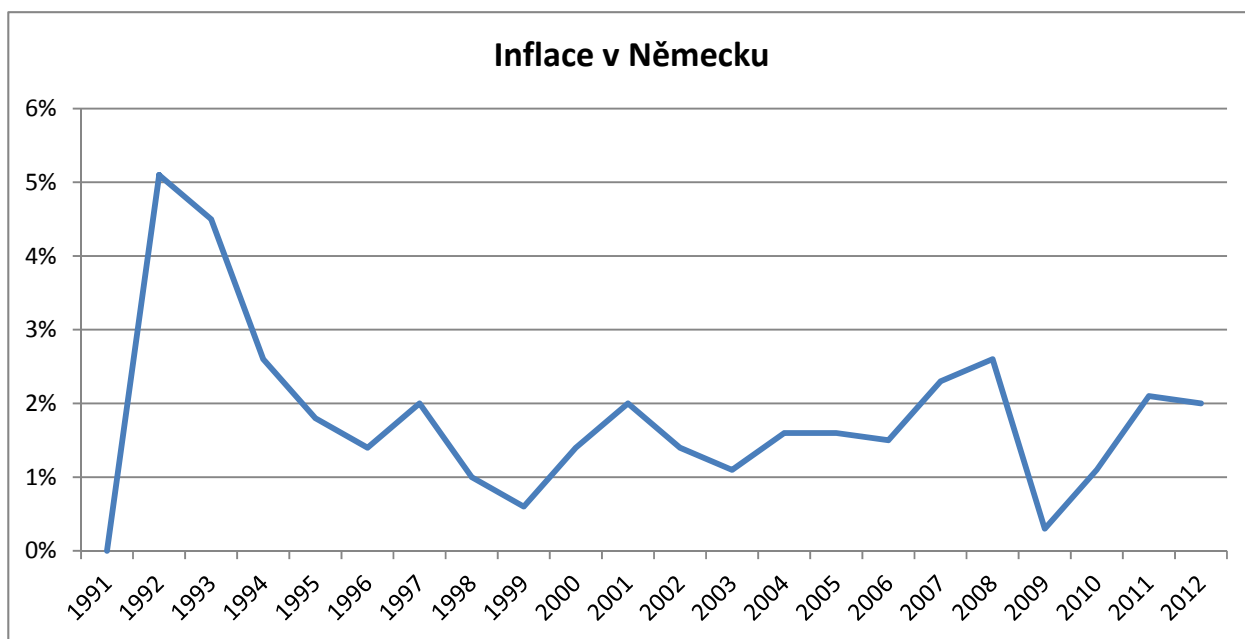
6.4.2.6 HDP



44 HDP Německa, data převzata z Destatis (viz Příloha č. 2)

Německo jako jedna z největších ekonomik světa dosahuje produkce značných hodnot HDP. Vývoj HDP v Německu kopíruje vývoje vyspělých ekonomik světa, kdy trvalý růst byl přerušen rokem 2009 v reakci na světovou finanční a hospodářskou krizi. Od tohoto roku nicméně opět německá ekonomika trvale roste, přičemž hodnota HDP za rok 2012 byla ve výši téměř 2,7 bilionu EUR [85].

6.4.2.7 Inflace



45 Inflace v Německu, data převzata z Destatis (viz Příloha č. 2)

Inflace v Německu po sjednocení vykazovala jednorázově vyšších hodnot, nicméně zhruba od roku 2005 se udržovala v pásmu do 2 %. V roce 2009 se inflace v důsledku krize propadla k téměř nulové hodnotě, od té doby se pohybuje okolo 2 % [85].

6.5 *Ekonometrický model liberalizace*

Zjištění v této kapitole souvisejí zejména s Hypotézou č. 3 (Liberalizace trhu s elektřinou měla vliv na cenu elektřiny pro spotřebitele) a Hypotézou č. 4 (Vlivem liberalizace trhu s elektřinou došlo ke snížení ceny elektřiny pro spotřebitele).

6.5.1 *Ekonometrická analýza*

Vliv liberalizace na cenu elektřiny bude v Německu zkoumán především pomocí vícenásobné regrese. Podrobný popis metody je uveden v kapitole 3.5. Regresory budou liberalizační proces trhu s elektrickou energií, HDP a cena ropy Brent. Použitím ročních časových řad se předejde nepřijemnostem spojeným se sezónností.

Veškeré použité datové vstupy jsou uvedeny v Příloze č. 2 této práce.

Následující model obsahuje tyto proměnné:

- *Elektr* – cena elektřiny pro průmysl (EUR/kWh),
- *Spotr_el* – celková spotřeba elektřiny (brutto, GWh),
- *Liber* – velikost liberalizovaného trhu – v Německu nebyl trh liberalizován postupně ale najednou, proto tato proměnná nabývá pouze dvou hodnot, a to 1 – pro období v němž probíhá liberalizační proces a všech po něm následujících obdobích, a 0 – pro období v němž liberalizace neprobíhá.
- *Ropa* – průměrná cena ropy Brent v daném roce (EUR/barel).

V Německu bylo místo HDP v regresi použito spotřebované množství elektřiny, protože model obsahující HDP vykazoval multikolinearitu a takový model neposkytuje důvěryhodné výsledky.

Vzhledem k nestacionaritě časových řad ceny elektřiny, spotřeby elektřiny, liberalizace i ceny ropy bylo nutné řady diferencovat.

Logaritmy hodnot časových řad byly využity u cenových řad. Tato úprava je vhodná především pro finanční časové řady, protože poskytne raději než absolutní změny hodnot v časové řadě jejich procentuální změny, což je pro interpretaci vhodnější.

Předpokladem je, že liberalizační proces neovlivnil cenu elektřiny pouze v tom roce, ve kterém proběhl, ale také zpožděně v následujících letech. Pro lepší zachycení průběhu vlivu liberalizace na ceny elektrické energie v Německu byly do modelu zahrnuty zpoždění proměnné *liber*.

Postupnou analýzou bylo zjištěno, že nejlépe odpovídá realitě zahrnutí zpoždění o 2 časová období.

Pro vyhodnocení byl sestaven a spočítán následující model:

$$\overline{d(\log(\text{elektř}))} = 0.082 + 0.000 * \overline{d(\text{spotr_el})} - 0.09 * \overline{d(\text{liber})}$$

(s_b)	(0.035)	(0.000)	(0.043)
($tpoměr$)	(2.317)	(-0.512)	(-2.088)
(p -hodnota)	(0.046)	(0.620)	(0.066)

$$-0.09 * \overline{d(\text{liber})}_{t-1} - 0.16 * \overline{d(\text{liber})}_{t-2} - 0.08 * \overline{d(\log(\text{ropa}))}$$

(s_b)	(0.041)	(0.045)	(0.056)
($tpoměr$)	(2.087)	(-3.550)	(-1.475)
(p -hodnota)	(0.066)	(0.006)	(0.174)

$$n = 16, \quad R^2 = 0.89, \quad R_{adj}^2 = 0.82, \quad (14)$$

První odhadnutý parametr (úrovňová konstanta) říká, jak by se vyvíjela cena elektřiny, kdyby na ni nepůsobily ostatní vlivy zahrnuté v modelu⁵. Má charakter statistického rezidua, a proto nemá význam ho dále interpretovat.

Spotřeba elektřiny, v rozporu s původním předpokladem, nemá na základě modelu podstatný vliv na cenu elektřiny. Na rozdíl od spotřeby, uvolňování trhu s elektrickou energií v Německu vliv na její cenu má. Navíc se ukázalo, že vliv liberalizace nekončí v roce, kdy byla provedena, ale zpožděně působí na elektřinu i v dalších letech. Její statistický význam v modelu je velký, ale na druhou stranu ekonomický vliv významný není. Hodnoty všech parametrů proměnné *liber* ve všech časových obdobích jsou blízké 0. Jejich záporná znaménka však naznačují, že růst tempa, s jakým je trh uvolňován, má spíše negativní vliv na tempo růstu ceny elektřiny.

Cena ropy Brent působí na cenu německé elektřiny slabě, na základě p -hodnoty. Tempo jejího růstu ovlivňuje tempo růstu ceny elektřiny záporně.

Oba koeficienty vícenásobné determinace vyšly poměrně vysoké (vzhledem k diferencím proměnných). Lze říct, že v průměru 89 % rozptylu tempa růstu ceny elektřiny lze vysvětlit

⁵Ceteris paribus.

danými vysvětlujícími proměnnými, a to na základě R^2 . R_{adj}^2 představuje koeficient vícenásobné determinace korigovaný počtem stupňů volnosti, jehož interpretace je podobná R^2 .

Diagnostika modelu potvrzuje, že tento model je pro trh s elektrickou energií v Německu vhodný a zachycuje většinu změn ve vývoji ceny elektřiny.

6.5.1.1 Shrnutí ekonometrické analýzy

Z ekonometrického modelu vychází, že nejdůležitější vliv na konečnou cenu elektřiny má vývoj liberalizace a to zejména dva roky po liberalizování trhu tím, že zvýšením tempa růstu liberalizované části trhu se nepatrně snižuje tempo růstu ceny elektřiny. Cena ropy ani vývoj HDP se neukázaly v modelu jako relevantní pro konečnou cenu elektřiny. Výsledná hodnota $R^2 = 0,89$ znamená, že model významně vysvětluje změny ceny elektřiny.

Je velmi zajímavé, že na rozdíl od všech ostatních států model v případě Německa ukazuje na zlevnění elektřiny v důsledku liberalizace trhu. Tento jev se dá vysvětlit, že na rozdíl od jiných států před procesem liberalizace neexistoval v Německu jediný vertikálně integrovaný subjekt zastřešující od výroby přes přenos až po distribuci po celém území Německa. Jelikož v Německu již existovalo několik větších a desítky menších energetických společností, neprobíhala liberalizace a oddělení přenosu od distribuce a prodeje elektřiny tak dramaticky [62]. Zároveň větší množství hráčů na trhu o podobné síle zaručilo vyrovnanější konkurenční prostředí od začátku liberalizace než v případech zemí, kde byla jedna velká vertikálně integrovaná společnost a teprve nově vznikající obchodní společnosti.

6.5.2 Korelační analýza

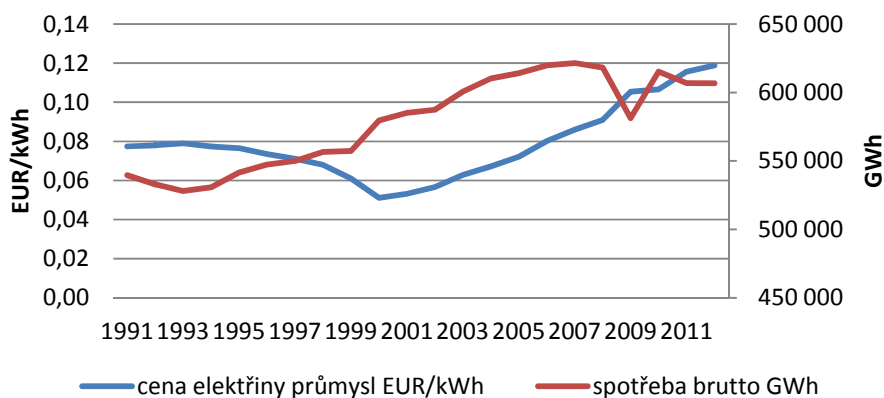
V této části budou srovnány možné vztahy mezi cenou elektrické energie a dalšími veličinami, zahrnutými i nezahrnutými do ekonometrického modelu. Míra závislosti náhodných veličin bude posuzována na základě korelačních koeficientů.

V následujícím textu bude pracováno s těmito zkratkami a veličinami:

- El_CENA – cena elektřiny pro průmysl (EUR/kWh),
- El_SPOTR – spotřebované množství elektřiny ČR (brutto, GWh),
- OZE - množství výroby elektřiny z OZE (GWh),
- POVOL – cena emisních povolenek (EUR/t),
- ROPA – průměrná cena ropy Brent v daném roce (EUR/barel),
- HDP – hrubý domácí produkt (mld. EUR),

- INFL – míra inflace (%).

6.5.2.1 Cena elektřiny a spotřebované množství elektřiny



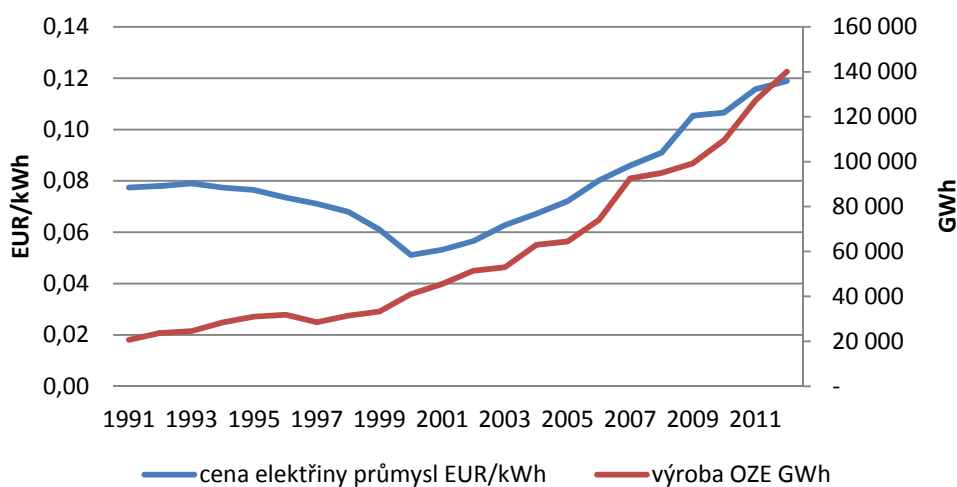
46 Vývoj ceny a spotřeby elektřiny (Německo)

	Cena elektřiny	Spotřeba elektřiny
Cena elektřiny	1.00	0.30
Spotřeba elektřiny	0.30	1.00

Tabulka 15 Korelační matice pro cenu a spotřebu elektřiny (Německo)

Korelační koeficient mezi cenou elektřiny a spotřebou ukazuje na malou závislost zkoumaných veličin. Z grafu je vidět, že není významná závislost mezi spotřebovaným množstvím elektřiny a cenou elektřiny.

6.5.2.2 Cena elektřiny a množství výroby elektřiny z OZE



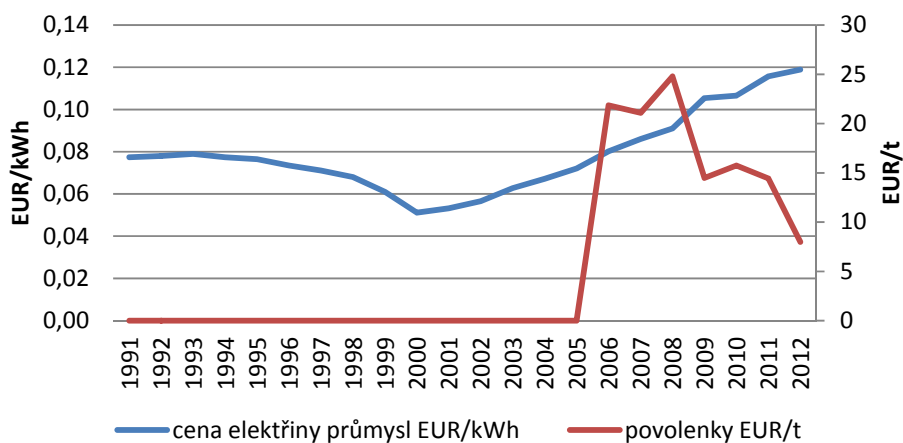
47 Vývoj ceny elektřiny a množství vyrobené elektřiny z OZE (Německo)

	Cena elektřiny	OZE
Cena elektřiny	1.00	0.74
OZE	0.74	1.00

Tabulka 16 Korelační matice pro cenu elektřiny a množství vyrobené elektřiny z OZE (Německo)

Při zkoumání závislosti mezi cenou elektřiny a množstvím vyrobené elektřiny z obnovitelných zdrojů lze vidět, že s rostoucím množstvím vyrobené elektřiny z obnovitelných zdrojů roste i konečná cena elektřiny. Stejně vychází i korelační koeficient, který má hodnotu 0,74. Stavba elektráren na obnovitelné zdroje je podporována státní provozní podporou, která je ve formě poplatku připočítávána ke konečné ceně elektřiny.

6.5.2.3 Cena elektřiny a cena emisních povolenek



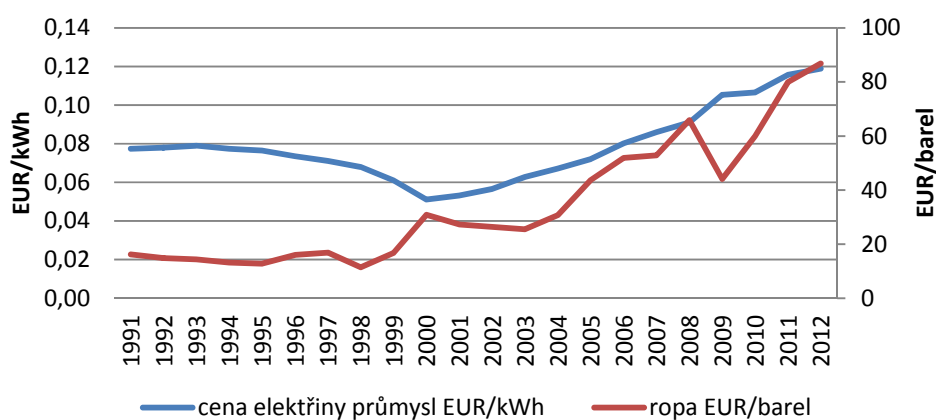
48 Vývoj ceny elektřiny a ceny emisních povolenek (Německo)

	Cena elektřiny	Cena emisních povolenek
Cena elektřiny	1.00	0.63
Cena emisních povolenek	0.63	1.00

Tabulka 17 Korelační matice pro cenu elektřiny a ceny emisních povolenek (Německo)

Cena elektřiny by měla růst s rostoucí cenou emisních povolenek, protože většina zdrojů vyrábějících elektřinu je poplatky za vypouštění emisí zpoplatněna. Tuto závislost potvrzuje i korelační koeficient 0,63. Korelační koeficient nedosahuje vyšších hodnot pravděpodobně kvůli velmi nízkým cenám emisních povolenek, které se od dob finanční krize pohybují pod očekávanými cenami a nemají tedy tak významný podíl na finální ceně elektřiny.

6.5.2.4 Cena elektřiny a cena ropy



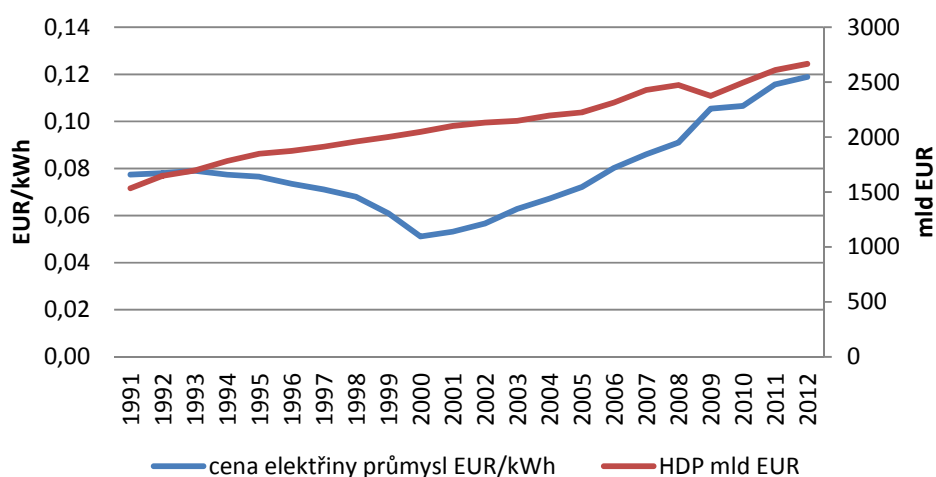
49 Vývoj ceny elektřiny a ceny ropy (Německo)

	Cena elektřiny	Cena ropy
Cena elektřiny	1.00	0.74
Cena ropy	0.74	1.00

Tabulka 18 Korelační matice pro cenu elektřiny a ceny ropy (Německo)

Stejně jako v jiných zemích vychází vysoká korelace mezi cenou elektřiny a cenou ropy. Použitý model vysvětlující cenu elektřiny nepřisoudil ceně ropy významnou váhu. Cena ropy tedy není předpokládána jako přímý determinant ceny elektřiny.

6.5.2.5 Cena elektřiny a HDP země



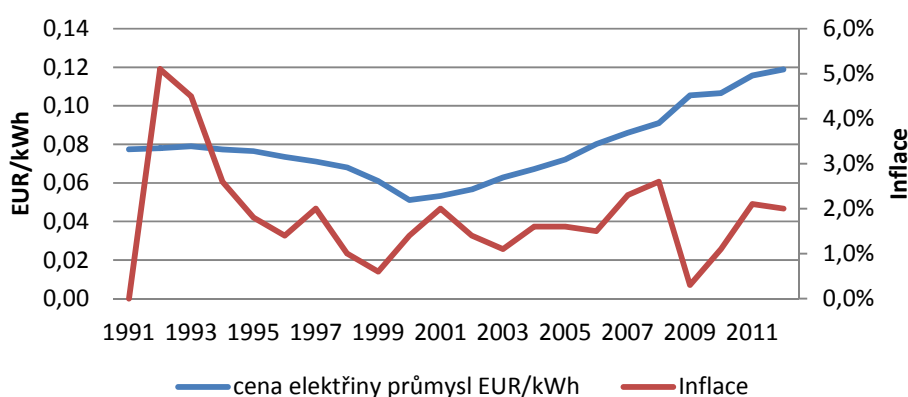
50 Vývoj ceny elektřiny a HDP (Německo)

	Cena elektřiny	HDP
Cena elektřiny	1.00	0.58
HDP	0.58	1.00

Tabulka 19 Korelační matice pro cenu elektřiny a HDP (Německo)

HDP v Německu zažívá konstantní stabilní růst, zatímco cena elektřiny prošla obdobím klesání i růstu. Z grafu není patrná přílišná závislost ceny elektřiny a velikostí HDP, což ukazuje i korelační koeficient nabývající hodnoty 0,58.

6.5.2.6 Cena elektřiny a míra inflace



51 Vývoj ceny elektřiny a míry inflace (Německo)

	Cena elektřiny	Inflace
Cena elektřiny	1.00	0.07
Inflace	0.07	1.00

Tabulka 20 Korelační matice pro cenu elektřiny a míry inflace (Německo)

Z porovnání inflace a ceny elektřiny je vidět, že cena elektřiny je na inflaci nezávislá, čemuž odpovídá i korelační koeficient blížící se nule.

6.5.2.7 Shrnutí korelační analýzy

Korelační analýza neukázala žádnou korelaci s cenou elektřiny, která by se blížila 1, tak jako tomu je v případě České republiky a Ruska. Nejvýznamnější korelace s cenou má množství vyrobené elektřiny z obnovitelných zdrojů a cena ropy. Naopak nejnižší korelační koeficient vychází u inflace a velikostí spotřeby elektřiny. Podle ekonometrického modelu je nejvýznamnější proměnnou liberalizace trhu s elektřinou v Německu.

Liberalizace vybraných trhů s elektřinou a komparace jejich vývoje

	EL_CENA	EL_SPOTR	OZE	POVOL	ROPA	HDP	INFL
EL_CENA	1.00	0.30	0.74	0.63	0.74	0.58	0.07
EL_SPOTR	0.30	1.00	0.77	0.65	0.79	0.89	-0.38
OZE	0.74	0.77	1.00	0.73	0.97	0.96	-0.23
POVOL	0.63	0.65	0.73	1.00	0.74	0.73	-0.08
ROPA	0.74	0.79	0.97	0.74	1.00	0.94	-0.12
HDP	0.58	0.89	0.96	0.73	0.94	1.00	-0.41
INFL	0.07	-0.38	-0.23	-0.08	-0.12	-0.41	1.00

Tabulka 21 Korelační matice pro cenu elektřiny a veličiny, které na ni mají vliv (Německo)

Trh s elektřinou ve Francii



7.1 Průběh liberalizace

Zjištění uvedená v této kapitole souvisejí zejména s Hypotézou č. 1 (Liberalizace trhu s elektřinou ovlivnila současnou podobu trhu s elektřinou).

7.1.1 Energetický trh před liberalizací

V důsledku 2. světové války, která citelně zasáhla Francii, bylo po jejím skončení státem rozhodnuto, že společnosti Electricité de France (EDF) a Gaz de France (GDF, dnes GDF Suez) budou za souhlasu vlády jedinými monopolními subjekty na trhu s elektřinou i plynem a to v oblastech [30], [73]:

- výroba,
- přenos,
- distribuce,
- obchod.

Tímto rozhodnutím tedy byla vytvořena struktura státem ovládané monopolní společnosti fungující a pokrývající celý energetický trh. Tato společnost byla typickým příkladem plně vertikálně-integrované struktury.

Tento stav přetrvával ve Francii v neměnné podobě až do 90. let 20. století, kdy byla Francie nucena pod tlakem direktivy 96/92/EC (společná pravidla pro výrobu, přenos a distribuci elektřiny, pravidla vztahující se k organizaci a fungování elektroenergetiky) změnit své uspořádání energetiky.

Jedním z hlavních důvodů, proč se Francie dlouho zdráhala provést strukturální a liberalizační kroky byla nízká cena elektřiny, jež se ve Francii ve velké míře vyrábí v jaderných elektrárnách postavených v 70. a 80. letech minulého století, čímž docházelo k podpoře francouzského hospodářství a ve svých důsledcích zajištění konkurenční výhody na mezinárodních trzích. Tímto vznikl velký vliv francouzské politiky a vlády na řízení energetiky a tento vliv přetrvává dodnes skrze EDF, čímž jde Francie proti snahám EU v oblasti energetických trhů [73].

7.1.2 Postupné otevření trhu

Francie pod tlakem Nařízení 96/92/EC implementovala tuto směrnici do své legislativy jako zákon č. 2008-108 z 10. února roku 2000. Přijetím tohoto zákona byl nastartován proces liberalizace francouzského trhu s elektřinou, přičemž pouze největší průmysloví odběratelé s ročním odběrem v minimální výši 16 GWh měli právo vybrat si svého dodavatele elektřiny.

V roce 2000 byl taktéž přijat zákon o vzniku nezávislého regulátora trhu – Commission of Regulation of Energy (CRE). Jeho úkolem bylo a je dohlížet nad trhy s energiemi, zajišťovat rovnoprávné postavení jednotlivých účastníků a ochraňovat koncové spotřebitele [28].

Následně – opět pod tlakem nové direktivy Evropské komise 2003/54/EC [3] – byla Francie nucena v srpnu roku 2003 přijmout zákon č. 2004/803. Tento zákon rozšiřoval otevírání trhu v konečném důsledku pro všechny odběratele.

Celkový vývoj postupného otevírání trhu byl následující [71]:

- **Červen 2000**
Průmysloví odběratelé s ročním odběrem nad 16 GWh (to představovalo 30 % celého trhu).
- **Únor 2003**
Průmysloví odběratelé s ročním odběrem nad 7 GWh (to kumulovaně představovalo 37 % celého trhu).
- **Červenec 2004**
Všichni odběratelé mimo odběratele typu domácnosti (to kumulovaně představovalo 70 % celého trhu).
- **Červenec 2007**
Všichni odběratelé včetně odběratele typu domácnosti (to kumulovaně představovalo 100 % celého trhu).

7.1.3 TarTAM

Ačkoliv byl trh otevřen v červenci 2007 a všichni odběratelé měli právo volby svého dodavatele elektřiny, přičemž výsledná cena dodávek je tradičně odvislá na tržních velkoobchodních cenách za elektřinu, ve Francii byl na základě zákona č. 2004-803 zřízen tzv. TarTAM tarif (Tarif réglementé et transitoire d'ajustement au marché). Jednalo se o speciální tarif, který umožňoval spotřebitelům v tržním prostředí zvolit dodávky elektřiny za státem (regulátorem) určených podmínek. Důvodem bylo zvýšení cen elektřiny, které bylo připisováno liberalizaci a mnoho subjektů volalo po návratu k neliberalizovanému prostředí. Tarify TarTAM byly nastaveny pod

tržní cenou, přičemž náklady spojené s dodávkou elektřiny za netržních podmínek nesla státem vlastněná a ovládaná EDF [74].

Zavedení TarTAM tarifů znamenalo krok zpět v liberalizaci trhu s elektřinou ve Francii, neboť ceny za elektřiny pro spotřebitele byly opět stanovovány netržními mechanismy. Tento systém platil až do začátku účinnosti zákona NOME.

7.1.4 Zákon NOME a ARENH tarif

Jelikož se nepodařilo nastavit tržní a rovnocenné podmínky na trzích v jednotlivých zemích, Evropská komise se rozhodla přijmout tzv. 3. liberalizační balíček, který byl do francouzské legislativy implementován skrze zákon obecně nazývaný Zákon NOME (Nouvelle Organisation du marché de l'Électricité) na konci roku 2010.

Tento zákon má přispět k další liberalizaci energetických trhů, k odstranění překážek k větší konkurenci na francouzském trhu a větší cenové liberalizaci [72].

Speciálně ve Francii EDF těžila z historické výhody, kdy vlastnila postavené jaderné elektrárny, ve kterých vyráběla elektřinu za nízké variabilní náklady. Jelikož ostatní účastníci trhu nemohli podobný zdroj vystavět vůbec nebo pouze v dlouhém časovém období a jelikož cena elektřiny na světových trzích odráží spíše náklady dražších uhelných elektráren, bylo jedním z hlavních dopadů NOME to, že EDF je povinna prodávat část výroby z jaderných zařízení novým alternativním obchodníkům a dodavatelům elektřiny tak, aby byli konkurenceschopní s EDF.

Tento systém se nazývá ARENH (Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique) a dle zákona má EDF povinnost prodat až 100 TWh elektřiny vyrobené ročně v jaderných elektrárnách dalším obchodníkům a subjektům na trhu s elektřinou za tarifní cenu 42 EUR/MWh [72].

7.1.5 Unbundling

V roce 2004 byl ve Francii přijat zákon o právním unbundlingu přenosu a distribuce od výroby a obchodu. V rámci vyšetřování Evropské komise v roce 2005 se ale ukázalo, že nastavená úroveň unbundlingu byla nedostatečná s negativními dopady na trh s elektřinou. I proto byly v roce 2009 přijaty nové direktivy, které měly zprostředkovaně zajistit efektivní a plný unbundling, mimo jiné ve Francii.

Unbundling byl realizován jako úplný, tedy právní i finanční. Přenosové služby jsou realizovány skrze Réseau de Transport d'Electricité (RTE) a distribuční služby skrze Électricité Réseau Distribution France (ERDF) [74].

Nicméně obě společnosti jsou dceřinými společnostmi EDF, kdy skrze tuto společnost má Francie tedy vliv a rozhodovací pravomoci v přenosových a distribučních sítích, což je opět ne zcela tradiční model liberalizovaného trhu.

7.1.6 Model přístupu k sítím

I ve Francii byl zvolen model rTPA, tedy regulovaný přístup třetích stran k přenosovým a distribučním sítím.

Za účelem garantování rovného a nediskriminačního přístupu k sítím je při CRE zřízena nezávislá komise CoRDIS, která vykonává dohled nad dodržováním zmíněných principů v rámci zajištění rovných podmínek [74].

7.1.7 Vlastnictví energetických aktiv

Ačkoliv energetické zákony Francie žádným způsobem neomezují přístup nových subjektů a investorů k vlastnictví energetických aktiv ve Francii, je jasně dáno, že stát musí vlastnit minimálně 70% podíl v EDF [30].

Tímto si stát zajišťuje přímý vliv nejen na výrobu a obchod s elektřinou skrze EDF, ale taktéž na přenos a distribuci elektřiny, neboť EDF vlastní jak RTE, tak ERDF [30].

7.1.8 Kontroverze kolem liberalizace energetiky

Ve Francii mají poměrně silnou pozici odpůrci prováděných liberalizací energetického odvětví. Jedním z hlavních protagonistů skeptických pohledů na liberalizaci trhu s elektřinou je i bývalý generální ředitel společnosti EDF – François Roussely, který zastává názor, že není možné současně dosáhnout liberalizovaného trhu s elektřinou a nízkých cen.

K tomu poukazuje na vývoj situace na trzích, které se začaly otevírat konkurenci již počátkem 90. let minulého století. Tedy zejména na skutečnost, že na většině těchto trhů došlo k značnému nárůstu cen za elektřinu a navíc se ještě prakticky zastavil rozvoj energetického sektoru.

Obecně Francie v otázce liberalizace trhu zaujímá pozici proti liberalizaci, přičemž liberalizační kroky Francie byly realizovány díky nařízením Evropské komise (energetické balíčky).

7.2 Subjekty a infrastruktura trhu

Zjištění uvedená v této kapitole souvisejí zejména s Hypotézou č. 2 (Struktura trhu s elektřinou je determinována nastavenými liberalizačními principy).

7.2.1 Réseau de transport d'électricité (RTE)

Provozovatel přenosové soustavy (RTE) je akciová společnost zodpovídající za provoz, údržbu a rozvoj francouzské přenosové soustavy, která je nejrozsáhlejší soustavou na napěťové hladině VVN v EU [29]. Sídlo RTE se nachází v Paříži, přičemž jejím jediným vlastníkem je energetický gigant Electricité de France (EDF) [30].

Vznik společnosti

Provozovatel přenosové soustavy (RTE) vznikl následkem přijetí Evropské směrnice 96/92/EC, jež ve Francii vstoupila v platnost prostřednictvím zákona schváleného v červenci roku 2000. Tento krok byl nezbytný a dlouho očekávaný, jelikož směrnice 96/92/EC zavazuje všechny členské státy EU, aby v průběhu liberalizace, resp. unbundlingu elektroenergetického odvětví, fakticky oddělily činnosti spojené s výrobou a přenosem elektřiny, které do té doby vykonávala společnost EdF.

Tudíž byl RTE v červenci roku 2000 nejprve vyčleněn jako divize v rámci EdF a dalšími zákony, které vstoupily v platnost v červenci roku 2004 a v srpnu roku 2005, se dosáhlo právní separace RTE od EdF [29].

Posláním RTE je zajistit spravedlivý přístup k přenosové soustavě všem uživatelům a zabezpečit kvalitu a nepřetržitost dodávek elektřiny. Přitom jsou aktivity RTE kontrolovány Komisí pro regulaci energetiky (CRE).

Přenosová soustava

RTE provozuje vedení na napěťových hladinách 63 kV, 90 kV, 150 kV, 225 kV a 400 kV. Zatímco vedení 63 až 150 kV jsou charakterizována jako vedení VN, vedení 150 až 400 kV jsou již charakterizována jako vedení VVN. V roce 2007 provozovala společnost RTE celkem 2 490 transformoven a 99 670 km přenosových vedení, z čehož 3 258 km představují kabely uložené v zemi [29].

Francouzská přenosová soustava je široce propojena s přenosovými soustavami většiny sousedních zemí (konkrétně se jedná o 44 přeshraničních profilů na napětových hladinách VVN do Španělska, Itálie, Švýcarska, Německa a Belgie, a o podmořské propojení s Velkou Británií několika kabely HVDC), což Francii umožňuje obchodovat s elektřinou ve velkých objemech prakticky po celé Evropě. Jelikož je Francie zároveň největším exportérem elektrické energie v Evropě, představují s tím spojené poplatky za přenos elektřiny nemalý příjem provozovatele přenosové soustavy – společnosti RTE.

7.2.2 Électricité Réseau Distribution France (ERDF)

Zatímco provozovatel přenosové soustavy – společnost RTE – provozuje soustavu na napětových hladinách 63 až 400 kV, společnost ERDF provozuje distribuční soustavu, do níž spadají prvky elektrizační soustavy na napětových hladinách nižších než 63 kV. V číselném vyjádření se jedná o 760 000 transformoven a 1 200 000 km vedení NN a VN, které ERDF nejen provozuje, nýbrž zodpovídá i za jejich údržbu, obnovu a rozvoj [29].

Zajímavostí je, že do roku 1956 nebylo na celém území Francie standardizováno napětí 220/380V, což vedlo k tomu, že po provedení příslušné standardizace (jak tomu bylo zvykem ve většině zemí Evropy) musela ERDF v letech 1956-1991 vynaložit značné prostředky na migraci všech zařízení na standardizované napětí 220/380V, resp. dnešních 230/400V.

I společnost ERDF je dceřinou společností EDF.

7.2.3 Electricité de France

Electricité de France (EDF) je dominantním výrobcem a distributorem elektřiny ve Francii a jedním z největších energetických uskupení na světě. Její počátky sahají do roku 1946, kdy vznikla jako státní podnik v důsledku znárodnění několika výrobců a přepravců elektřiny. Tento stav trval až do 19. listopadu 2004, kdy byla přetransformována na akciovou společnost a francouzská vláda prodala okolo 15% jejich akcií na pařížské burze. Přesto zůstalo dodnes zbylých 85% akcií EDF ve vlastnictví státu [30].

Electricité de France je jedním z největších výrobců elektřiny na světě, který vyrábí 22% veškeré elektřiny spotřebované v EU. Přitom většina této elektřiny je vyráběna v jaderných elektrárnách, kterých EDF provozuje přes 20, a které čítají 58 aktivních reaktorů (34 reaktorů s instalovaným výkonem 900 MWe, 20 reaktorů s instalovaným výkonem 1300 MWe a 4 reaktory s instalovaným výkonem 1450 MWe) [30].

V roce 2007 činil podíl jednotlivých typů elektráren na celkové výrobě elektřiny ve Francii [30]:

- jaderné: 75%,
- vodní: 16%,
- tepelné: 8%,
- větrné: 1%.

Postavení Electricité de France

Electricité de France byla státním podnikem, který požíval speciálních výsad (tzv. principe de spécialité), jejichž smysl spočíval v zajištění EDF dominantního postavení na francouzském trhu s elektřinou.

Poté, co 9. srpna roku 2004 vstoupil v platnost zákon o veřejných službách na trhu s elektřinou a plynem a o energetických společnostech (Loi relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières), se stalo obligatorním provést změnu právní formy EDF.

K transformaci EDF na akciovou společnost se přistoupilo z několika důvodů:

- Dřívější postavení (tzv. principe de spécialité) poskytovalo EDF značnou výhodu oproti svým rivalům během otevírání trhu s elektřinou, jelikož společnost těžila z neomezených garancí státu a rovněž získávala půjčky za podstatně výhodnějších podmínek.
- Právní forma akciové společnosti umožní EDF jednoduše získat kapitál od dalších investorů.
- Pro zachování vlivu státu ve společnosti je v legislativním rámci zakotveno, že podíl státu v EDF a potažmo na hlasovacích právech nesmí klesnout pod 70%.

Takzvaný principe de spécialité byl mimo jiné dále neakceptovatelný i proto, že díky němu EDF úspěšně převzala mnoho společností po celém světě. Přitom největšími kritiky takového výsadního postavení byli pochopitelně ostatní země EU (zejména Velká Británie, Německo a Itálie), jež plnily závazky o liberalizaci energetiky plynoucí z evropských směrnic, které na jedné straně Francie v rámci EU vehementně prosazovala, ale na druhé straně sama do poslední chvíle oddalovala jejich plnění.

Energetická politika

Energetická politika EDF se odvíjí především od jaderné energetiky, která má v rámci Francie zcela mimořádné postavení. Vzhledem k tomu, že Francie není země bohatá na přírodní zdroje, se musela francouzská vláda vyrovnat s tímto problémem již v 60. a 70. letech minulého století. Jako nejschůdnější řešení se jevílo rozvíjet jadernou energetiku, která byla podporována do té míry, že Francie dnes vyrábí tři čtvrtiny elektřiny právě v těchto čistých a ekonomicky efektivních zdrojích, z čehož ještě nemalou část exportuje do okolních zemí.

Skupina EDF

Electricité de France je v současné době přítomna na pěti kontinentech (jmenovitě v Evropě, Severní Americe, Jižní Americe, Africe a Asii), přičemž vlastní podíly ve společnostech v následujících zemích [30]:

- Argentina
- Belgie
- Brazílie
- Čína
- Egypt
- Francie
- Itálie
- Maďarsko
- Mexiko
- Německo
- Nizozemí
- Pobřeží slonoviny
- Polsko
- Rakousko
- Slovensko
- Španělsko
- Švédsko
- Švýcarsko
- USA
- Velká Británie
- Vietnam



52 Mapa působnosti EdF

7.2.4 Výkon státní správy

Commission de régulation de l'énergie

Komise pro regulaci energetiky (CRE) založená 24. března 2000 je francouzský regulační úřad, který dohlíží na správné fungování trhů s energií. Do jeho kompetencí spadá mimo trhu s elektřinou také trh s plynem [28].

Legislativní rámec, který definuje volný trh a vymezuje působnosti Komise pro regulaci energetiky (CRE), tvoří zákon o modernizaci a rozvoji energetiky přijatý 10. února 2000 a zákon o trhu s elektřinou a plynem přijatý 3. ledna 2003, pomocí něhož CRE získal na trhu s plynem obdobné kompetence, jako na trhu s elektřinou. Přijetím těchto zákonů došlo rovněž k zakomponování evropských směrnic z 19. prosince 1996 a z 22. června 1998 do francouzského právního řádu. Tyto direktivy, tvořící tzv. «paqueténergie», upravují otevření trhů s energií v rámci Evropské unie a jejich cílem je mimo jiné zabezpečit objektivní, transparentní a nediskriminující přístup k sítím pro všechny uživatele.

V souladu se zákonem ze 7. prosince 2006 dále Komise pro regulaci energetiky (CRE) dohlíží na rozvoj konkurenčního prostředí na trzích s energií a odstraňuje případné překážky, které omezují konkurenci. K tomu monitoruje transakce prováděné mezi výrobcí, obchodníky a odběrateli jak v rámci tuzemských, tak přeshraničních obchodů a kontroluje dodržování technických a ekonomických omezení.

Komise pro regulaci energetiky (CRE) má devět členů volených na šest let, přičemž dva z nich (mezi nimi i prezident komise) jsou voleni vládou, další dva jsou voleni předsedou senátu, jeden je volen prezidentem Ekonomické a sociální rady (Conseil économique et social) a zbylí členové jsou voleni Národním shromážděním (Assemblée nationale).

CRE je též členem skupiny evropských regulátorů elektřiny a plynu (ERGEG – European Regulators Group for Gas and Electricity), která byla založena Evropskou komisí 11. listopadu 2003 jako orgán zodpovědný za poskytování rad, doporučení a asistování Evropské komisi při tvorbě evropských směrnic a nařízení vztahujících se na sektor elektroenergetiky a plynárenství [28].

Antimonopolní úřad

Francouzský antimonopolní úřad má mimo jiné za úkol předcházet a taktéž sankcionovat monopolní a netržní praktiky na trhu s elektřinou. Při zjištění takového chování úřad uvědomí CRE a postupují společně.

Energetický ombudsman

Pozice energetického ombudsmana byla ve Francii zavedena za účelem poskytování maxima možných informací ohledně práv zákazníků, změn legislativy a právní pomoci v případě sporů se subjekty energetického řetězce.

7.3 Přehled obchodů s elektřinou

7.3.1 Dvoustranné smlouvy

Bilaterální smlouvy jsou taktéž ve Francii základním prostředkem pro realizování prodeje a nákupu elektřiny mezi dvěma subjekty. Veškeré záležitosti daného obchodu včetně ceny za samotnou elektřinu záleží pouze na domluvě obou smluvních stran [74].

7.3.2 Energetická burza Powernext

Následkem výše popsaného opožděného vývoje byla francouzská energetická burza Powernext založena až po započítání liberalizace trhu, konkrétně v roce 2001. Kapitálově je burza Powernext vlastněna několika utilitami, např. RTE, GRTgaz, EDF, GDF Suez a další [27].

V červnu 2004 Powernext rozšířil obchodování o futures kontrakty. V roce 2006 došlo k propojení francouzské burzy Powernext s belgickou a nizozemskou burzou a potažmo k agregaci obchodování na jednotlivých trzích za účelem snížení výsledných cen.

V roce 2009 zkombinovala francouzská burza Powernext své aktivity s německou burzou EEX, přičemž byl vytvořen společný spotový trh s elektřinou se sídlem v Paříži a společný trh pro deriváty je v Lipsku. Smyslem těchto změn je nabídnout odběratelům co nejširší výběr dodavatelů a propojením obchodních platforem umožnit vznik adekvátních cenových signálů na trhu s elektřinou [26].

7.3.3 Denní trh s elektřinou (Day–Ahead Market)

Nejprve na burze Powernext vznikl denní trh s elektřinou (Day-Ahead Market), který původně používal clearingový systém vyvinutý burzou Nordpool.

V dnešní době je denní trh organizován skrze European Power Exchange EPEX SPOT SE (EPEXSPOT), který představuje společný denní trh pro Francii, Německo, Rakousko a Švýcarsko.

V rámci EPEX SPOT pro Francii jsou obchodovány jednotlivé hodiny následujícího dne skrze aukce, kde se střetává nabídka a poptávka. Jednotlivé příkazy na nákup a prodej fyzické elektřiny musí být zadány do 12:00 dne předcházejícího dne dodávky a výsledky jsou zveřejněny do 12:40.

Francouzský a německý denní trh jsou od roku 2010 taktéž součástí market – couplingu. Jedná se o způsob implicitní aukce kapacit přeshraničních přenosů, kdy dochází k sesouhlasování trhů za účelem optimalizace využívání přeshraničních profilů [27].

7.3.4 Trh s futures deriváty

Futures deriváty jsou obchodovány skrze společný trh EEX v Lipsku. Obchodovány jsou finanční a fyzické produkty typu futures (French Future). Druhy kontraktů jsou pro období [26]:

- týdenní produkt pro následujících 5 týdnů včetně současného,
- měsíční produkt pro následujících 7 měsíců včetně současného měsíce,
- kvartální produkt pro následujících 7 kvartálů,
- roční produkt pro následujících 6 let.

Clearingové služby zajišťuje European Commodity Clearing (ECC), která představuje centrální protistranu pro obchody realizované na burze.

7.3.5 Vnitrodenní trh s elektřinou (intraday)

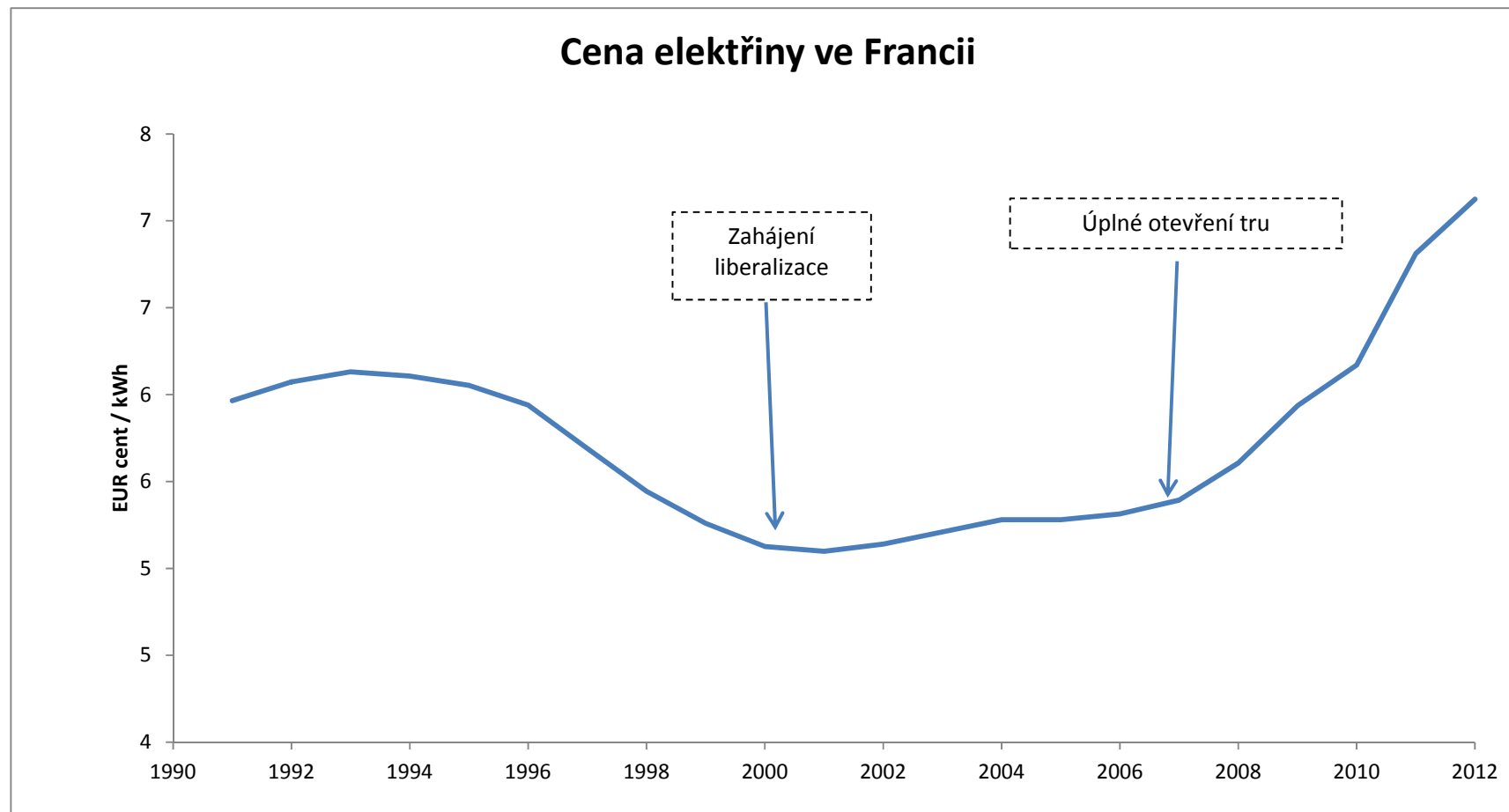
V rámci EPEX SPOT je taktéž organizován nepřetržitý vnitrodenní trh s elektřinou. Jednotlivé nabídky a poptávky musejí být do systému zadány nejpozději 45minut před obchodovanou hodinou fyzické dodávky. Jakmile se v systému spárují 2 obchodní příkazy, jsou ihned vykonány [27].

Od roku 2010 je v rámci EPEX SPOT možno realizovat přeshraniční vnitrodenní trh mezi Francií a Německem.

7.4 Vývoj ceny elektřiny

7.4.1 Vývoj ceny elektřiny

Níže uvedený graf zobrazuje vývoj ceny elektřiny v EUR centech za kWh pro průmysl ve Francii v období let 1990 – 2012

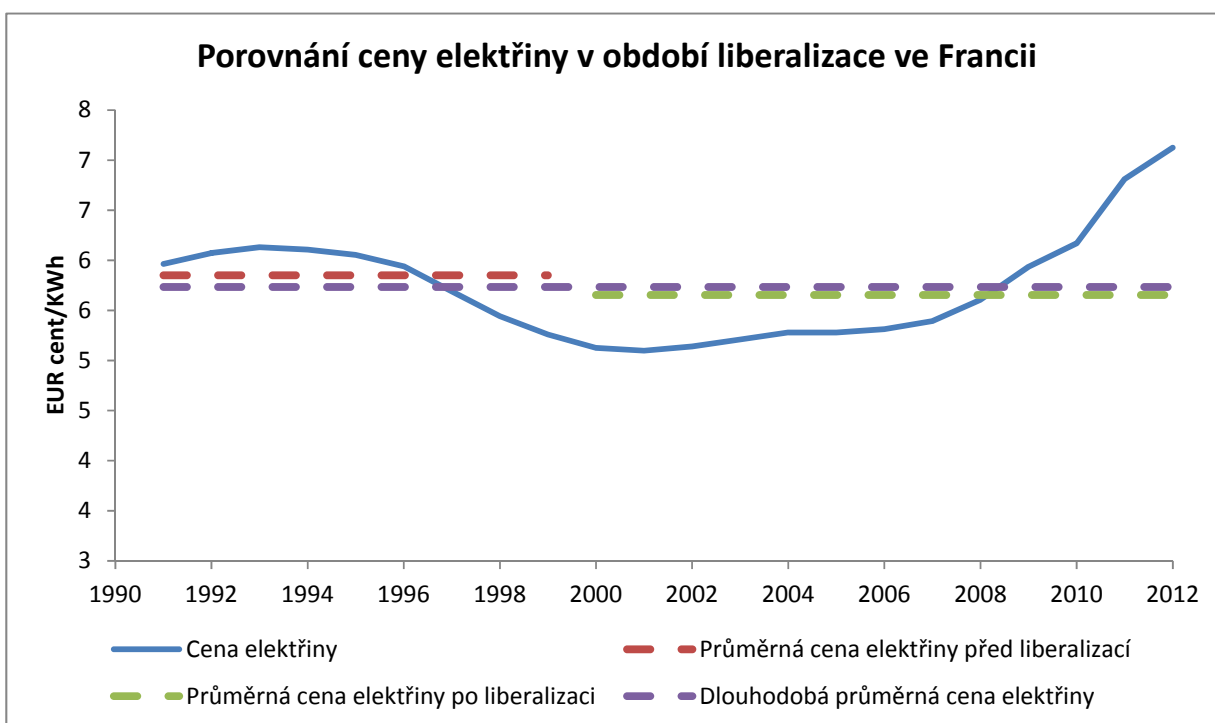


53 Cena elektřiny ve Francii, data převzata z Ministerstva ekologie, udržitelného rozvoje a energetiky (ME) (viz Příloha č. 3).

Na grafu je vyznačen rok 2000 jako rok zahájení liberalizace trhu s elektřinou ve Francii. Proces otevírání francouzského trhu byl postupný a skončil v roce 2007, kdy každý odběratel měl právo zvolit si svého dodavatele elektřiny [76].

Cena elektřiny ve Francii od roku 2002 setrvale klesala až do roku 2000. V tomto roce byla zahájena liberalizace trhu s elektřinou pro největší odběratele a taktéž od tohoto roku začala postupně cena elektřiny mírně růst.

Tento mírný růst pokračoval do roku 2007, kdy došlo k úplnému otevření trhu. Od roku 2007 dochází k výraznému nárůstu ceny elektřiny ve Francii.



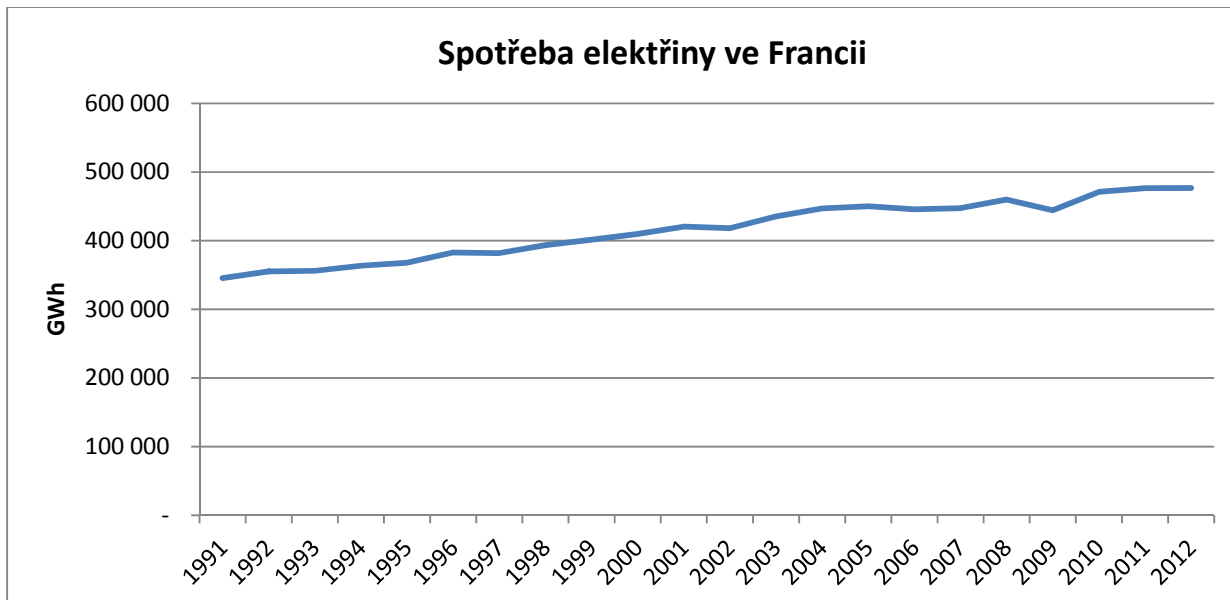
54 Porovnání ceny elektřiny v období liberalizace ve Francii, data převzata z ME (viz příloha č. 3), vlastní výpočty

Průměrná cena elektřiny v periodě před začátkem liberalizace byla ve Francii 5,8 EUR centu za kWh. Průměrná cena elektřiny po začátku liberalizace až do roku 2012 činila 5,7 EUR centu za kWh.

Průměrné tempo růstu ceny elektřiny v období před liberalizací bylo mírně záporné, v období po liberalizaci bylo průměrné meziroční tempo růstu cca 3 %. Průměrné tempo růstu za celé sledované období bylo téměř nulové.

7.4.2 Další vlivy působící na cenu elektřiny

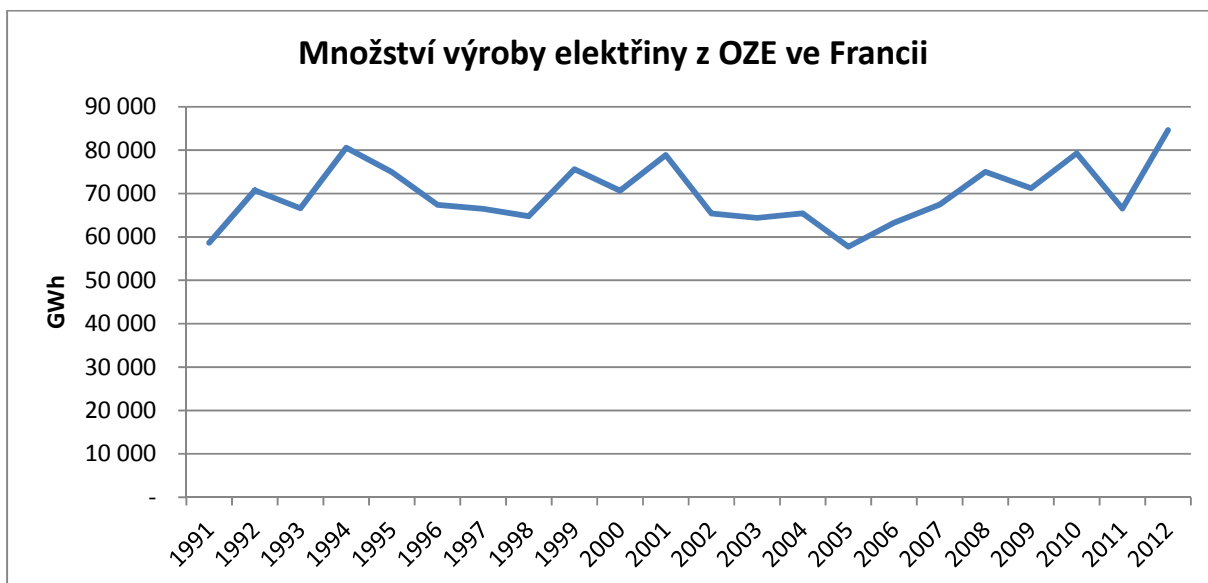
7.4.2.1 Spotřeba elektřiny



55 Spotřeba elektřiny netto ve Francii, data převzata z EIA, RTE (viz příloha č. 3)

Spotřeba elektřiny ve Francii má setrvale rostoucí trend [29], [33]. Stejně jako u ostatních zemí, rostoucí trend byl přerušen pouze v roce 2009 a to v souvislosti s globální krizí, která měla dopad na útlum obchodních aktivit velkých odběratelů, kteří tak odebírali méně elektřiny.

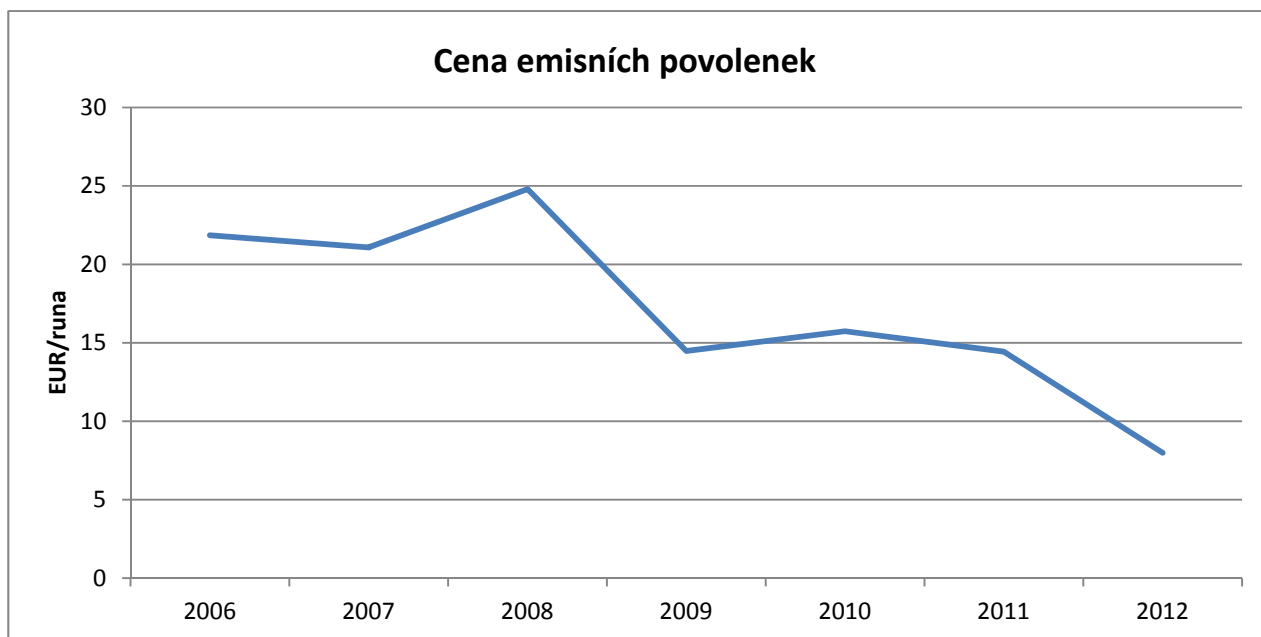
7.4.2.2 Množství výroby elektřiny z OZE ve Francii



56 Množství výroby elektřiny z OZE ve Francii, data převzata z EIA (viz příloha č. 3)

Francouzská výroba elektřiny z obnovitelných zdrojů má kolísavý charakter s dlouhodobým stagnujícím trendem [74]. Je to dáno jednak malým přírůstkem nových kapacit pro výrobu elektřiny z OZE a kolísavou výrobou zdrojů současných, kdy většina elektřiny je produkována ve větrných a solárních parcích, proto v závislosti na počasí dochází k meziročním výkyvům v množství takto vyprodukované elektřiny.

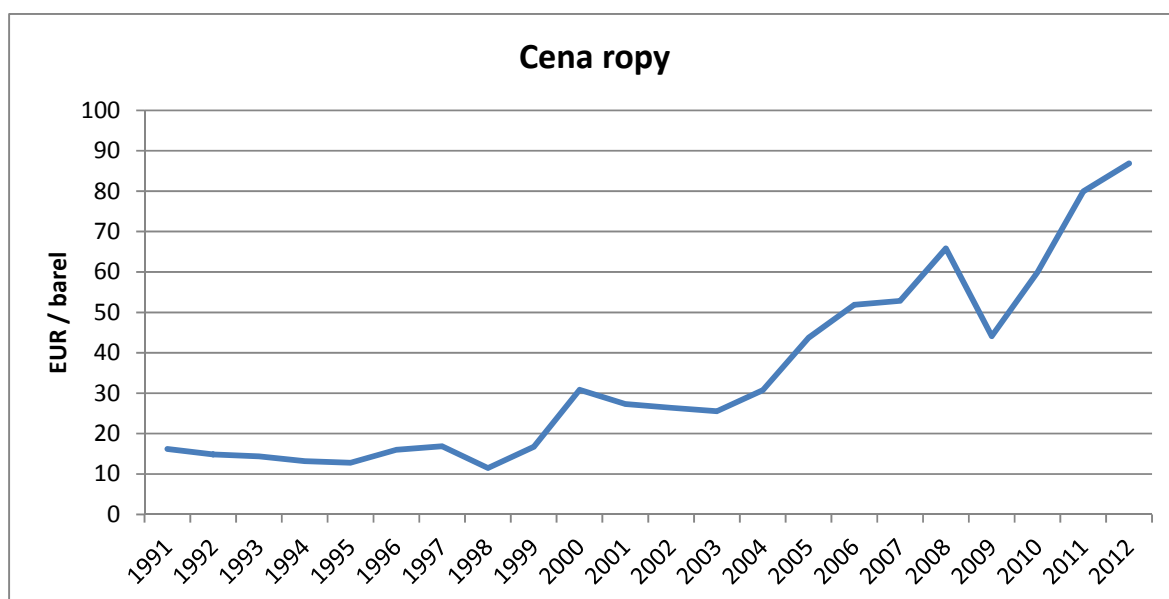
7.4.2.3 Cena emisních povolenek



57 Cena emisních povolenek, data převzata z EEX (viz Příloha č. 3)

Cena povolenek kopíruje cenu povolenek v ČR a Německu, neboť se jedná o společný evropský systém trhu s povolenkami [26].

7.4.2.4 Cena ropy



58 Cena ropy, data převzata z EIA (viz Příloha č. 3)

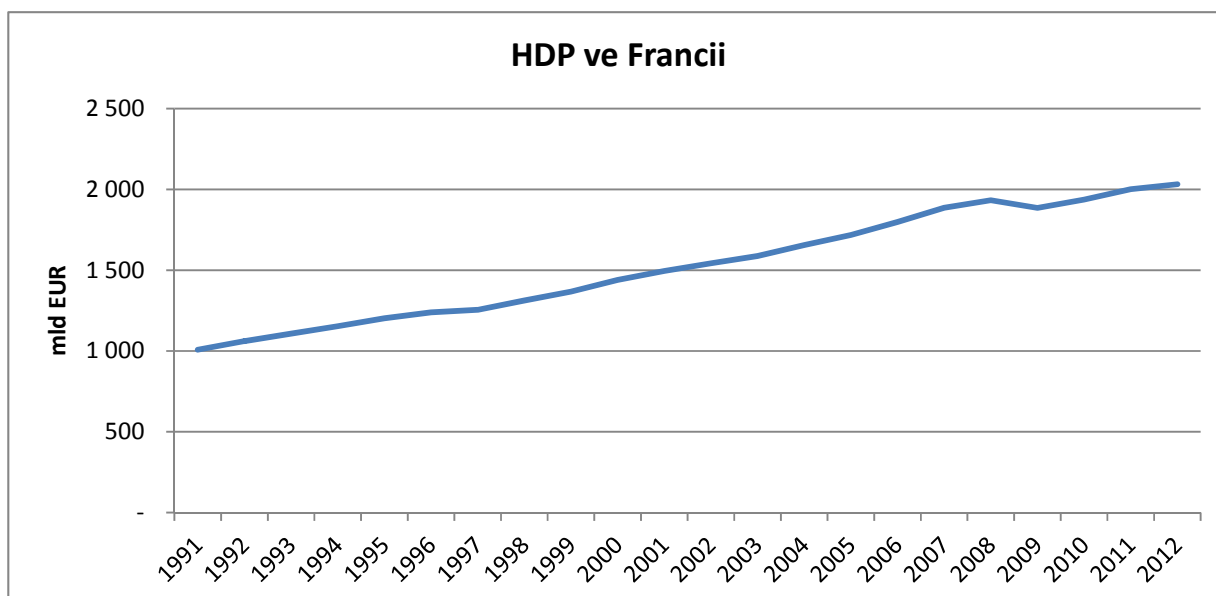
Cena ropy vykazovala od roku 2000 setrvalý růst. Tento byl dán celosvětovou makroekonomickou konjunkturou spojenou s větší spotřebou paliv a tedy větší poptávkou po ropě.

Růst cen byl přerušen pouze v roce 2009 v reakci na světovou finanční krizi. Od této doby cena ropy na světových trzích opět roste.

7.4.2.5 Cena uhlí

Cena uhlí pro francouzskou energetiku a posouzení vlivu na vývoj ceny elektřiny není příliš relevantní. Důvodem je minimální podíl elektráren spalujících uhlí na celkovou francouzskou produkci elektřiny, kdy výrazně největší podíl má výroba elektřiny v jaderných elektrárnách s téměř 80 % podílem na trhu [74].

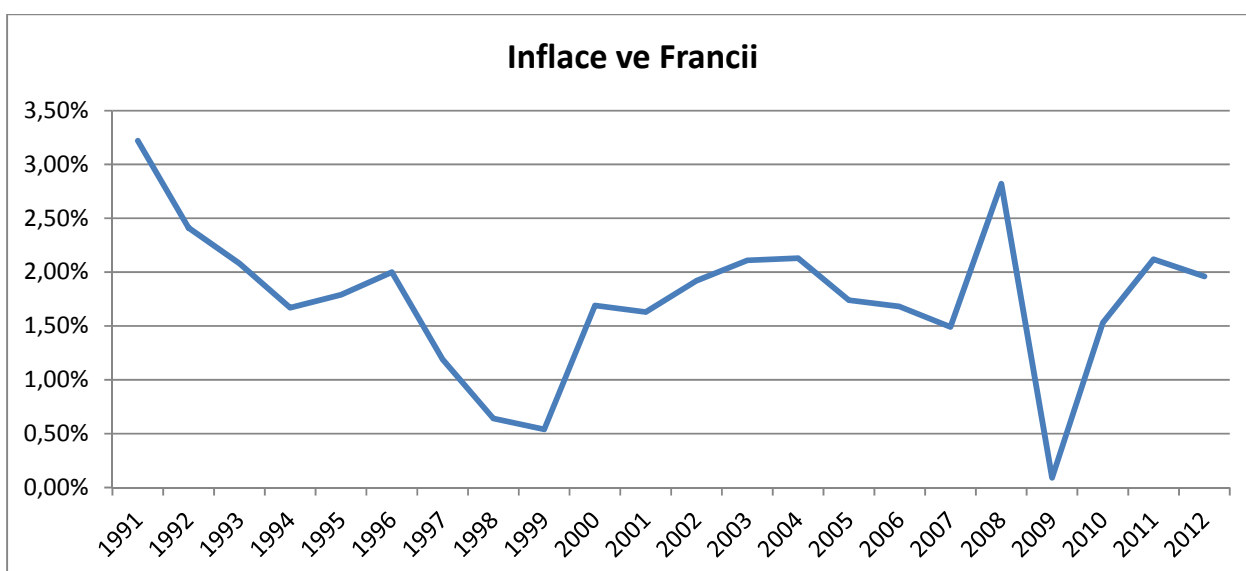
7.4.2.6 HDP



59 HDP ve Francii, data převzata z INSEE (viz Příloha č. 3)

Francouzský vývoj HDP kopíroval vývoj HDP v ostatních vyspělých ekonomikách. Trvalý růst byl přerušen v roce 2009 v důsledku globální krize, nicméně v roce 2012 dosahovala hodnota HDP již 2 biliony EUR.

7.4.2.7 Inflace



60 Inflace ve Francii, data převzata z INSEE (viz Příloha č. 3)

Francouzská inflace se za dobu posledních 20 let pohybovala v pásmu do 3 %-. V letech 1997 a 1998 inflace klesla na úroveň okolo 0,5 % v důsledku recesního makroekonomického cyklu francouzské ekonomiky a podobný propad inflace se opakoval i v roce 2009 v důsledku globální krize a propadu světových ekonomik [84].

7.5 *Ekonometrický model liberalizace*

Zjištění v této kapitole souvisejí zejména s Hypotézou č. 3 (Liberalizace trhu s elektřinou měla vliv na cenu elektřiny pro spotřebitele) a Hypotézou č. 4 (Vlivem liberalizace trhu s elektřinou došlo ke snížení ceny elektřiny pro spotřebitele).

7.5.1 *Ekonometrická analýza*

Vliv liberalizace na francouzské ceny elektřiny bude zkoumán pomocí vícenásobné regrese. Podrobný popis modelu je v kapitole 3.5. Regresory budou liberalizační proces trhu s elektrickou energií, HDP Francie a cena ropy Brent. Použitím ročních časových řad se předejde nepřijemnostem spojeným se sezónností.

Veškeré použité datové vstupy jsou uvedeny v Příloze č. 3 této práce.

Následující model obsahuje tyto proměnné:

- *Elektr* – velkoobchodní cena elektřiny (EUR/kWh),
- *HDP* – hrubý domácí produkt (mld. EUR),
- *Liber* – podíl liberalizovaného trhu na celkovém trhu s elektřinou (%),
- *Ropa* – průměrná cena ropy Brent v daném roce (EUR/barel).

Vzhledem k nestacionaritě časových řad ceny elektřiny, HDP a ceny ropy bylo nutné řady diferencovat.

Logaritmy hodnot časových řad byly využity u cenových řad a HDP. Tato úprava je vhodná především pro finanční časové řady, protože poskytne raději než absolutní změny hodnot v časové řadě jejich procentuální změny, což je pro interpretaci vhodnější.

Pro vyhodnocení byl sestaven a spočítán následující model:

$$\overline{d(\log(\text{elektr}))} = -0.014 - 0.081 * \overline{d(\log(\text{HDP}))} + 0.061 * \overline{\text{liber}} - 0.018 * \overline{d(\log(\text{ropa}))}$$

(s_b)	(0.016)	(0.371)	(0.014)	(0.024)
(t poměr)	(-0.912)	(-0.217)	(4.346)	(-0.743)
(p -hodnota)	(0.374)	(0.830)	(0.000)	(0.468)

$$n = 21, \quad R^2 = 0.60, \quad R_{adj}^2 = 0.53, \quad (15)$$

První odhadnutý parametr (úrovňová konstanta) říká, jak by se vyvíjela cena elektřiny, kdyby na ni nepůsobily ostatní vlivy zahrnuté v modelu⁶. Má charakter statistického rezidua, a proto nemá význam ji dále interpretovat. Úrovňová konstanta vyšla jako statisticky nevýznamný parametr, neboť příslušná p -hodnota vyšla větší než zvolená hladina významnosti 5 %. Vzhledem k jejímu nevýznamnému vlivu na tempo růstu ceny elektřiny by ji bylo možné z modelu vypustit, ale jejím odstraněním by se model prakticky nezměnil a nedaly by se použít ověřovací statistiky.

Druhý parametr ukazuje negativní vliv HDP na tempo růstu ceny elektřiny. Tato proměnná je však statisticky naprosto nevýznamná. HDP nemá na cenu elektřiny žádný vliv.

I na 1% hladině významnosti se podařilo prokázat, že liberalizace má ze statistického hlediska vliv na cenu elektřiny ve Francii. Tempo růstu ceny elektřiny roste s každým 1% zvýšením rychlosti, s jakou se trh s elektřinou uvolňuje. Její reálný vliv je podle parametru u proměnné *liber* blízkému 0 nízký.

Cena ropy Brent na cenu elektřiny ve Francii nemá téměř žádný vliv.

Oba koeficienty vícenásobné determinace vyšly relativně vysoké (vzhledem k diferencím proměnných). Lze říct, že v průměru 60 % rozptylu tempa růstu ceny elektřiny lze vysvětlit danými vysvětlujícími proměnnými, a to na základě R^2 . R_{adj}^2 představuje koeficient vícenásobné determinace korigovaný počtem stupňů volnosti, jehož interpretace je podobná R^2 .

Diagnostika modelu potvrzuje, že tento model je pro trh s elektrickou energií ve Francii vhodný a zachycuje většinu změn ve vývoji ceny elektřiny.

7.5.1.1 Shrnutí ekonometrické analýzy

Z ekonometrického modelu vychází, že nejvýznamnější vliv na konečnou cenu elektřiny má vývoj liberalizace s tím, že zvýšením tempa růstu liberalizované části trhu, se zvyšuje tempo růstu ceny elektřiny. Cena ropy ani vývoj HDP se neukázaly v modelu jako relevantní pro konečnou cenu elektřiny. Výsledná hodnota $R^2 = 0,6$ znamená, že model významně vysvětluje změny ceny elektřiny.

Důsledky liberalizace spočívající v mírném zvýšení cen elektřiny mohou být dány faktem, že v původním systému byly dodávky realizovány od státní EdF, která těžila z velkého množství jaderných zdrojů, které se vyznačují minimálními provozními náklady a tedy i nákladovou cenou elektřiny, za kterou bylo možno elektřinu dodávat. Po otevření trhu a po odstranění těchto vstupních bariér pomocí zákonů NOME a ARENH, kdy došlo k rozprostření těchto benefitů mezi

⁶Ceteris paribus.

ostatní účastníky trhu, došlo k navýšení velkoobchodní ceny elektřiny na úroveň odpovídající průměrným cenám ze všech zdrojů, což jsou ceny vyšší [72].

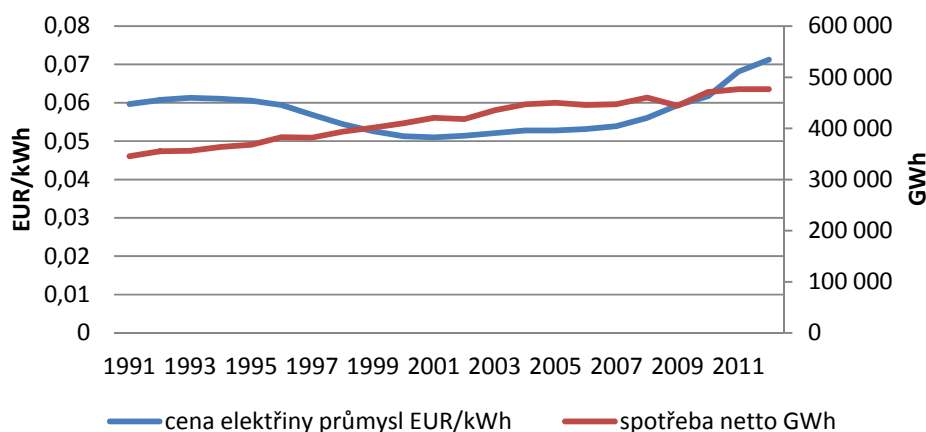
7.5.2 Korelační analýza

V této části budou srovnány možné vztahy mezi cenou elektrické energie a dalšími veličinami, zahrnutými i nezahrnutými do ekonometrického modelu. Míra závislosti náhodných veličin bude posuzována na základě korelačních koeficientů.

V následujícím textu bude pracováno s těmito zkratkami a veličinami:

- EI_CENA – cena elektřiny pro průmysl (EUR/kWh),
- EI_SPOTR – spotřebované množství elektřiny ČR (brutto, GWh),
- OZE - množství výroby elektřiny z OZE (GWh),
- POVOL – cena emisních povolenek (EUR/t),
- ROPA – průměrná cena ropy Brent v daném roce (EUR/barel),
- HDP – hrubý domácí produkt (mld. EUR),
- INFL – míra inflace (%).

7.5.2.1 Cena elektřiny a spotřebované množství elektřiny



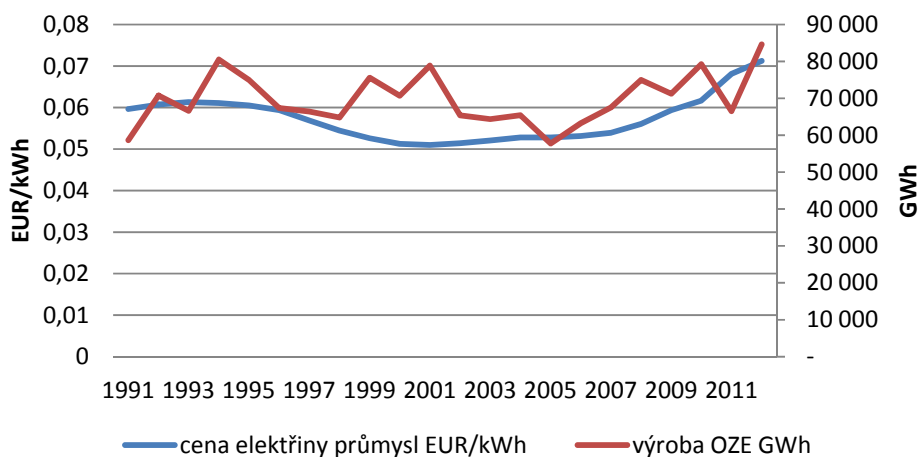
61 Vývoj ceny a spotřeby elektřiny (Francie)

	Cena elektřiny	Spotřeba elektřiny
Cena elektřiny	1.00	0.29
Spotřeba elektřiny	0.29	1.00

Tabulka 22 Korelační matice pro cenu spotřebu elektřiny (Francie)

Ve Francii podle výsledku korelačního koeficientu nemá spotřeba elektřiny vliv na cenu elektřiny ani naopak.

7.5.2.2 Cena elektřiny a množství výroby elektřiny z OZE



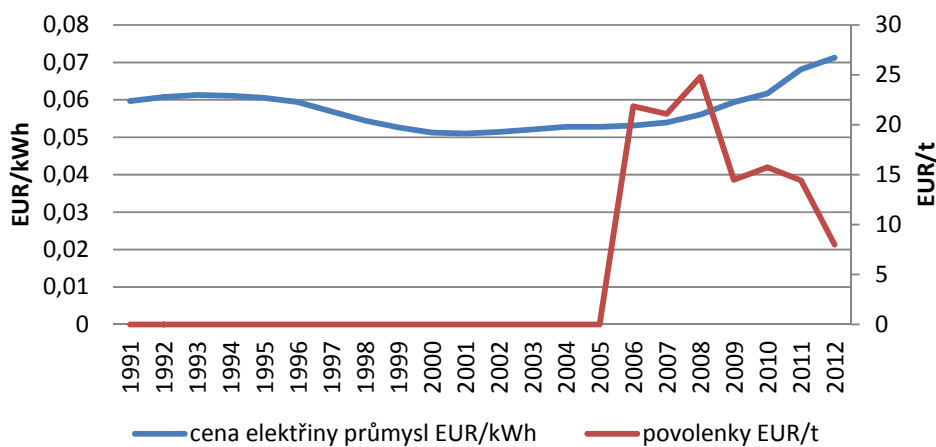
62 Vývoj ceny elektřiny a množství vyrobené elektřiny z OZE (Francie)

	Cena elektřiny	OZE
Cena elektřiny	1.00	0.28
OZE	0.28	1.00

Tabulka 23 Korelační matice pro cenu elektřiny a množství vyrobené elektřiny z OZE (Francie)

Změny ve výrobě elektřiny v obnovitelných zdrojích se neprojevují v konečné ceně elektřiny.

7.5.2.3 Cena elektřiny a cena emisních povolenek



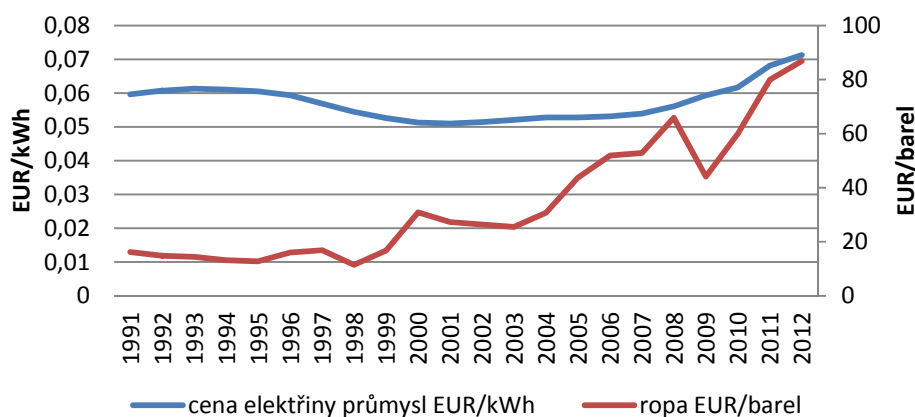
63 Vývoj ceny elektřiny a ceny emisních povolenek (Francie)

	Cena elektřiny	Cena emisních povolenek
Cena elektřiny	1.00	0.19
Cena emisních povolenek	0.19	1.00

Tabulka 24 Korelační matice pro cenu elektřiny a cenu emisních povolenek (Francie)

Korelace mezi cenou elektřiny a cenou emisních povolenek není ve Francii velmi silná. Hlavní příčinou bude nízká cena emisních povolenek a to, že většina produkce elektřiny ve Francii se vyrábí v jaderných elektrárnách, které pro svůj provoz emisní povolenky nepotřebují.

7.5.2.4 Cena elektřiny a cena ropy



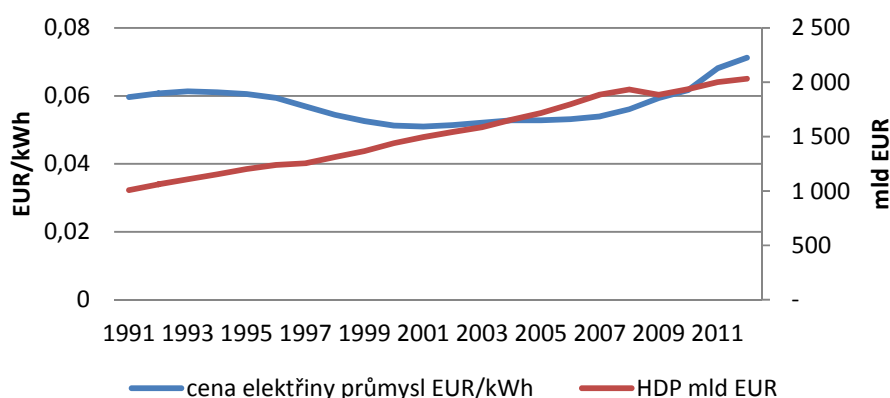
64 Vývoj ceny elektřiny a ceny ropy (Francie)

	Cena elektřiny	Cena ropy
Cena elektřiny	1.00	0.41
Cena ropy	0.41	1.00

Tabulka 25 Korelační matice pro cenu elektřiny a cenu ropy (Francie)

Podobně jako v jiných zemích i ve Francii se nevyrábí elektřina přímo z ropy. Průběh cen elektřiny a ropy naznačují pouze malý vzájemný vliv, kdy s rostoucí cenou ropy roste cena elektřiny.

7.5.2.5 Cena elektřiny a HDP země



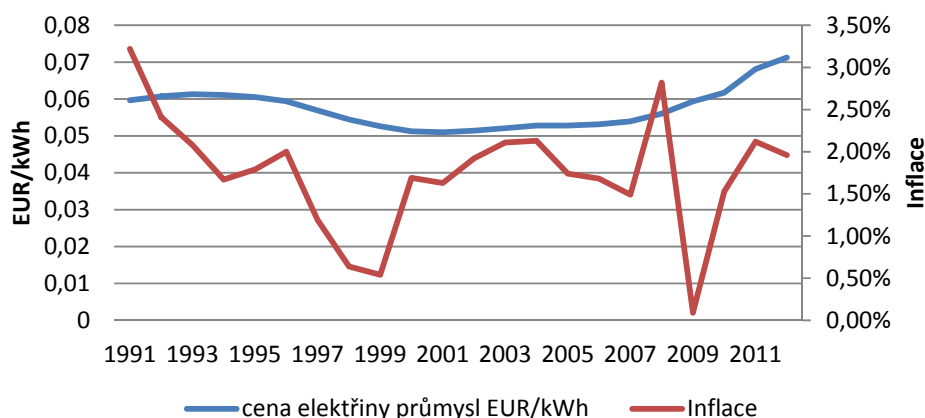
65 Vývoj ceny elektřiny a HDP (Francie)

	Cena elektřiny	HDP
Cena elektřiny	1.00	0.31
HDP	0.31	1.00

Tabulka 26 Korelační matice pro cenu elektřiny a HDP (Francie)

Ve Francii není podle porovnání závislá cena elektřiny na velikosti HDP. Korelační koeficient ukazuje velmi malou přímou závislost.

7.5.2.6 Cena elektřiny a míra inflace



66 Vývoj ceny elektřiny a míry inflace (Francie)

	Cena elektřiny	Inflace
Cena elektřiny	1.00	0.19
Inflace	0.19	1.00

Tabulka 27 Korelační matice pro cenu elektřiny a míry inflace (Francie)

Inflace se ve Francii také neprojevuje nikterak významně na ceně elektřiny pro průmysl. Je to dáno zejména tím, že inflace se ve Francii drží dlouhodobě na hranici okolo 1,5 %.

7.5.2.7 Shrnutí korelační analýzy

Korelační analýza nám neukázala žádnou korelaci s cenou elektřiny, která by byla významná. Podle ekonometrického modelu je nejdůležitější proměnnou liberalizace trhu s elektřinou ve Francii.

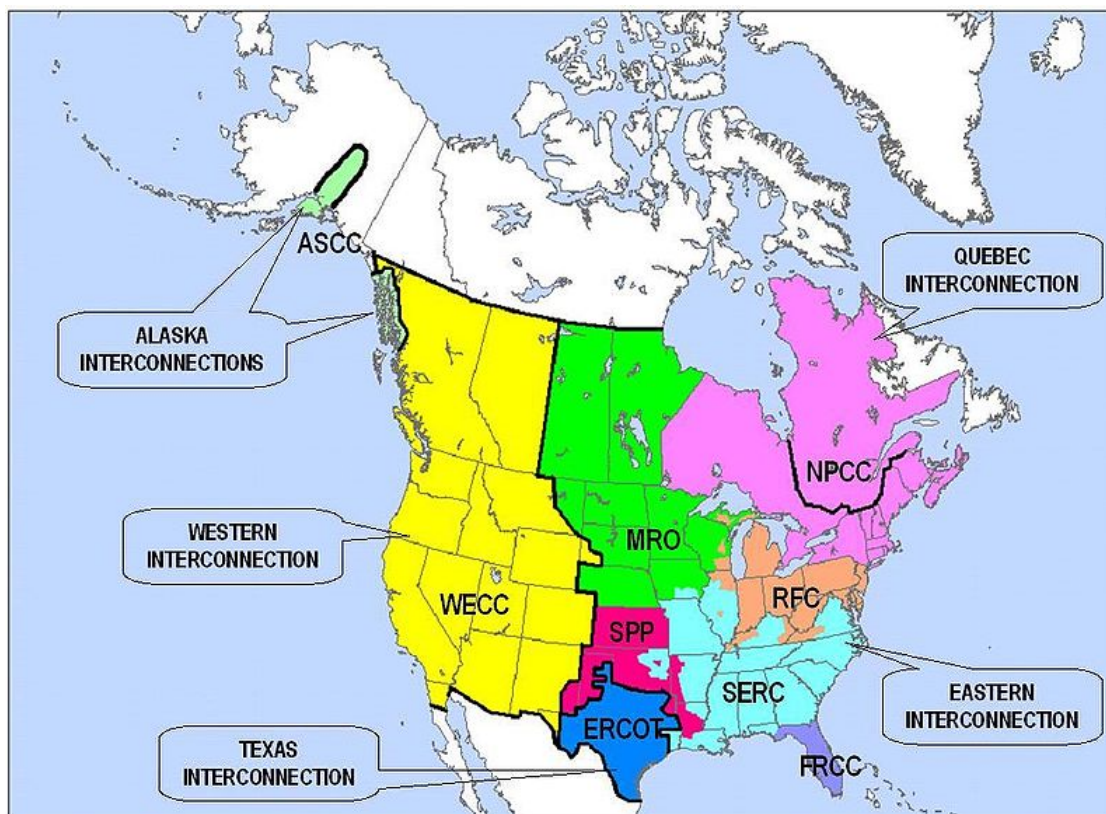
	EL_CEN A	EL_SPO TR	OZE	POVOL	ROPA	HDP	INFL
EL_CENA	1.00	0.29	0.28	0.19	0.41	0.31	0.19
EL_SPOTR	0.29	1.00	0.15	0.65	0.88	0.98	-0.12
OZE	0.28	0.15	1.00	0.14	0.25	0.18	-0.18
POVOL	0.19	0.65	0.14	1.00	0.75	0.75	-0.01
ROPA	0.41	0.88	0.25	0.75	1.00	0.91	0.10
HDP	0.31	0.98	0.18	0.75	0.91	1.00	-0.14
INFL	0.19	-0.12	-0.18	-0.01	0.10	-0.14	1.00

Tabulka 28 Korelační matice pro cenu elektřiny a veličiny, které na ni mají vliv (Francie)

Trh s elektřinou v Severní Americe



Zatímco v Evropě vznikla soustava UCTE propojením elektrizačních soustav jednotlivých států⁷, v Severní Americe – kromě dalších menších soustav – existují dvě hlavní soustavy (Západní vyznačena žlutou barvou a Východní vyznačena zbylými barvami bez uvažování soustav Texas a Quebec), které pokrývají podstatnou část USA a Kanady. Přitom tyto soustavy nepracují v synchronním režimu, jelikož propojení mezi nimi existuje výhradně prostřednictvím stejnosměrných vedení.



67 Struktura elektrizační soustavy v Severní Americe

Proto je třeba se v případě trhu s elektřinou v Severní Americe zaměřit na jednotlivé soustavy, namísto přístupu uplatněného v Evropě, kdy je pozornost zaměřena na vybrané země.

8.1 Liberalizace elektroenergetiky v Severní Americe

Prvním významným krokem směrem k liberalizaci severoamerické energetiky byl v roce 1992 přijatý zákon o energetické politice, který byl v roce 1996 doplněn o příkazy 888 a 889, pomocí nichž došlo k vytvoření formálního rámce pro deregulaci celého odvětví.

⁷To samé se týká soustavy IPS/UPS vzniklé propojením elektrizačních soustav jednotlivých zemí bývalého Sovětského svazu.

Spolu s tím byla restrukturalizována Korporace pro severoamerickou elektrickou spolehlivost (North American Electric Reliability Corporation), jejíž členy jsou jak Federální energetická regulační komise (Federal Energy Regulatory Commission) působící na území USA, tak příslušné komise, resp. regulátoři působící na území Kanady a Mexika [31], [32].

8.1.1 North American Electric Reliability Corporation

Korporace pro severoamerickou elektrickou spolehlivost (tzv. NERC) je nezisková společnost se sídlem v Princetonu, která je nástupcem dřívější Rady pro severoamerickou elektrickou spolehlivost (North American Electric Reliability Council) založené 1. června roku 1968 [31].

Jak z názvu vyplývá, základním cílem NERC je podporovat spolehlivost severoamerické elektrizační soustavy, resp. soustav, přičemž Korporace pro severoamerickou elektrickou spolehlivost dále zodpovídá za vývoj standardů pro správné fungování elektrizační soustavy, jejich monitorování a dohlížení nad jejich dodržováním. Mimo to NERC také vyšetřuje a analyzuje příčiny rozsáhlých výpadků v elektrizační soustavě, aby je bylo možné v budoucnu eliminovat.

Konkrétně se jedná o následující elektrizační soustavy na území USA, Kanady a Mexika [31]:

- Western Interconnection,
- Eastern Interconnection,
- Texas Interconnection,
- Quebec Interconnection,
- Alaska Interconnection.

Western Interconnection

Západní soustava je jednou ze dvou hlavních elektrizačních soustav v Severní Americe, která se rozléhá na území jihozápadní Kanady, západní části USA a severozápadu Mexika.

Jak již bylo uvedeno dříve, jelikož jednotlivé soustavy na severoamerickém kontinentu nepracují v synchronním režimu, propojení mezi nimi existuje prostřednictvím stejnosměrných vedení. V případě Západní soustavy se jedná o 6 propojovacích vedení s Východní soustavou na napěťové hladině 450 kV.

Eastern Interconnection

Východní soustava je druhou ze dvou hlavních elektrizačních soustav v Severní Americe, která se rozléhá na území jihovýchodní Kanady a východní části USA. Přitom však do ní nespádají texaská a quebecká soustava, jež tvoří samostatné systémy.

Pokud jde o propojení s ostatními soustavami, Východní soustava je kromě 6 HVDC propojovacích vedení se Západní soustavou dále propojena 2 HVDC vedeními s Texaskou soustavou a 4 HVDC vedeními s Quebeckou soustavou.

Texas Interconnection

Texaská elektrizační soustava se rozprostírá na většině území státu Texas, který je součástí Spojených států amerických. Vnější propojení existuje mimo 2 HVDC vedení s Východní soustavou také několika HVDC vedeními s dalšími soustavami v Mexiku.

Quebec Interconnection

Quebecká elektrizační soustava se rozprostírá po celém území provincie Québec, která je součástí Kanady. V souladu s tím, co je napsáno výše, je propojena 4 HVDC vedeními s Východní soustavou.

Alaska Interconnection

Aljašská elektrizační soustava se rozprostírá na většině osídleného území státu Aljaška, který je součástí Spojených států amerických. Na rozdíl od výše uvedených soustav je však Aljašská elektrizační soustava zcela izolována a neexistují tedy žádná vnější propojení s ostatními severoamerickými soustavami.

Na rozdíl od standardizované frekvence 50 Hz používané v Evropě, se v Severní Americe používá frekvence 60 Hz, jež je rovněž standardem ve všech v této kapitole popsaných elektrizačních soustavách na severoamerickém kontinentu.

8.1.2 Federal Energy Regulatory Commission

Federální energetická regulační komise (tzv. FERC) je nezávislý orgán vlády Spojených států amerických, a tak její působnost se formálně vztahuje pouze na území USA. Nicméně vzhledem k významnosti a postavení ekonomiky a potažmo elektroenergetiky USA v rámci Severní Ameriky se její působnost de facto přenáší i na území Kanady a Mexika.

FERC vznikla 1. října 1977 ve Washingtonu jako nástupce dřívější Federální energetické komise založené v roce 1920. V souladu s v roce 2005 přijatou novelou zákona o energetické politice FERC zodpovídá za [32]:

- regulaci přepravy plynovody a prodeje zemního plynu v mezinárodním obchodu,
- regulaci přepravy ropovody a prodeje ropy v mezinárodním obchodu,
- regulaci přepravy a prodeje elektřiny v mezinárodním obchodu,
- monitorování a vyšetřování diskriminačního chování na energetických trzích,
- vyměňování sankcí za porušení pravidel ustanovených na energetických trzích,
- definování standardů výkaznictví vztahujících se na regulované subjekty působící na energetických trzích.

V reakci na rozsáhlé selhání elektrizační soustavy v Severní Americe v roce 2003 došlo k zásadním změnám v platnosti směrnic vydávaných NERC a FERC. Zatímco dříve měly vydané směrnice týkající se spolehlivého provozu elektrizační soustavy charakter doporučení, jejichž plnění záviselo na vůli jednotlivých subjektů v odvětví, dnes je plnění těchto směrnic závazné pro všechny subjekty, přičemž jejich dodržování lze právně vymáhat a v krajním případě je možné za jejich porušování vyměřit značnou pokutu.

V souvislosti s tím se FERC podobně angažoval i ve vyšetřování rozsáhlého selhání elektrizační soustavy v Kalifornii a dále ve vyšetřování podvodného jednání firmy Enron a jiných významných společností na severoamerickém trhu.

Zajímavostí je, že Federální energetická regulační komise je – na rozdíl od energetických regulátorů působících v Evropě – samofinancující se orgán, který získává finanční prostředky nikoliv ze státního rozpočtu, nýbrž přímo od regulovaných subjektů formou ročních poplatků [32].

8.2 Subjekty a infrastruktura trhu

Pokud jde o jednotlivé subjekty působící na trhu (tj. zejména výrobce, provozovatele přenosových a distribučních soustav, obchodníky a konečné zákazníky), není myslitelné se jimi v rámci této kapitoly zabývat tak, jako v kapitolách předchozích. Totiž mluvíme-li o trhu s elektřinou v Severní Americe, je nutné si uvědomit, že se jedná o trh srovnatelné velikosti a významu s trhem v celé Evropské unii. Jinými slovy zabývat se jednotlivými subjekty působícími

na severoamerickém trhu s elektřinou by představovalo stejně složitou úlohu, jako zabývat se jednotlivými subjekty působícími na trzích s elektřinou všech členských států UCTE.

Jak již bylo napsáno v úvodu, vzhledem k faktu, že struktura elektrizační soustavy je v Severní Americe koncipována poněkud odlišně od toho, co je zvykem v Evropě, nebylo možné se zaměřit pouze na jednu zemi. Proto cíl této kapitoly spočíval především v seznámení čtenáře se strukturou elektroenergetiky na severoamerickém kontinentu, přičemž v další fázi této práce bude žádoucí se zaměřit pouze na jednu z výše popsaných elektrizačních soustav v Severní Americe a tu poté srovnávat s elektrizačními soustavami vybraných evropských zemí.

8.3 Liberalizace ve státě Texas

Pro účely popisu liberalizace byl vybrán stát Texas, protože jeho velikost nejvíce odpovídá velikostem států a jejich energetik v Evropě. Spotřeba elektřiny státu Texas je největší ze všech států ve Spojených státech amerických. Její velikost odpovídá roční spotřebě Velké Británie nebo Španělska. Stát Texas tvoří samostatnou energetickou jednotku ve Spojených státech s vlastním vývojem liberalizace.

8.4 Průběh liberalizace

Zjištění uvedená v této kapitole souvisejí zejména s Hypotézou č. 1 (Liberalizace trhu s elektřinou ovlivnila současnou podobu trhu s elektřinou).

8.4.1 Energetický trh před liberalizací

Před liberalizací byly funkce výroby, přenosu, distribuce, zákaznických služeb, měření a fakturování v jedné společnosti, jejíž ceny reguloval regulační úřad (Public Utility Commission). Na energetickém trhu byl jen zákazník, energetická společnost a regulační úřad.

Ve Spojených státech amerických se spíše než o liberalizaci trhu s elektřinou mluví o jeho deregulaci. Za tímto pojmem si však lze představit podobný vývoj jako liberalizace v Evropě. První snahy o liberalizaci energetiky proběhly v sedmdesátých letech dvacátého století, kdy vlna liberalizace proběhla na železnici, aerolinkách, telefonních či bankovních službách.

Ceny služeb se řídily podle zákona o energetických společnostech (Public Holding Company Act), který zakazoval kartelové chování a zneužívání monopolního postavení. K tomuto účelu vznikl v Texasu regulační úřad (Public Utility Commission), který určoval ceny pro monopoly, aby pokryly operativní a investiční náklady a přiměřenou míru zisku [37].

8.4.2 Postupné otevření trhu

Podstatná změna přišla v roce 1992, kdy kongres schválil Energetický zákon (Energy Policy Act), který vedl k deregulaci velkoobchodních trhů.

V roce 1995 přijali zástupci státu Texas legislativu k deregulaci velkoobchodních trhů podle zákona schváleného kongresem v roce 1992. V roce 1996 Federální regulační úřad (Federal Energy Regulatory Commission) vydal nařízení 888, které nařizovalo volný přístup k přenosové soustavě jinými společnostmi [37].

V roce 1997 byl zveřejněn záměr deregulace trhu koncových spotřebitelů v Texasu, nicméně záměr byl odložen kvůli tlakům energetických společností. Se zvětšujícím se nárůstem spotřeby se snižovaly náklady na výrobu elektřiny. Regulační úřad ovšem nesnižoval regulované ceny energetickým společnostem, ale nechával je konstantní, čímž jim navyšoval zisky. Toto jednání odůvodňoval finanční náročností přechodu na deregulaci. Zároveň panovala obava, že některé zdroje by nebyly konkurenceschopné na deregulovaném trhu, a tedy vyšší zisky v období před deregulací pomůžou uhradit ztrátový provoz zařízení po deregulaci.

V roce 1999 byly přijaty zákony liberalizující trh s elektřinou v Texasu s platností od roku 2002. Jednalo se zejména o rozšíření velkoobchodního trhu s elektřinou, zavedení soutěže při dodávání elektřiny koncovým zákazníkům a podporování obnovitelných zdrojů. Přijaté změny jsou označovány jako Senate Bill 7 [37].

Po deregulaci se oddělila výroba, přenos, distribuce a prodej koncovým zákazníkům. Vznikl velkoobchodní trh s energiemi a operátor trhu. Zároveň byla nastavena cena „Price to beat“. Je to cena, za kterou v prvních pěti letech liberalizovaného trhu mohly bývalé monopolní společnosti prodávat elektřinu. Tato cena měla donutit ostatní prodejce snižovat tuto cenu a zvyšovat konkurenci. Dále byl zaveden nezávislý operátor trhu ERCOT (Electric Reliability Council of Texas). Cena elektřiny Price to beat byla stanovována do roku 2007.

Spolu s tím byla schválena úhrada utopených nákladů velkým energetikám do drahých výrobních zdrojů, kdy velké energetické společnosti se obávaly, že jimi postavené výrobní zdroje nebudou konkurenceschopné na liberalizovaném trhu a požadovaly kompenzaci nákladů. Otázka utopených nákladů byla v Texasu plná zvrátů. Nejdříve regulační úřad rozhodl v roce 2001, že zisky energetik jsou neúměrně velké a že se část zisků vrátí zákazníkům přes Excess Mitigation Credits. Tyto kredity však nebyly určeny pro koncové zákazníky, ale pro obchodníky na již liberalizovaném trhu. Bohužel rozdělení těchto kreditů mezi obchodníky snížilo cenu elektřiny, která se stále držela na Price to beat hranici.

V roce 2004 regulační úřad rozhodl, že energetiky postihuje ztráta z konkurenčního prostředí a předchozí rozdělení kreditů nebylo odůvodněné a mělo by být vráceno. Ve výsledku se konečným zákazníkům účtovala položka náhrady utopených nákladů, jejímž prostřednictvím se velkým energetikám, které v regulovaném období stavěly zdroje, nahrazovala ztráta, která se měla uskutečnit na liberalizovaném trhu [37].

V roce 2000 přišla energetická krize v Kalifornii, která se přímo nedotkla situace v Texasu, ale její následky měly vliv na rozhodování o dalším směřování energetiky. Po liberalizaci energetiky v Kalifornii vzrostly ceny elektřiny na velkoobchodních trzích několikanásobně. To mělo za následek krach několika společností a časté výpadky sítě, které vznikly špatným plánováním spotřeby a výroby a následně špatným nakupováním elektřiny, kdy v soustavě byl extrémní nedostatek elektřiny nebo přebytek a toto zapříčinilo její zhroucení [38].

V roce 2001 začalo docházet k cenovým výkyvům na burze a hodinová cena elektřiny se dostávala z běžných 30 USD na více než 1000 USD. V tomto případě se zaktivovala maximální povolená cena elektřiny ve výši 1000 USD, která byla vytvořena po zkušenostech z Kalifornie.

Dne 1. 1. 2002 byl liberalizován konečný trh s elektřinou a zákazníci si mohli vybrat svého dodavatele. Stát Texas určil obchodníkům spojeným s velkými energetikami, aby prodávali elektřinu o 6 % levněji, než byla nastavena regulovaná cena roku 2001. Ostatní noví obchodníci museli cenu podbízet a tím mělo docházet ke zlevňování ceny elektřiny. Regulační úřad každých 6 měsíců upravoval cenu elektřiny obchodníka spojeného s velkými energetickými společnostmi, avšak v důsledku vzrůstajících cen paliv úřad upravoval cenu směrem nahoru – nikdy naopak. Tento jev měl za následek, že ostatní prodejci elektřiny nabízeli elektřinu za cenu podobnou regulované a nepromítali nižší náklady na výrobu elektřiny do konečné ceny elektřiny. Celkově tím docházelo ke zvyšování ceny elektřiny [36], [37].

Shrnutí průběhu liberalizace v Texasu:

- **1995**
 - **Přijetí zákona k deregulaci velkoobchodních trhů**
- **1999**
 - **Přijetí zákonů k deregulaci energetiky platných od roku 2002**
- **2000**
 - **Energetická krize v Kalifornii**
Obavy z liberalizace energetiky.

- **2002**
 - **Liberalizace energetiky**
Oddělení výroby a prodeje od distribuce a přenosu.

8.5 *Subjekty a infrastruktura trhu*

Zjištění uvedená v této kapitole souvisejí zejména s Hypotézou č. 2 (Struktura trhu s elektřinou je determinována nastavenými liberalizačními principy).

8.5.1 Systémový operátor

Oblast Texasu je rozdělena na čtyři části: severní, jižní, západní a Houston. Systémový operátor ERCOT vznikl v Texasu v rámci liberalizace energetiky a v roce 2010 zavedl platby za přetížené linky (Nodal payments). Pokud plánovaná spotřeba oblasti byla vyšší než kapacita soustavy, zpoplatňoval operátor trhu tuto elektřinu speciální sazbou. Tímto se snažil rozložit spotřebu po jednotlivých oblastech a z vybraných peněz posiloval soustavu. ERCOT provozuje denní a vnitrodenní trh s elektřinou [40].

8.5.2 Největší energetická společnost

Texas Utilities je společnost známá pod zkratkou TXU. Společnost vznikla v roce 1945 sloučením několika dílčích energetických společností v Texasu. V roce 1996 se sloučila se svou mateřskou společností Lone Star Gas a stala se největším výrobcem elektřiny a dodavatelem plynu v Texasu. Zároveň společnost TXU vlastnila přenosovou i distribuční soustavu elektrické energie a dodávala elektřinu konečným zákazníkům. V roce 2002 se otevřel trh s elektřinou pro další obchodníky a TXU získalo konkurenci. Většina zákazníků však dodavatele elektřiny nezměnila.

V roce 2007 odprodala společnosti TXU všechny své aktivity mimo prodeje konečným zákazníkům. Distribuční a přenosová soustava je nyní provozována společností Oncor Electric Delivery. Výrobní zdroje jsou provozovány společností Luminant [41].

8.5.3 Provozovatel přenosové soustavy

Oncor Electric Delivery je regulovanou společností v oblasti přenosu a distribuce elektrické energie a zajišťuje dopravu elektrické energie konečným zákazníkům. Celkem spravuje okolo 118 000 mil distribučních a přenosových vedení, a to zejména linky VVN o napětí 345 kV v délce 5 407 mil a linky VN o napětí 69 a 138 kV v délce 9 935 mil [40].

8.6 Přehled obchodů s elektřinou

V Texasu je zaregistrováno 236 velkoobchodních míst s elektrickou energií, přičemž většina elektřiny je obchodována přes OTC kontrakty nebo na lokálních obchodních místech. Pro dlouhodobé produkty neexistuje jedno centrální prodejní místo nebo burza.

Jinak je tomu v případě denního a vnitrodenního obchodování, kdy tyto obchody pro celý Texas zajišťuje operátor trhu (ERCOT). Spotový trh v Texasu je rozdělen do 4 oblastí: Houston, North, South a West [40].

8.6.1 Dvoustranné smlouvy

Bilaterální smlouvy jsou taktéž v Texasu základním prostředkem pro realizování prodeje a nákupu elektřiny mezi dvěma subjekty. Veškeré záležitosti daného obchodu včetně ceny za samotnou elektřinu záleží pouze na domluvě obou smluvních stran.

8.6.2 Denní trh

Denní trh je v Texasu spravován operátorem trhu ERCOT a jelikož množství a cena obchodované elektřiny reflektuje cenu reálného trhu, jde v Texasu o relativně důležitý trh. Účastníci trhu sledují cenu reálného trhu a připravují se na ni den dopředu. Na denním trhu se obchoduje zhruba 40 procent objemu elektřiny.

Významným ukazatelem v Texasu je rozdíl v průměrné ceně mezi denním a reálným trhem. Dlouhodobě vychází, že denní trh je dražší než reálný trh o několik dolarů. Tento příplatek je dán vysokou volatilitou reálného trhu, kdy ceny na reálném trhu se mohou krátkodobě vyšplhat až na 3000 USD/MWh [40].

8.6.3 Vnitrodenní (reálný) trh

Vnitrodenní trh se v Texasu jmenuje Real Time Market a obchodují se na něm v reálném čase dodávky po 5 minutových slotech, přičemž velikost nabízené elektřiny je do značné míry omezena regulačními možnostmi jednotlivých elektráren. Rovněž vnitrodenní trh je rozdělen do 4 oblastí jako denní trh a dále existuje strop cen, které může elektřina na reálném trhu dosáhnout. Tento strop je nastaven na 3000 USD/MWh a je každoročně dosažen okolo 30 hodin v roce. Principiálně je zde cena určována v reálném čase střetem nabídky a poptávky a tyto hodnoty jsou pak ukazatele hodnoty elektřiny a vstupem pro ocenění dlouhodobých produktů. Cena reálné elektřiny je závislá na velikosti regulační energie, kterou v Texasu Operátor využívá ke

stabilizaci soustavy. Čím méně regulačních kapacit operátorovi zbývá, tím je elektřina na trhu dražší [40].

8.6.4 Nodální platby

Nodální platby odpovídají ceně elektřiny na specifické části přenosové nebo distribuční soustavy (např. na transformátor, vedení nebo rozvodnu). V případě přetížení vybraného prvku je uživatelům, kteří z něho odebírají elektřinu, účtována přírážka, ze které se obměňuje síť, a jejímž smyslem je motivace k rovnoměrné distribuci spotřebitelů napříč elektrizační soustavou.

8.6.5 Podpora obnovitelných zdrojů

Podpora obnovitelných zdrojů v Texasu funguje pomocí zelených certifikátů, které jsou nazvané Renewable Energy Certificates (RES). Zdroj z obnovitelných zdrojů na území Texasu musí mít certifikaci, aby získal certifikáty, které určují původ elektrické energie a obchodníci musí dodávat občanům a malým podnikatelům elektřinu s podílem elektřiny z obnovitelných zdrojů. Přitom se ročně navyšuje podíl elektřiny z obnovitelných zdrojů tak, aby byly dosaženy níže uvedené cíle [40].

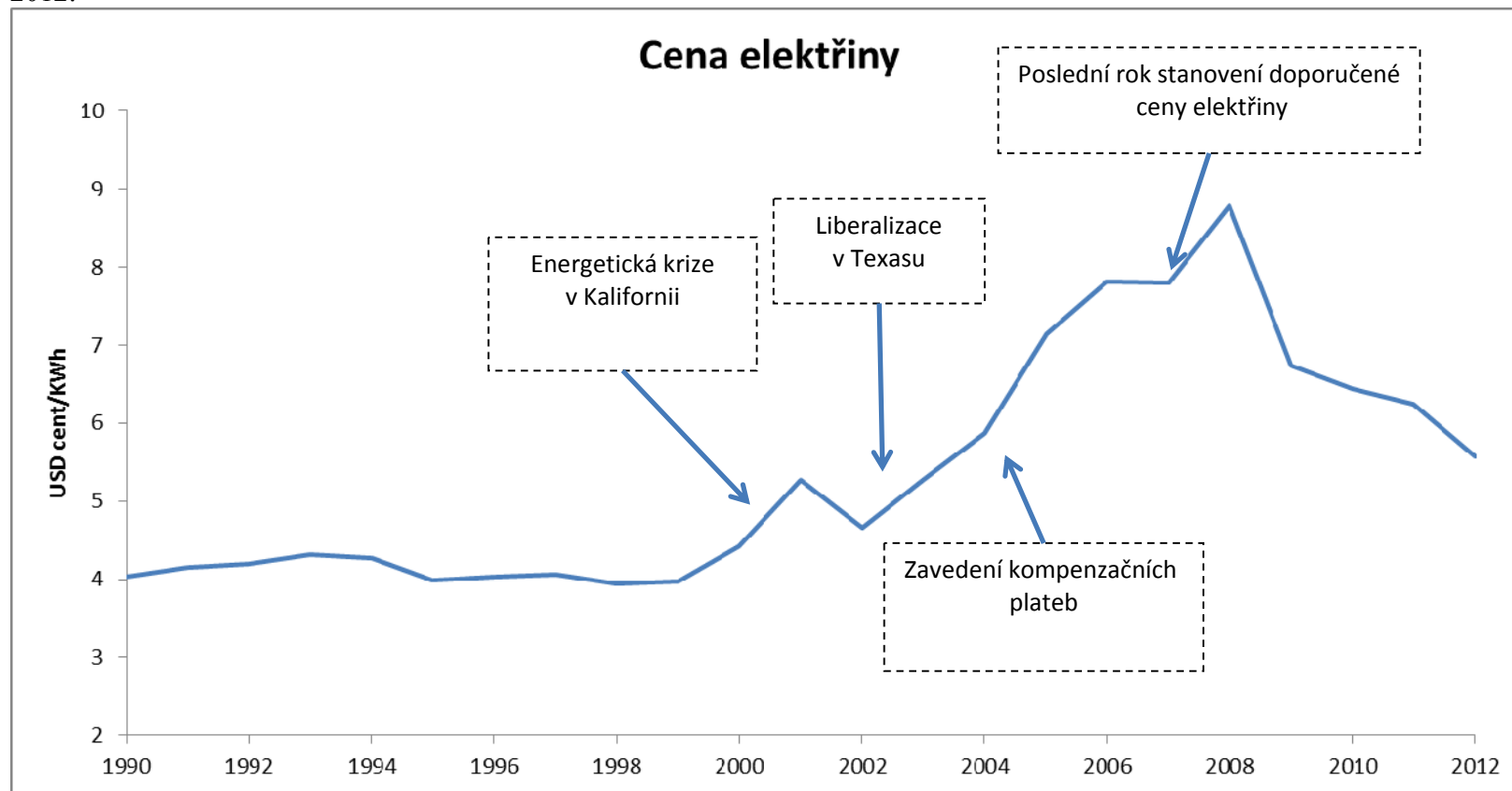
Cíle pro velikost instalovaného výkonu:

1. 1. 2007 – 2280 MW instalovaného výkonu,
2. 1. 1. 2009 – 3 272 MW instalovaného výkonu,
3. 1. 1. 2011 – 4 264 MW instalovaného výkonu,
4. 1. 1. 2013 – 5 256 MW instalovaného výkonu,
5. 1. 1. 2015 – 5 880 MW instalovaného výkonu,
6. 1. 1. 2025 – 10 000 MW instalovaného výkonu.

8.7 Vývoj ceny elektřiny

8.7.1 Vývoj ceny elektřiny

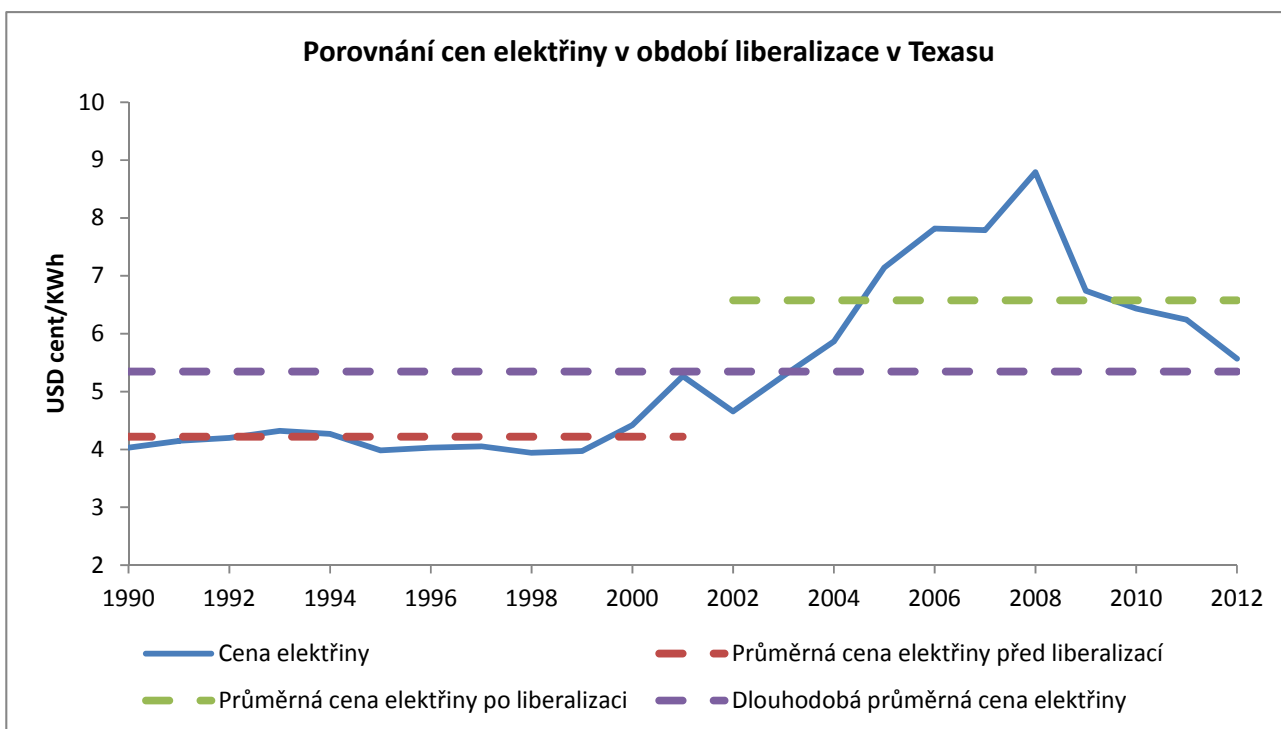
Níže uvedený graf zobrazuje vývoj ceny elektřiny v USD centech za KWh pro průmysl v americkém státě Texas v období let 1990 – 2012.



68 Vývoj ceny elektřiny ve státě Texas, data převzata z EIA (viz Příloha č. 4)

Na předchozím grafu je znázorněn vývoj cen elektřiny v Texasu a hlavní milníky v průběhu liberalizace elektřiny od roku 1990 do roku 2012. První zmínkou o liberalizaci bylo schválení zákona o liberalizaci kongresem v roce 1999, který musel každý stát implementovat.

Od roku 1999 lze v Texasu pozorovat růst ceny elektrické energie. Další růst byl podpořen energetickou krizí v Kalifornii v roce 2000, kdy nikdo nevěděl, jaké může mít krize dopady v Texasu, a začaly se zvyšovat ceny na spotové burze. Liberalizace v Texasu nastala v roce 2002, od kdy lze pozorovat dlouhodobý růst cen elektřiny. Pro srovnání – zatímco nárůst ceny elektřiny za 12 let před liberalizací byl v Texasu mezi lety 1990 – 2002 o 1,1 USD centu za kWh, mezi lety 2002 – 2008 se zvýšila cena elektřiny o 4,1 USD centu za kWh. V roce 2007 byla naposledy stanovena regulovaná cena elektřiny pro největšího hráče na trhu a rok poté došlo k mírnému zdražení elektřiny, ale ceny po mírném zdražení začaly výrazněji zlevňovat.

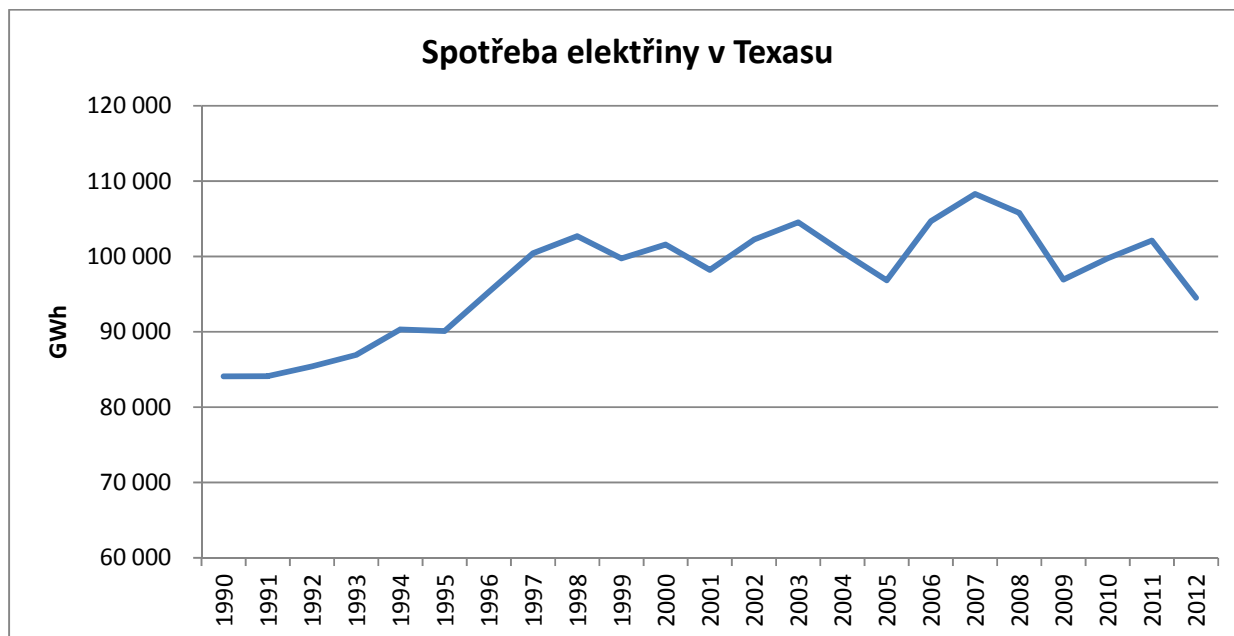


69 Porovnání cen elektřiny v období liberalizace v Texasu (viz Příloha č. 4)

Při porovnání průměrných cen elektřiny před liberalizací a po liberalizaci elektřiny je vidět, že průměrná cena elektřiny po liberalizaci byla o 2,3 USD centu vyšší než před liberalizací. Průměrné tempo růstu ceny elektřiny v letech 1990 – 2001 (tj. období do liberalizace) bylo 2,4 %. Od roku 2002 do roku 2008 se průměrné tempo růstu ceny pohybovalo okolo 11 %.

8.7.2 Další vlivy působící na cenu elektřiny

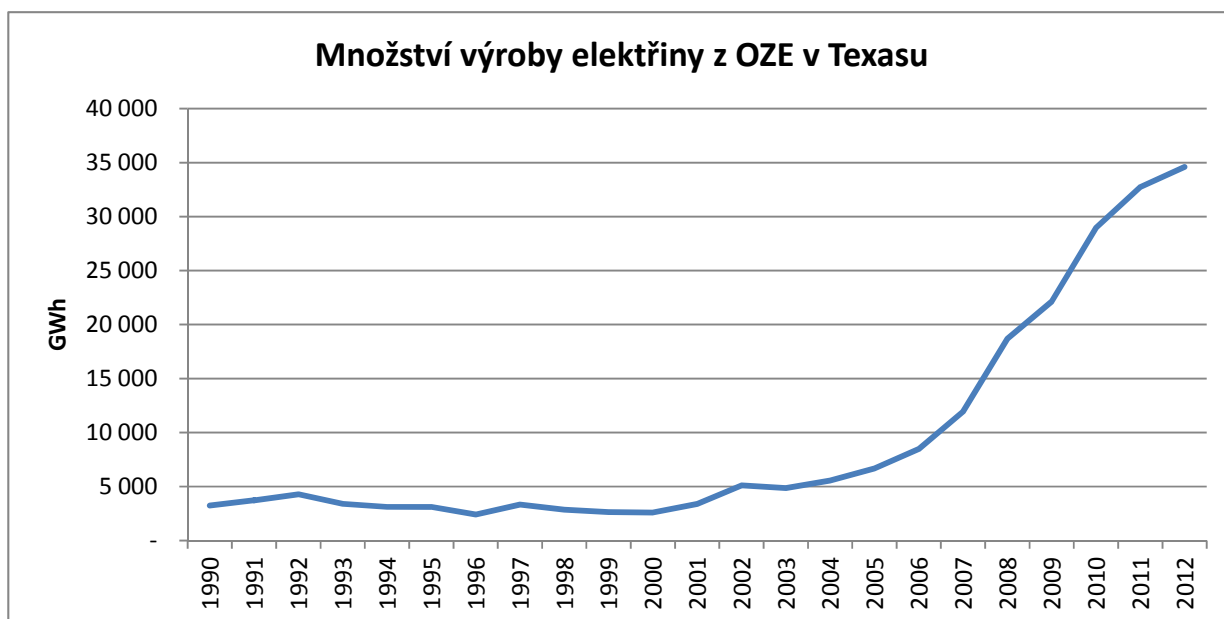
8.7.2.1 Velikost spotřeby



70 Velikost spotřeby elektřiny ve státě Texas, data převzata z EIA (viz Příloha č. 4)

Spotřeba elektrické energie rostla v Texasu do roku 1997. Od té doby stagnuje s mírnými odchylkami. Největší výkyvy spotřeby zažil Texas v letech 2005 a 2009, kdy klesla spotřeba pod hranici 100 TWh. Výkyvy byly zapříčiněny zejména krátkodobým poklesem ekonomiky [33].

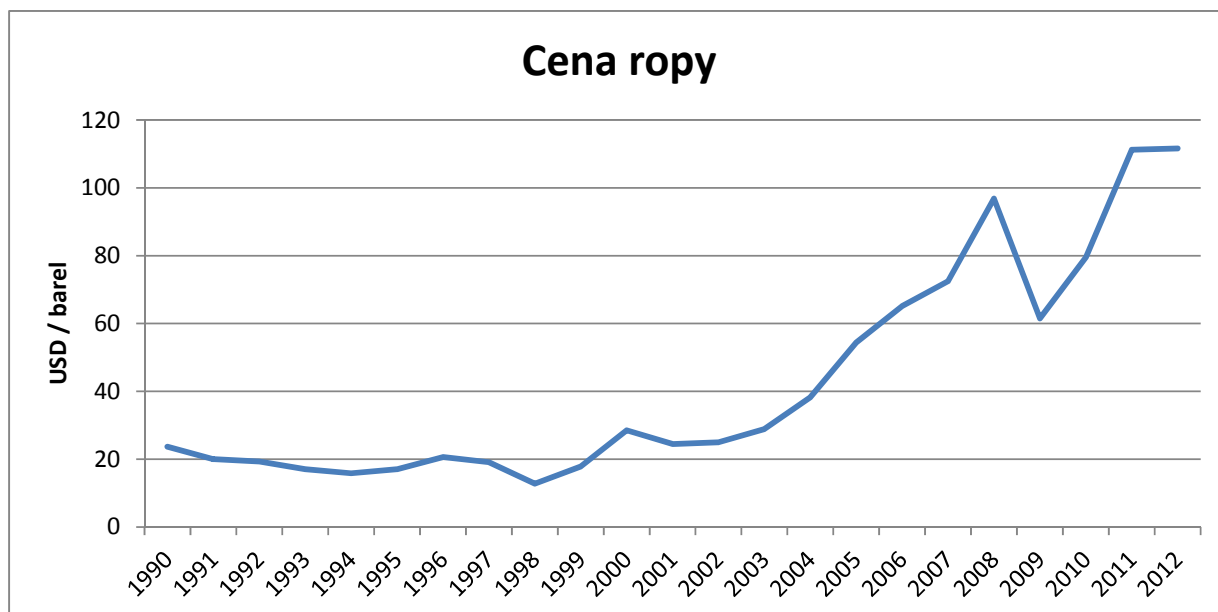
8.7.2.2 Množství vyrobené elektřiny z OZE



71 Množství vyrobené elektřiny z OZE, data převzata z EIA (viz Příloha č. 4)

Množství vyrobené elektřiny z obnovitelných zdrojů trvale roste v souladu s politikou Texasu, která pomocí zelených certifikátů zvětšuje množství instalovaného výkonu v OZE. Ten by měl dosáhnout v roce 2025 10 000 MW. Na grafu výše je vidět výrazný nárůst vyrobené elektřiny od roku 2001, který pokračuje až do současnosti, kdy se v roce 2012 vyrobilo sedmkrát více elektřiny v OZE než v roce 2001 [33].

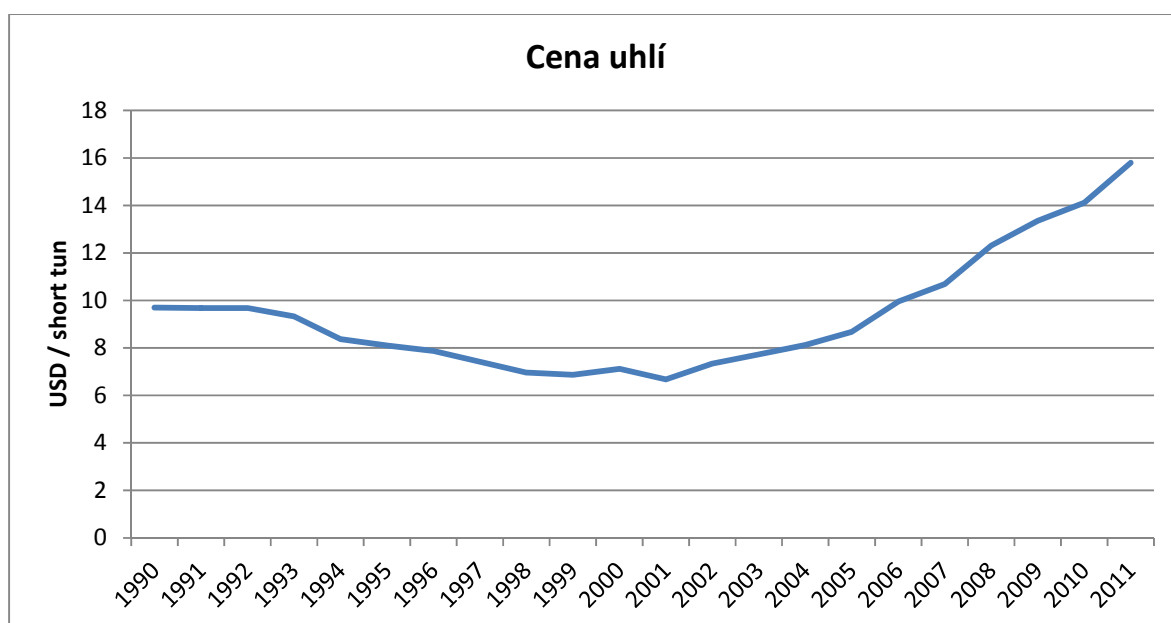
8.7.2.3 Cena ropy



72 Vývoj ceny ropy v USA, data převzata z EIA (viz Příloha č. 4)

Cena ropy vykazovala od roku 2000 setrvalý růst. Tento byl dán celosvětovou makroekonomickou konjunkturou spojenou s větší spotřebou paliv a tedy větší poptávkou po ropě [33].

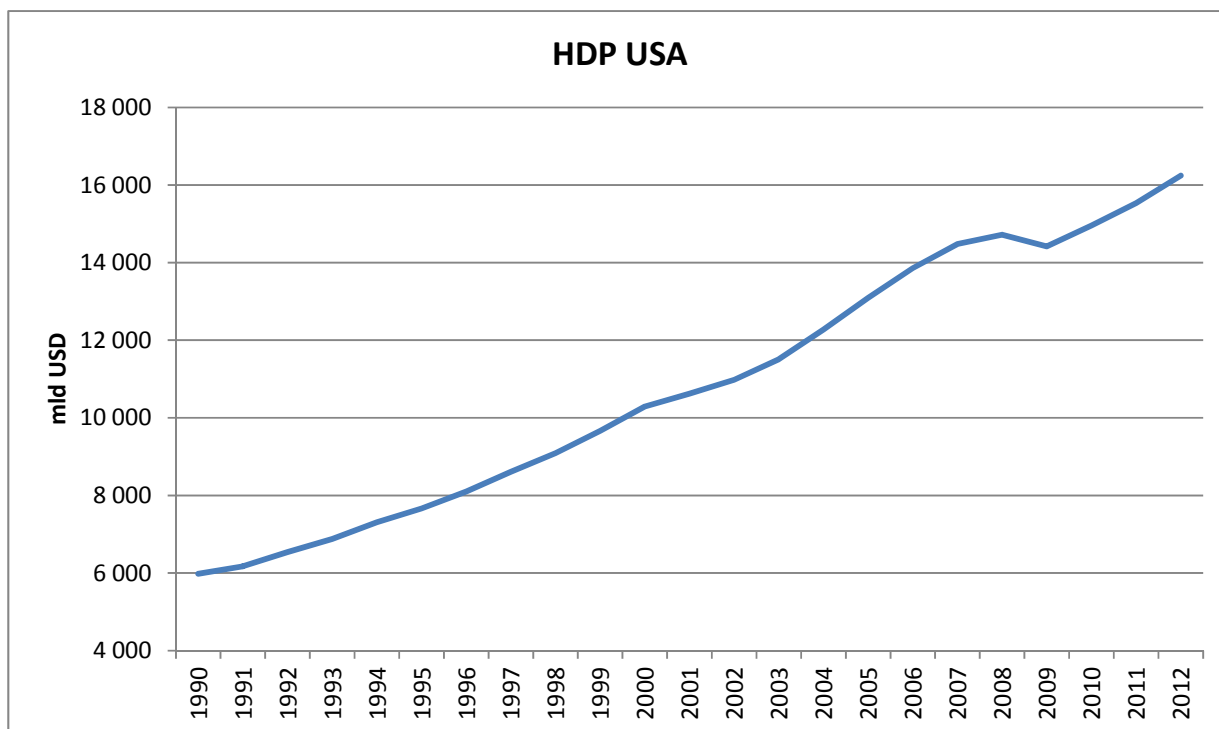
8.7.2.4 Cena uhlí



73 Vývoj ceny uhlí v USA, data převzata z EIA (viz Příloha č. 4)

Cena černého uhlí v USA a na světových trzích klesala do roku 2000, od kterého začala růst až do roku 2011. Po začátku éry břidlicového plynu začala cena černého uhlí klesat (od roku 2012), nicméně tento rok již není zahrnut v porovnávacím období, a proto není znázorněn na tomto grafu.

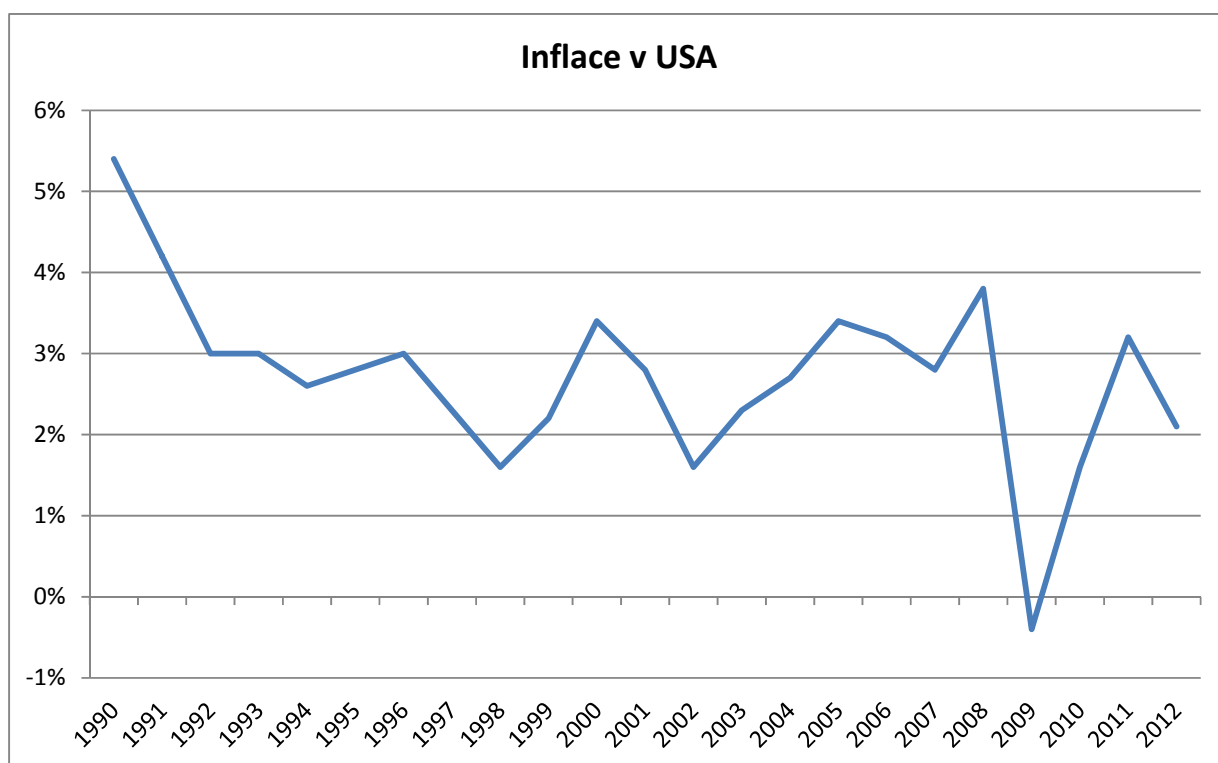
8.7.2.5 HDP



74 Vývoj HDP v USA, data převzata z Bureau of Economic Analysis US (viz Příloha č. 4)

Hrubý domácí produkt USA konstantně roste celé sledované období od roku 1990 do roku 2012 s výjimkou roku 2008, kdy proběhla ekonomická krize, a USA zažilo po dlouhé době snížení Hrubého domácího produktu [83].

8.7.2.6 Inflace



75 Vývoj inflace v USA, data převzata z Bureau of Economic Analysis US (viz Příloha č. 4)

Inflace v USA začínala na 6 procentech v roce 1990. Postupně se snižovala a držela se kolem 3 procent. Pouze v době kolem ekonomické krize v letech 2008 a 2009 došlo ke snížení inflace až ke krátkodobé deflaci. V současné době se inflace v USA drží kolem 2 % [83].

8.8 *Ekonometrický model liberalizace*

Zjištění v této kapitole souvisejí zejména s Hypotézou č. 3 (Liberalizace trhu s elektřinou měla vliv na cenu elektřiny pro spotřebitele) a Hypotézou č. 4 (Vlivem liberalizace trhu s elektřinou došlo ke snížení ceny elektřiny pro spotřebitele).

8.8.1 *Ekonometrická analýza*

Vliv liberalizace na cenu elektřiny bude v Texasu zkoumán pomocí vícenásobné regrese. Regresory budou liberalizační proces trhu s elektrickou energií, HDP Texasu a cena ropy Brent. Použitím ročních časových řad se předejde nepříjemnostem spojeným se sezónností.

Veškeré použité datové vstupy jsou uvedeny v Příloze č. 4 této práce.

Následující model obsahuje tyto proměnné:

- *Elektr* – cena elektřiny pro průmysl (USD/kWh),
- *Spotr_el* – celková spotřeba elektřiny (netto, GWh),
- *Liber* – podíl liberalizovaného trhu na celkovém trhu s elektřinou (%) – v Texasu nebyl trh liberalizován postupně ale najednou, proto tato proměnná nabývá pouze dvou hodnot, a to 1 – pro období v němž probíhá liberalizační proces a všech po něm následujících obdobích, a 0 – pro období v němž liberalizace neprobíhá.
- *Ropa* – průměrná cena ropy Brent v daném roce (USD/barel).

V Texasu bylo místo HDP v regresi použito spotřebované množství elektřiny, protože model obsahující HDP vykazoval multikolinearitu a takový model neposkytuje důvěryhodné výsledky.

Vzhledem k nestacionaritě časových řad ceny elektřiny, spotřeby elektřiny, liberalizace i ceny ropy bylo nutné řady diferencovat.

Logaritmy hodnot časových řad byly využity u cenových řad. Tato úprava je vhodná především pro finanční časové řady, protože poskytne raději než absolutní změny hodnot v časové řadě jejich procentuální změny, což je pro interpretaci vhodnější.

Předpokladem je, že liberalizační proces neovlivnil cenu elektřiny pouze v tom roce, ve kterém proběhl, ale také zpožděně v následujících letech. Pro lepší zachycení průběhu vlivu liberalizace na ceny elektrické energie v Texasu byly do modelu zahrnuty zpoždění proměnné *liber*. Postupnou analýzou bylo zjištěno, že nejlépe odpovídá realitě zahrnutí pouze zpoždění a to o 4 časová období.

Pro vyhodnocení byl sestaven a spočítán následující model:

$$\overline{d(\log(\text{elektř}))} = 0.000 + 0.000 * \overline{d(\text{spotr_el})} + 0.19 * \overline{d(\text{liber})}_{t-1} + 0.05 * \overline{d(\text{liber})}_{t-2} + 0.09 * \overline{d(\text{liber})}_{t-3} + 0.14 * \overline{d(\text{liber})}_{t-4} + 0.14 * \overline{d(\log(\text{ropa}))}$$

(s_b)	(0.021)	(0.000)	(0.075)	(0.063)
(tpoměr)	(0.034)	(-0.905)	(2.483)	(0.849)
(p-hodnota)	(0.973)	(0.385)	(0.030)	(0.414)

(s_b)	(0.062)	(0.080)	(0.087)
(tpoměr)	(1.497)	(1.726)	(1.633)
(p-hodnota)	(0.163)	(0.112)	(0.131)

$$n = 18, \quad R^2 = 0.68, \quad R_{adj}^2 = 0.50, \quad (16)$$

První odhadnutý parametr (úrovňová konstanta) říká, jak by se vyvíjela cena elektřiny, kdyby na ni nepůsobily ostatní vlivy zahrnuté v modelu⁸. Má charakter statistického rezidua, a proto nemá význam ji dále interpretovat. Úrovňová konstanta vyšla jako statisticky nevýznamný parametr, neboť příslušná *p*-hodnota vyšla větší než zvolená hladina významnosti 5%. Vzhledem k jejímu nevýznamnému vlivu na tempo růstu ceny elektřiny by ji bylo možné z modelu vypustit, ale jejím odstraněním by se model prakticky nezměnil a nedaly by se použít ověřovací statistiky.

Spotřeba elektřiny, v rozporu s původním předpokladem, nemá na cenu elektřiny žádný zásadní vliv.

Na rozdíl od spotřeby, uvolňování trhu s elektrickou energií v Texasu vliv na její cenu má. Navíc se ukázalo, že vliv liberalizace nekončí v roce, kdy byla provedena, ale zpožděně působí na elektřinu i v dalších letech. Statisticky je významnost jednotlivých zpožděných i nezpožděných proměnných *liber* prokázána na různých hladinách významnosti. Mohlo by se zdát, že některé zpoždění má větší vliv než jiné, ale to vzhledem k velkému počtu proměnných a počtu pozorování, ze kterých byl model odhadnut, nelze jednoznačně potvrdit. V tomto případě lze pouze indikativně říci, že *liber* působí v řádu až 4 zpoždění a tempo uvolňování trhu spíše zvyšuje tempo růstu ceny elektřiny.

Dle očekávání působí cena ropy Brent na tempo růstu ceny elektřiny pozitivně. Její statistická významnost byla prokázána na 15% hladině významnosti.

Oba koeficienty vícenásobné determinace vyšly relativně vysoké (vzhledem k diferencím proměnných). Lze říct, že v průměru 68 % rozptylu tempa růstu ceny elektřiny lze vysvětlit

⁸Ceteris paribus.

danými vysvětlujícími proměnnými, a to na základě R^2 . R_{adj}^2 představuje koeficient vícenásobné determinace korigovaný počtem stupňů volnosti, jehož interpretace je podobná R^2 .

Diagnostika modelu potvrzuje, že tento model je pro trh s elektrickou energií v Texasu vhodný a zachycuje většinu změn ve vývoji ceny elektřiny.

8.8.1.1 Shrnutí ekonometrické analýzy

Z ekonometrického modelu vychází, že významný vliv na konečnou cenu elektřiny má vývoj liberalizace a to zejména ve 4 letech po zavedení jednorázové liberalizace. Zároveň podstatný vliv na cenu elektřiny má také vývoj ceny ropy. Výsledná hodnota $R^2 = 0,68$ znamená, že model významně vysvětluje změny ceny elektřiny.

Dlouhodobé ovlivnění trhu liberalizací mělo příčinu v nastavení maximálních cen, za které měl největší energetický subjekt prodávat elektřinu. Tyto ceny byly nastaveny po dobu 5ti let po otevření trhu a měly ochránit trh před nečekaným zdražením. Ostatní hráči měli ceny podbízet, ale opak se stal pravdou a všichni účastníci trhu prodávali elektřinu za maximální ceny. Maximální ceny se pomalu zvyšovaly o inflaci a kvůli zdražování primárních paliv. Po 5 letech, kdy se cenový strop zrušil, začaly ceny elektřiny dlouhodobě klesat. Z tohoto důvodu se nastavování cenových stropů neukázalo jako vhodný nástroj, protože motivuje podniky brát tento strop jako doporučenou cenu [37].

Vliv ceny ropy na konečnou složku ceny elektřiny v Texasu je odůvodnitelný velkým podílem zemního plynu na výrobě elektřiny. Téměř polovina výroby elektřiny v Texasu pochází ze zemního plynu, jehož cena byla donedávna navázána na cenu ropy na světových trzích.

Korelační analýza

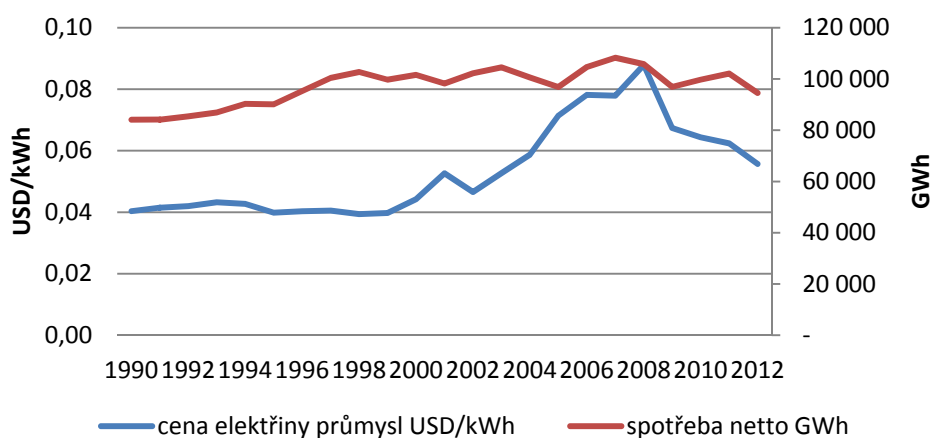
V této části budou srovnány možné vztahy mezi cenou elektrické energie a dalšími veličinami, zahrnutými i nezahrnutými do ekonometrického modelu. Míra závislosti náhodných veličin bude posuzována na základě korelačních koeficientů.

V následujícím textu bude pracováno s těmito zkratkami a veličinami:

- El_CENA – cena elektřiny pro průmysl (USD/kWh),
- El_SPOTR – spotřebované množství elektřiny (netto, GWh),
- OZE - množství výroby elektřiny z OZE (GWh),
- ROPA – průměrná cena ropy Brent v daném roce (USD/barel),
- UHLI – průměrná cena uhlí (USD/short tun),
- HDP – hrubý domácí produkt (mld. USD),

- INFL – míra inflace v USA (%).

8.8.1.2 Cena elektřiny a spotřebované množství elektřiny



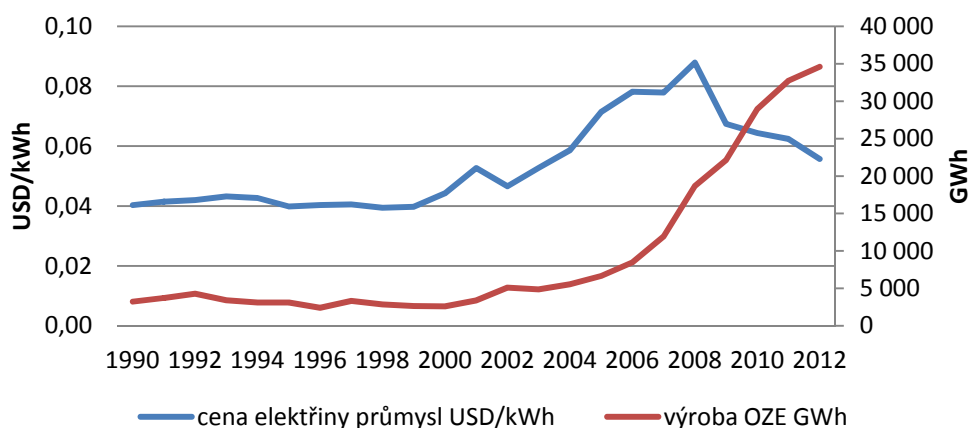
76 Vývoj ceny a spotřeby elektřiny (Texas)

	Cena elektřiny	Spotřeba elektřiny
Cena elektřiny	1.00	0.58
Spotřeba elektřiny	0.58	1.00

Tabulka 29 Korelační matice pro cenu a spotřebu elektřiny (Texas)

Korelační koeficient ukazuje přímou závislost mezi cenou elektřiny a množstvím spotřebované elektřiny v Texasu, kdy se vzrůstající spotřebou se cena elektřiny zvyšuje. Nicméně ekonometrický model nepovažuje spotřebu elektřiny jako přímý determinant ceny elektřiny.

8.8.1.3 Cena elektřiny a množství výroby elektřiny z OZE



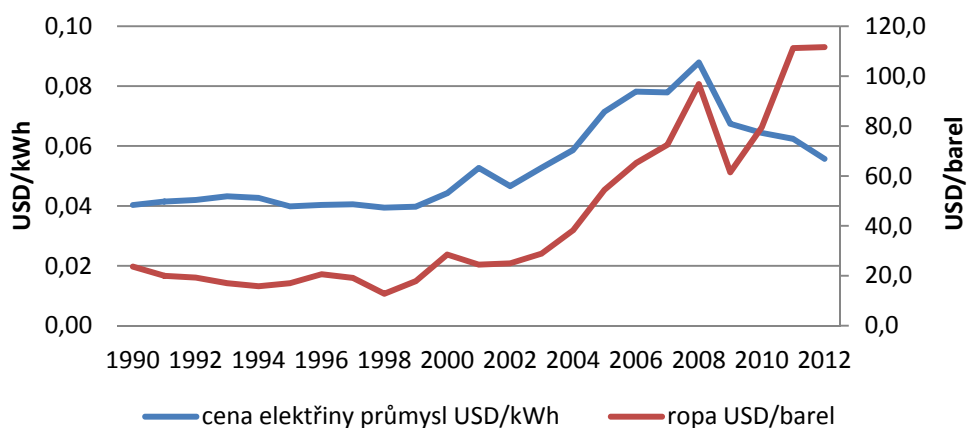
77 Vývoj ceny elektřiny a množství vyrobené elektřiny z OZE (Texas)

	Cena elektřiny	OZE
Cena elektřiny	1.00	0.54
OZE	0.54	1.00

Tabulka 30 Korelační matice pro cenu elektřiny a množství vyrobené elektřiny z OZE (Texas)

Porovnáním množství elektřiny vyrobené z obnovitelných zdrojů a ceny elektřiny pro průmyslové podniky je vidět, že cena elektřiny v Texasu začala růst dříve, než se začala zvyšovat produkce elektřiny z obnovitelných zdrojů. Zároveň v posledních letech cena elektřiny v Texasu klesá, zatímco množství elektřiny vyrobené z obnovitelných zdrojů roste. Proto je závislost mezi jednotlivými veličinami velmi sporná.

8.8.1.4 Cena elektřiny a cena ropy



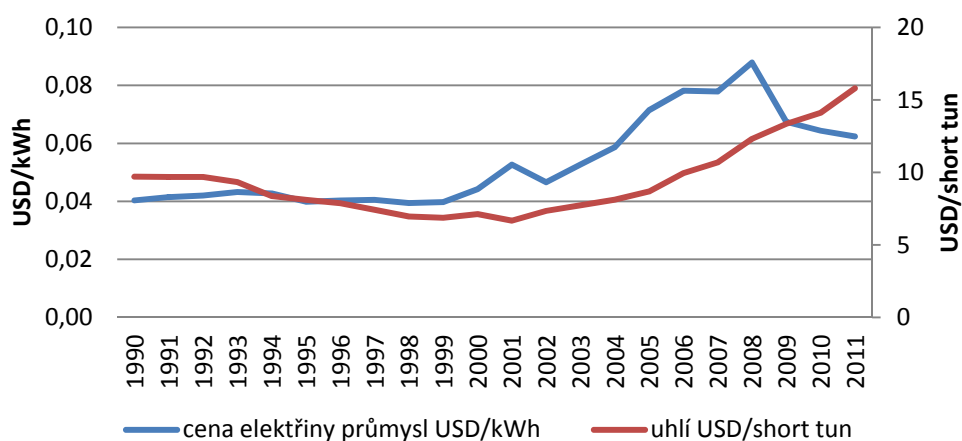
78 Vývoj ceny elektřiny a ceny ropy (Texas)

	Cena elektřiny	Cena ropy
Cena elektřiny	1.00	0.77
Cena ropy	0.77	1.00

Tabulka 31 Korelační matice pro cenu elektřiny a cenu ropy (Texas)

Cena elektřiny v Texasu do roku 2008 velmi silně kopírovala cenu ropy s malým zpožděním (ropa se v Texasu částečně podílí na výrobě elektřiny). Po roce 2010 cena ropy nadále rostla, ale elektřina začala zlevňovat. Korelační koeficient ukazuje přímou závislost mezi jednotlivými cenami.

8.8.1.5 Cena elektřiny a cena uhlí



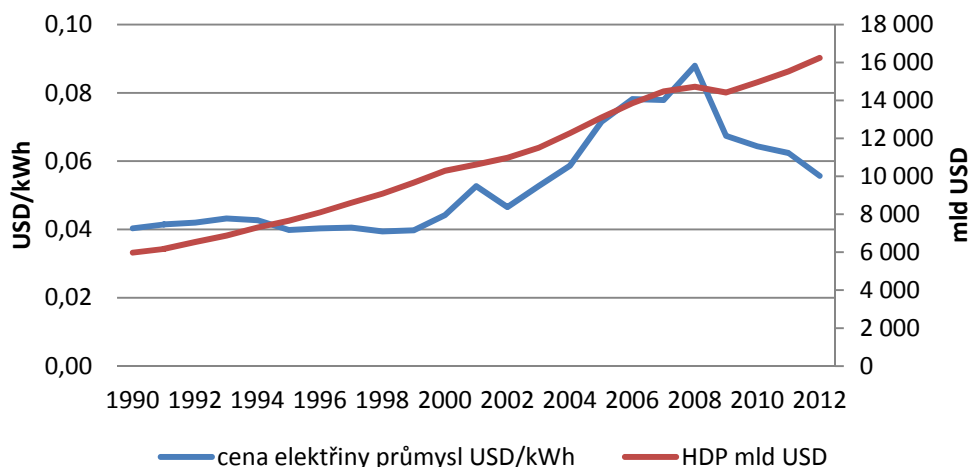
79 Vývoj ceny elektřiny a ceny uhlí (Texas)

	Cena elektřiny	Cena uhlí
Cena elektřiny	1.00	0.58
Cena uhlí	0.58	1.00

Tabulka 32 Korelační matice pro cenu elektřiny a cenu uhlí (Texas)

Uhlí je jednou ze surovin, ze které se vyrábí elektřiny v Texasu. Korelační koeficient ukazuje přímou závislost mezi těmito 2 veličinami.

8.8.1.6 Cena elektřiny a HDP země



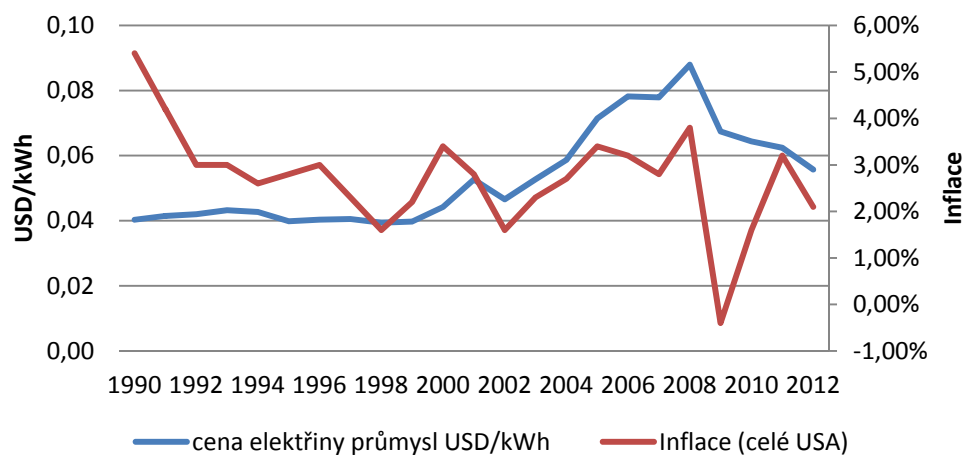
80 Vývoj ceny elektřiny a HDP (Texas)

	Cena elektřiny	HDP
Cena elektřiny	1.00	0.82
HDP	0.82	1.00

Tabulka 33 Korelační matice pro cenu elektřiny a HDP (Texas)

Na grafu je vidět dlouhodobý trend růstu HDP i ceny elektřiny. Korelační koeficient blížící se jedné ukazuje přímou závislost mezi jednotlivými veličinami.

8.8.1.7 Cena elektřiny a míra inflace



81 Vývoj ceny elektřiny a míry inflace (Texas)

	Cena elektřiny	Inflace
Cena elektřiny	1.00	-0.06
Inflace	-0.06	1.00

Tabulka 34 Korelační matice pro cenu elektřiny a míru inflace (Texas)

Podle korelačního koeficientu je cena elektřiny na inflaci nezávislá. Na grafu je vidět, že inflace v Texasu se drží stále okolo hranice 2,5 % ročně a nemá žádné zásadní výkyvy mimo roku 2009, kdy byla krátkodobá deflace.

8.8.1.8 Shrnutí korelační analýzy

Korelační analýza neukázala významnou korelaci ceny elektřiny s vývojem HDP a vývojem ceny ropy v Texasu. Podle ekonometrického modelu jsou nejvýznamnějšími proměnnými cena ropy a liberalizace trhu s elektřinou v Texasu.

	EL_CENA	EL_SPOT R	OZE	ROPA	UHLI	HDP
EL_CENA	1.00	0.58	0.54	0.77	0.58	0.82
EL_SPOT R	0.58	1.00	0.34	0.51	0.08	0.78
OZE	0.54	0.34	1.00	0.89	0.93	0.76
ROPA	0.77	0.51	0.89	1.00	0.84	0.87
UHLI	0.58	0.08	0.93	0.84	1.00	0.58
HDP	0.82	0.78	0.76	0.87	0.58	1.00

Tabulka 35 Korelační matice pro cenu elektřiny a veličiny, které na ni mají vliv (Texas)

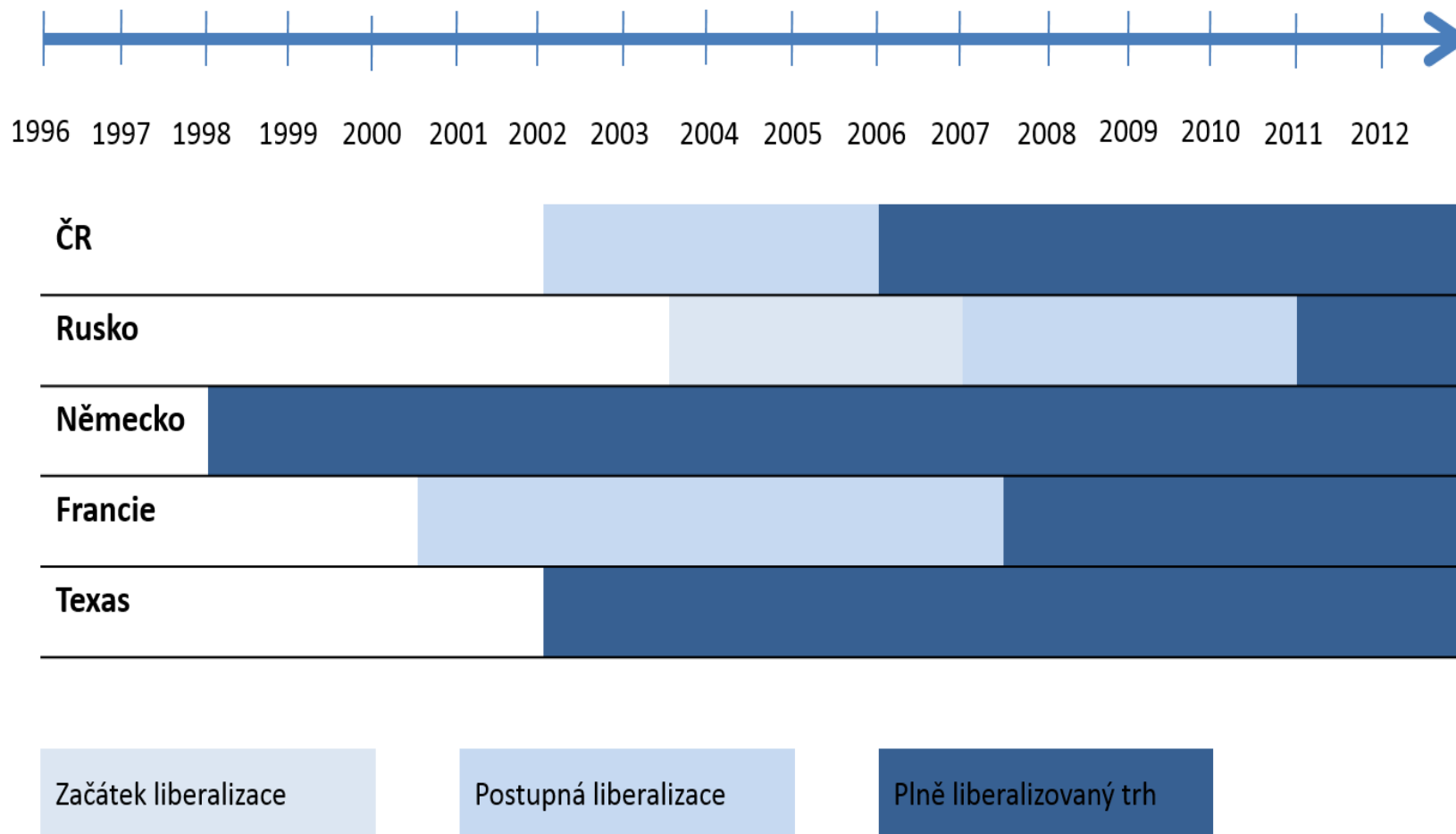
Srovnání jednotlivých trhů

9

V této kapitole budou porovnány jednotlivé trhy s elektřinou z několika následujících pohledů:

- **Srovnání průběhů liberalizace**
Dojde k porovnání průběhu liberalizace z pohledu časového, ale taktéž z pohledu celkového procesu liberalizace.
- **Srovnání subjektů a infrastruktur trhů**
Budou srovnány jednotlivé subjekty působící na jednotlivých liberalizovaných trzích a budou analyzovány rozdíly v infrastruktuře a fungování jednotlivých trhů.
- **Srovnání obchodů s elektřinou**
Na jednotlivých trzích budou analyzovány a porovnávány typy obchodů s elektřinou a fungování obchodu s elektřinou jako takového.
- **Srovnání vývoje cen elektřiny**
V této kapitole budou porovnány jednotlivé vývoje ceny elektřiny v závislosti na liberalizačních krocích, ale taktéž bude provedena komplexní analýza posouzení vlivů působících na jednotlivé vývoje cen elektřiny.

9.1 Srovnání průběhu liberalizace v jednotlivých zemích



82 Srovnání průběhu liberalizace v jednotlivých zemích

Liberalizace trhu s elektřinou ve vybraných zemích probíhala 2 rozdílnými přístupy. Zatímco v případě Německa a Texasu se jednalo o jednorázové otevření celého trhu v jediný okamžik, v ČR, Rusku a Francii se jednalo o proces postupný a rozfázovaný na jednotlivé etapy. Navíc v Rusku byla zahájena liberalizace dvakrát, kdy se první nastavení liberalizačních pravidel minulo svým účinkem, proto muselo dojít k úpravě pravidel a zahájení procesu liberalizace znovu.

Z hlediska časového bylo první zemí, která zahájila liberalizaci trhu, Německo a to v roce 1998. Navíc se jednalo o jednorázové otevření, tudíž od tohoto roku byl zároveň trh plně liberalizován. Francie liberalizaci trhu zahájila v červnu roku 2000, nicméně se jednalo o postupnou liberalizaci, která byla ukončena až v červnu 2007; trvala tedy celých 7 let. Následovala liberalizace v Texasu a ČR v roce 2002, kdy v Texasu se jednalo o jednorázové otevření celého trhu. V ČR se jednalo o proces postupný, kdy trh byl plně otevřen od roku 2006; proces liberalizace tedy trval 4 roky.

Poslední zemí, která nastartovala proces liberalizace, bylo Rusku v listopadu roku 2003. Nicméně první etapa liberalizace se týkala úplně největších producentů a odběratelů a nezafungovala tak, jak bylo zamýšleno. Proto došlo k následné úpravě pravidel a harmonogramu liberalizace, kdy proces byl nastartován v roce 2007 a od roku 2011 je trh s elektřinou v Rusku plně liberalizován pro všechny odběratele vyjma domácností. V porovnání s ostatními zeměmi tedy ruský trh není 100% liberalizovaný, nicméně z hlediska objemu elektřiny, který je obchodován na otevřeném trhu, se jedná o cca 80 % elektřiny spadající do liberalizovaného prostředí.

9.2 *Subjekty a infrastruktura trhu*

I když jednotlivé zkoumané země shledaly v liberalizaci podobný cíl, její průběh probíhal v jednotlivých zemích odlišně a na trzích vznikaly i různé subjekty s různými pravomocemi. V následující kapitole budou porovnány jednotlivé subjekty porovnávaných trhů se zaměřením na oblasti:

- přenos elektřiny,
- distribuce elektřiny,
- regulační úřad,
- operátor trhu,
- finanční zúčtování (vypořádání odchylek),
- krátkodobý trh s elektřinou,
- centrální burza,
- přístup třetích stran,
- liberalizace konečných zákazníků.

Celkový přehled výše zmíněných subjektů v porovnávaných zemích se nachází v tabulce na konci této kapitoly.

Přenos elektřiny je ve všech zemích formálně i věcně oddělen do samostatných společností (tzv. unbundling). Ve všech zkoumaných zemích mimo Německa existuje vždy jedna společnost, která má na starosti přenos elektřiny po celé zemi. V Německu jsou tyto společnosti kvůli historickému vývoji čtyři, protože nikdy neexistovala v Německu jednotná národní energetická společnost, která by obsluhovala celou zemi. V Německu a v Texasu jsou provozovatelé přenosové soustavy vlastněny soukromými společnostmi; v ostatních třech porovnávaných zemích jsou vlastněny státem nebo přes jinou státem vlastněnou společnost.

U distribučních společností je situace v jednotlivých zemích také odlišná. Zatímco ve Francii je jedna distribuční společnost ERDF, kterou ovládá stát přes EDF, v ostatních zemích je distribučních společností několik. V České republice jsou 3 distribuční společnosti; v Německu jsou 4 hlavní distribuční společnosti a několik desítek lokálních společností. Podobný případ je také v Texasu, kde je největší distribuční společnost vlastněna společností Oncor a dále je v Texasu několik desítek menších distribučních společností. Distribuční společnosti v Německu, Česku i Texasu jsou vlastněny soukromými společnostmi. V Rusku existuje nespočet distribučních společností patřících jednotlivým teritoriím Ruska, které jsou pod kontrolou státních nebo lokálních úřadů.

Situace mezi regulačními úřady je velmi podobná. Ve všech zemích existuje jeden státní úřad, který dohlíží nad monopolním postavením energetických podniků a má na starosti tarifní strukturu.

Další rozdíly lze pozorovat v přidělení odpovědnosti za výpočet odchylky subjektů zúčtování a finanční vypořádání. V České republice, v Rusku a v Texasu tuto roli zastávají státem zřízené společnosti, které zastávají funkci operátora trhu. Sbírají informace o nominovaných kapacitách a vypočítávají velikost odchylek jednotlivých účastníků nebo bilančních skupin. V Německu a ve Francii tuto roli zastávají provozovatelé přenosových soustav, kteří jsou v případě Německa v soukromém vlastnictví.

Krátkodobý trh s elektřinou je organizován operátory trhu. V případě Německa a Francie, které tento subjekt nemají, je krátkodobý trh s elektřinou organizován na společném trhu EEX v Lipsku.

Všechny evropské země mají hlavní burzu, kde se obchodují standardní produkty base a peak na následující měsíce a roky. V případě Francie a Německa se jedná o společnou burzu EEX se sídlem v Lipsku. V Texasu není centrální burza, kde se obchodují standardní produkty a většina obchodů probíhá přes dvoustranné smlouvy a různá dílčí velkoobchodní místa. Celkem je v Texasu přes 250 velkoobchodních míst.

Ve všech zmiňovaných zemích je nastaven regulovaný přístup třetích stran (rTPA) k přenosové a distribuční soustavě. V Německu byl původně nastaven přístup, kdy si jednotlivé strany mezi sebou mohly dohodnout jakékoli podmínky (tzv. nTPA), ale v roce 2005 byl změněn na rTPA jako v jiných zemích.

Ve všech zemích je liberalizován sektor průmyslu, kdy si průmyslové společnosti mohou vybrat svého dodavatele elektřiny a podmínky dodávky.

Tato zjištění souvisejí přímo s Hypotézou č. 1 (Liberalizace trhu s elektřinou ovlivnila současnou podobu trhu s elektřinou) a Hypotézou č. 2 (Struktura trhu s elektřinou je determinována nastavenými liberalizačními principy).

V následující tabulce je uveden přehled subjektů jednotlivých trhů.

	Česká republika	Rusko	Německo	Francie	Texas
Přenos elektřiny	ČEPS, a.s. - vlastněna státem, vznik 1998	Federální síťová společnost (ФСК) - vlastněna státem	50 Hertz (Vattenfall) Tennet (E.ON) Transnet BW (EnBW) Amprion (RWE) vše soukromé společnosti	Réseau de Transport d'Electricité (RTE) vlastněno EDF, kde 85% EDF je vlastněno státem	Oncor Electric Delivery - soukromá společnost
Distribuce elektřiny	ČEZ Distribuce E.ON Distribuce PRE Distribuce vše soukromé společnosti	Několik desítek provozovatelů distribučních soustav vlastněné státem	Vattenfall E.ON EnBW RWE Několik desítek provozovatelů distribučních soustav soukromé společnosti	Électricité Réseau Distribution France (ERDF) vlastněna státem	Oncor Electric Delivery Několik desítek menších společností soukromá společnost
Regulační úřad	Založení Energetického regulačního úřadu (ERÚ) v roce 2001	Federální tarifní služba (ФСТ)	Bundesnetzagentur (BNA) založena v roce 2005	Commission of Regulation of Energy (CRE) vznik v roce 2000	Public utility commision
Operátor trhu	OTE vznikl v roce 2001 - státní společnost	Systémový operátor (СО ИДТ) Státní společnost	Není - funkci přebírá provozovatel přenosové soustavy	Není - funkci přebírá provozovatel přenosové soustavy	ERCOT (Electric Reliability Council of Texas) státní společnost
Finanční zúčtování (vypořádání odchylek)	Operátor trhu s elektřinou a plynem - OTE, a.s. vznikl v roce 2001 státní společnost	Systémový operátor (СО ИДТ)	funkci mají provozovatelé přenosové soustavy	funkci má provozovatel přenosové soustavy	ERCOT (Electric Reliability Council of Texas) státní společnost

	Česká republika	Rusko	Německo	Francie	Texas
Krátkodobý trh s elektřinou	OTE vznikl v roce 2001 státní společnost	Administrátor obchodního systému federálního trhu (ФОРЭМ) vznik v roce 2001 státní společnost	EEX vznik v roce 2002 Soukromá společnost	EEX vznik v roce 2002 Soukromá společnost	ERCOT (Electric Reliability Council of Texas) státní společnost
Centrální burza elektřiny	PXE založena 2007 Soukromá společnost	Moscow Energy Exchange Soukromá společnost	EEX vznik v roce 2002 Soukromá společnost	EEX vznik v roce 2002 Soukromá společnost	není
Přístup třetích stran	rTPA	rTPA (v odlehlých částech Ruska, model single buyer)	nTPA do roku 2004, od roku 2005 rTPA	rTPA	rTPA
Konečný zákazník	100% liberalizované	Liberalizované ceny mají všichni mimo domácností (cca 80 % trhu)	100% liberalizované	100% liberalizované	100% liberalizované

Tabulka 36 Srovnání Subjekty a infrastruktura trhu

9.3 Srovnání obchodů s elektřinou

9.3.1 Regulované smlouvy

Obchody realizované skrze regulované smlouvy na dodávky elektřiny se mezi porovnávanými zeměmi vyskytovaly pouze v Rusku. Tyto smlouvy jsou však spíše reliktem minulosti a s plnou liberalizací ztrácí své opodstatnění a nejsou relevantní.

9.3.2 Bilaterální smlouvy

Jedná se o hlavní obchodní prostředek k realizaci fyzických obchodů s elektřinou ve všech sledovaných zemích. Bilaterální smlouvy jsou založeny na vzájemné domluvě dvou smluvních stran, které se domluví na podmínkách obchodu s elektřinou včetně cenových podmínek.

Tento princip je zachován ve všech zemích. Jednotlivé země se liší pouze subjektem, u kterého je nutné před vlastní dodávkou jednotlivé obchody registrovat/nominovat pro evidenci a následné výpočty vzniklých odchylek. Tuto funkci plní v případě ČR a USA speciální úřad operátora trhu; v případě Německa a Francie tuto funkci plní provozovatelé přenosových soustav dané země.

9.3.3 Energetická burza

Energetická burza představuje místo pro obchodování se standardizovanými produkty na dodávku elektřiny s finančním i fyzickým vypořádáním, přičemž burzy díky svým clearingovým pravidlům představují protistranu s minimálním kreditním rizikem.

Energetické burzy fungují v ČR, Německu, Francii i Rusku. Francouzská a německá burza jsou navíc vzájemně propojeny a poskytují své služby nejen pro tyto dvě země, ale i země další.

9.3.4 Krátkodobý trh - blokový

Krátkodobý blokový trh existuje mezi porovnávanými zeměmi pouze v ČR. Ani v ČR ale tento trh neplní žádnou významnou roli, jelikož je málo likvidní a neprobíhají na něm velké obchody.

9.3.5 Krátkodobá trh - denní

Denní trh je organizovaným trhem, kde se den před vlastní dodávkou obchodují jednotlivé obchodní hodiny. Ve všech zemích je tento trh provozován a jedná se o velmi důležitý a likvidní trh, kde probíhají značné obchody s elektřinou.

Jednotlivé země se liší tím, jaký subjekt tento trh organizuje. V případě ČR, Ruska a USA je to speciální úřad operátora trhu; v případě Německa a Francie je to energetická burza, která je u těchto dvou zemí společná. Navíc tyto dvě země zapojily denní trh do systému market couplingu přeshraničních kapacit, neboť obchody nejsou teritoriálně omezené pouze na jednu zemi.

9.3.6 Krátkodobý trh - vnitrodenní

Vnitrodenní trh je organizovaným trhem, na kterém dochází k vyrovnávání pozice jednotlivých subjektů na trhu s elektřinou s cílem nezpůsobit odchylku v soustavě. Ve všech zemích je tento trh provozován a jedná se o důležitý a likvidní trh.

Jednotlivé země se liší tím, jaký subjekt tento trh organizuje. V případě ČR, Ruska a USA je to speciální úřad operátora trhu; v případě Německa a Francie je to energetická burza, která je navíc u těchto dvou zemí společná.

9.3.7 Trh s přenosovými kapacitami

Pouze v případě Ruska dochází k oddělenému obchodování vlastní elektřiny a přenosové kapacity potřebné k přepravě elektřiny od výrobce ke spotřebiteli. V ostatních zemích tento princip není používán.

Následující tabulka detailněji porovnává jednotlivé země z pohledu obchodů a obchodních nástrojů, které lze na jednotlivých trzích realizovat.

	ČR	Rusko	Německo	Francie	Texas
Regulované smlouvy	X	Regulované smlouvy na dodávky elektřiny a taktéž přenosovou kapacitu, tarify stanoveny Federální tarifní službou, původní, dnes již téměř nevyužívaný systém	X	X	X
Bilaterální smlouvy	Neregulované smlouvy s fyzickým i finančním vypořádáním, cena výsledkem domluvy protistran, nutnost registrace u Operátora trhu den před dodávkou fyzické elektřiny, velmi likvidní trh	Neregulované smlouvy s fyzickým vypořádáním, cena výsledkem domluvy protistran	Neregulované smlouvy s fyzickým i finančním vypořádáním, cena výsledkem domluvy protistran, nutnost registrace u odpovídajícího operátora přenosové soustavy před dodávkou fyzické elektřiny, velmi likvidní trh	Neregulované smlouvy s fyzickým i finančním vypořádáním, cena výsledkem domluvy protistran, nutnost registrace u Réseau de transport d'électricité před dodávkou fyzické elektřiny, velmi likvidní trh	Neregulované smlouvy s fyzickým i finančním vypořádáním, cena výsledkem domluvy protistran, nutnost registrace u ERCOT před dodávkou fyzické elektřiny, velmi likvidní trh

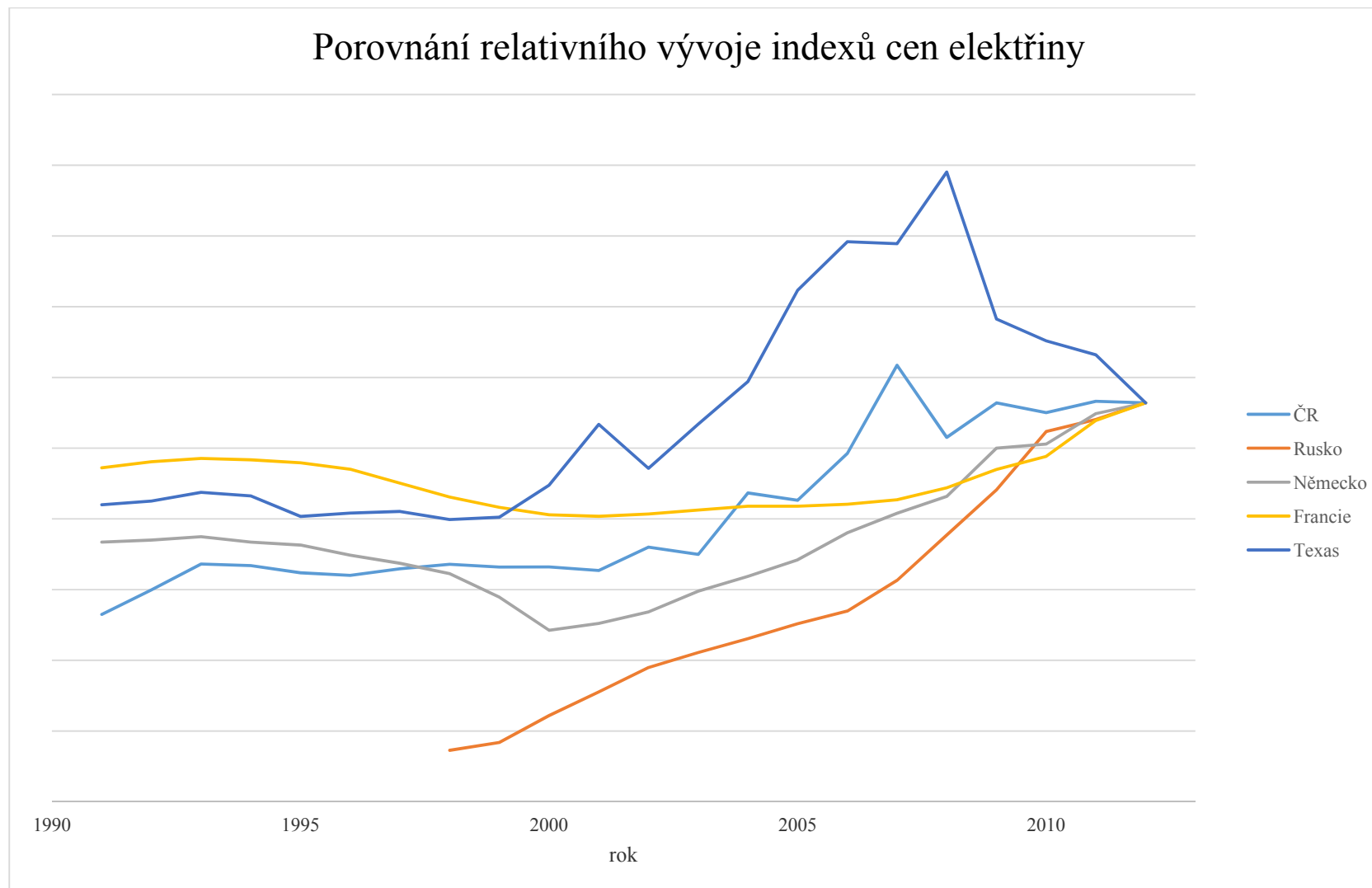
	ČR	Rusko	Německo	Francie	Texas
Energetická burza	V ČR existuje energetická burza Power Exchange Central Europe od roku 2007, standardizované smlouvy s finančním i fyzickým vypořádáním, produkty od roční až po měsíční dodávku, cena se určuje skrze nabídkovou a poptávkovou vývěsku, využívána spíše pro finanční hedging pozic, clearing pozic realizuje European Comodity Clearing	V Rusku existuje energetická burza Moscow Energy Exchange od roku 2008, standardizované smlouvy pouze s finančním vypořádáním, produkty od roční až po měsíční dodávku, cena různá v jednotlivých cenových zónách dle jednotlivých hubů, cena se určuje skrze nabídkovou a poptávkovou vývěsku, clearing pozic realizuje CJSC JSCB National Clearing Centre	V Německu existuje energetická burza European Energy Exchange od roku 2002, standardizované smlouvy s finančním i fyzickým vypořádáním, produkty od roční až po týdenní dodávku, cena se určuje skrze nabídkovou a poptávkovou vývěsku, clearing pozic realizuje European Commodity Clearing	Ve Francii existuje energetická burza Powernext od roku 2001, od roku 2009 propojena s European Energy Exchange, standardizované smlouvy s finančním i fyzickým vypořádáním, produkty od roční až po týdenní dodávku, cena se určuje skrze nabídkovou a poptávkovou vývěsku, clearing pozic realizuje European Commodity Clearing	X
Krátkodobý trh - blokový	Organizovaný trh obchodující jednotlivé bloky dodávky v rámci jednoho dne, organizátorem je Operátor trhu s elektřinou, cena je dána střetem nabídky a poptávky, trh málo likvidní	X	X	X	X

	ČR	Rusko	Německo	Francie	Texas
Krátkodobý trh - denní	Organizovaný trh obchodující jednotlivé hodiny, organizátorem je Operátor trhu s elektřinou, cena je dána střetem nabídky a poptávky, velmi likvidní trh	Organizovaný trh obchodující jednotlivé hodiny, organizátorem je Administrátor obchodního systému, cena je dána střetem nabídky a poptávky, při vyhodnocování ceny brány v potaz taktéž specifická systémová ohraničení	Organizovaný trh obchodující jednotlivé hodiny, organizátorem je European Power Exchange EPEX SPOT SE, jednotný trh pro Francii, Německo, Rakousko a Švýcarsko, cena je dána střetem nabídky a poptávky, trh součástí market - couplingu s francouzským trhem, velmi likvidní trh	Organizovaný trh obchodující jednotlivé hodiny, organizátorem je European Power Exchange EPEX SPOT SE, jednotný trh pro Francii, Německo, Rakousko a Švýcarsko, cena je dána střetem nabídky a poptávky, trh součástí market - couplingu s německým trhem, velmi likvidní trh	Organizovaný trh obchodující jednotlivé hodiny, organizátorem je ERCOT, cena je dána střetem nabídky a poptávky, velmi likvidní trh
Krátkodobý trh - vnitrodenní	Organizovaný trh obchodující kontinuálně jednotlivé hodiny, organizátorem je Operátor trhu s elektřinou, cena se určuje skrze nabídkovou a poptávkovou vývěsku, slouží k optimalizaci a vyrovnání pozice a minimalizaci odchylek	Organizovaný trh obchodující jednotlivé hodiny, organizátorem je Administrátor obchodního systému, trh propojen na Krátkodobý denní trh, cena stanovena až po faktické dodávce na základě optimalizačních výpočtů Administrátora obchodního systému	Organizovaný trh obchodující kontinuálně jednotlivé hodiny, organizátorem je European Power Exchange EPEX SPOT SE, cena se určuje skrze nabídkovou a poptávkovou vývěsku, slouží k optimalizaci a vyrovnání pozice a minimalizaci odchylek, možnost přeshraničních obchodů s Francií	Organizovaný trh obchodující kontinuálně jednotlivé hodiny, organizátorem je European Power Exchange EPEX SPOT SE, cena se určuje skrze nabídkovou a poptávkovou vývěsku, slouží k optimalizaci a vyrovnání pozice a minimalizaci odchylek, možnost přeshraničních obchodů s Německem	Organizovaný trh obchodující v reálném čase, organizátorem je ERCOT, cena se určuje skrze nabídkovou a poptávkovou vývěsku, stanoven cenový strop maximální ceny elektřiny
Trh s přenosovými kapacitami	X	Přenosová kapacita obchodována zvlášť, režim regulovaných i neregulovaných smluv	X	X	X

Tabulka 37 Srovnání obchodů s elektřinou

9.4 Srovnání vývoje ceny elektřiny

9.4.1 Porovnání relativního vývoje indexů cen elektřiny



83 Porovnání relativního vývoje indexů ceny elektřiny, vlastní výpočty

Výše uvedený graf znázorňuje relativní vývoj cen elektřiny v jednotlivých zemích. Jednotlivé průběhy byly převedeny na indexy tak, aby v roce 2012 byl index jejich vývoje 100% a byl shodný se všemi ostatními průběhy pro jejich možné relativní porovnání. Vlastní datové vstupy jsou uvedeny v Přílohách č. 1 – 6.

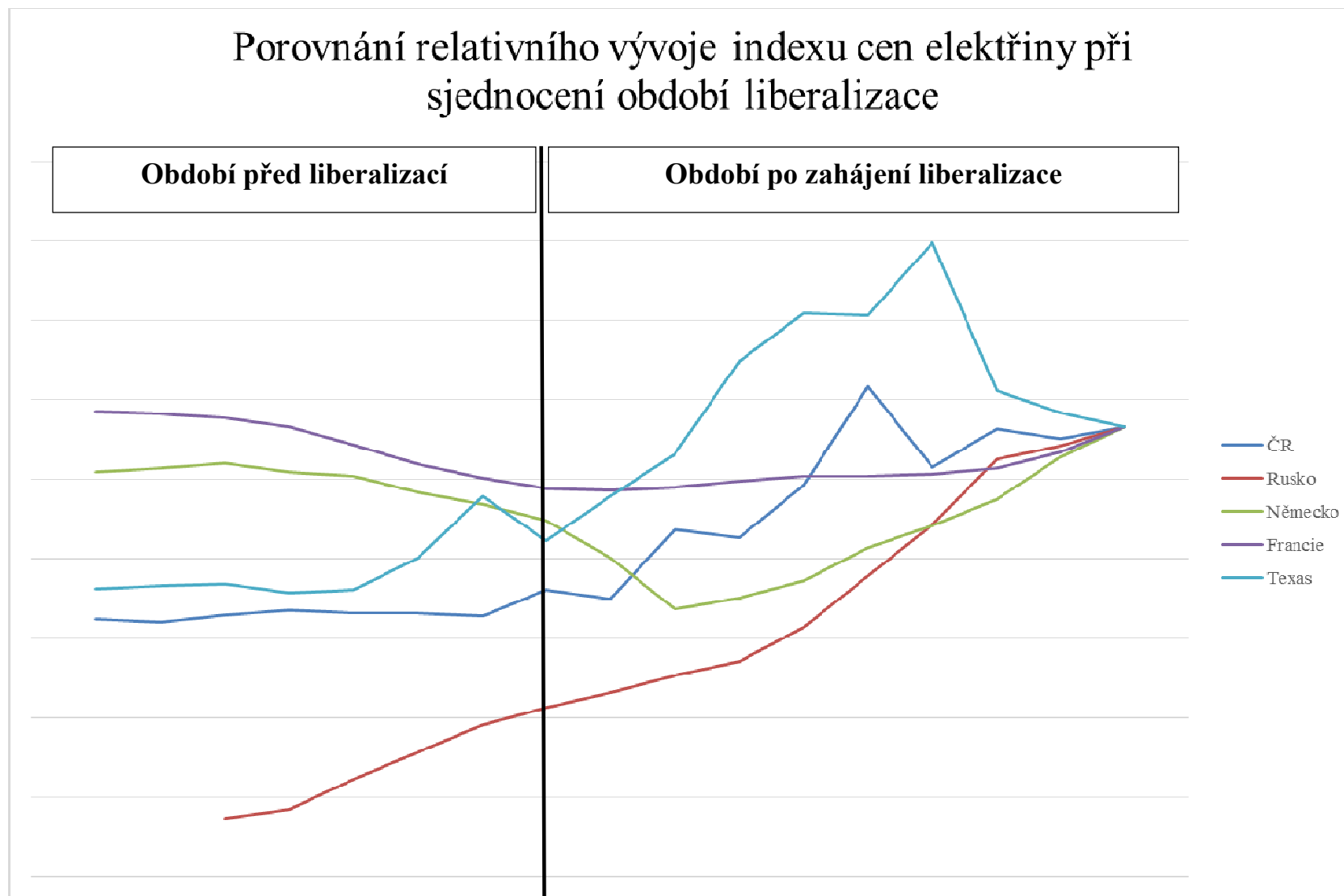
Z grafu vyplývá, že velmi volatilní byl vývoj ceny elektřiny v Rusku a v Texasu. Ruský vývoj se vyznačuje strmým růstem po celou dobu zkoumaného období. Vývoj ceny v Texasu byl ze začátku velmi podobný vývoji cen v evropských zemích, nicméně poté zaznamenal prudký nárůst, ale také prudký pokles.

9.4.2 Porovnání relativního vývoje indexů cen elektřiny při sjednocení období liberalizace

Níže uvedený graf znázorňuje relativní vývoj cen indexů elektřiny v jednotlivých zemích, kdy jednak byly průběhy upraveny tak, aby končily ve shodném koncovém bodě, ale taktéž byly průběhy upraveny tak, aby z časového hlediska bylo docíleno jednotného okamžiku zahájení liberalizačních změn na jednotlivých trzích. Taktéž byly absolutní ceny převedeny na relativní cenové indexy. Vlastní datové vstupy jsou uvedeny v Přílohách č. 1 – 6.

Jak je vidět níže, v období před zahájením liberalizačních změn byl vývoj cen elektřiny v evropských zemích relativně ustálený bez větších změn. V Rusku docházelo v tomto období k růstu cen elektřiny, což bylo důsledkem vyrovnávání se celé ekonomiky s přechodem od centrálně plánované ekonomiky k ekonomice tržní.

V období po zahájení liberalizačních změn došlo u ČR, Texasu a Ruska k nárůstu cen elektřiny, zatímco ve Francii a Německu k poklesu cen elektřiny. Jak již bylo uvedeno v předchozích kapitolách, nelze posuzovat vývoj ceny elektřiny pouze z pohledu působení liberalizace, nýbrž globálně, jak bude provedeno v následující kapitole.



84 Porovnání relativního vývoje cen elektřiny při sjednocení období liberalizace, vlastní výpočty

9.4.3 Porovnání vývoje ceny elektřiny v závislosti na vývoji dalších vlivů

Jelikož na vývoj ceny elektřiny působí několik faktorů, bylo provedeno za pomoci ekonometrické analýzy komplexní posouzení všech těchto vlivů u jednotlivých zemí.

Jak bylo uvedeno v kapitole 3, pro základní testování byly na základě pilotních testů zvoleny proměnné HDP (variantě spotřeba elektřiny díky velké korelaci mezi těmito atributy u některých zemí), cena ropy a liberalizace. Následně na základě výsledků tohoto modelu byly modely upravovány tak, aby výsledky modelu co nejvíce popisovaly veškeré změny ve vývoji ceny elektřiny. Vlastní datové vstupy jsou uvedeny v Přílohách č. 1 – 6.

	Liberalizace	HDP/spotřeba elektřiny	Cena ropy
ČR	+	+	nemá vliv
Rusko	nerelevantní	nerelevantní	nerelevantní
Německo	-	nemá vliv	nemá vliv
Francie	+	nemá vliv	nemá vliv
Texas	+	nemá vliv	nemá vliv

Tabulka 38 Porovnání vývoje ceny elektřiny v závislosti na vývoji dalších vlivů

Z provedených analýz vytvořeného modelu vyplývá, že, kromě případu Ruska, které bude rozebráno dále, tento model postihuje většinu změn ve vývoji ceny elektřiny a lze jej považovat za korektně sestavený.

Model ukazuje, že zavedení liberalizace zvýšilo cenu elektřiny v ČR, Francii a Texasu. V případě Německa zavedení liberalizace mělo mírný důsledek spočívající ve zlevnění elektřiny. Taktéž je dobré si všimnout faktu, že i když byla liberalizace v případě Německa a Texasu provedena jednorázově, důsledky spočívající v efektu na vývoji ceny elektřiny byly významné i s odstupem několika let od termínu jednorázového otevření trhu.

V případě ČR se důvody, proč liberalizace zvýšila ceny elektřiny, hledají těžko. Lze pouze konstatovat, že oproti teoretickým předpokladům zde neexistovala a stále vlastně neexistuje konkurence na straně výrobců elektřiny, neboť z historických důvodů je dominantním výrobcem v ČR jedna společnost a toto dominantní postavení jedné společnosti neodpovídá výchozím požadavkům na strukturu liberalizovaného trhu s elektřinou. Ve Francii mohlo být zdražení elektřiny způsobeno tím, že v původním systému byly dodávky realizovány od státní EdF, která těžila z velkého množství jaderných zdrojů vyrábějících s minimálními provozními náklady. Tudiž cena, kterou mohlo EdF nabízet, byla relativně nízká. Po otevření trhu a po odstranění těchto vstupních bariér pomocí zákonů NOME a ARENH, kdy došlo k rozproštění těchto benefitů mezi ostatní účastníky trhu, došlo k navýšení velkoobchodní ceny elektřiny na úroveň

odpovídající průměrným cenám ze všech zdrojů, což jsou ceny vyšší. V Texasu je naopak důvod zvýšení cen elektřiny spolu s otevřením trhů jasnější – příčina byla v nastavení maximálních cen, za které měl největší energetický subjekt prodávat elektřinu. Tyto ceny byly nastaveny po dobu 5ti let po otevření trhu a měly ochránit trh před nečekaným zdražením. Ostatní hráči měli cenu podbízet, ale opak se stal pravdou a všichni účastníci trhu prodávali elektřinu za maximální cenu. Maximální cena se pomalu zvyšovala o inflaci a rovněž kvůli zdražování primárních paliv. Po 5 letech, kdy se cenový strop zrušil, začaly ceny elektřiny dlouhodobě klesat. Naopak pokles cen zavedením liberalizace v Německu je možno vysvětlit tím, že na rozdíl od jiných států před procesem liberalizace neexistoval v Německu jediný vertikálně integrovaný subjekt zastřešující od výroby přes přenos až po distribuci po celém území Německa. Jelikož v Německu již existovalo několik větších a desítky menších energetických společností, neprobíhala liberalizace a oddělení přenosu od distribuce a prodeje elektřiny tak dramaticky. Zároveň větší množství hráčů na trhu o podobné síle zaručilo vyrovnanější konkurenční prostředí od začátku liberalizace než v případech zemí, kde byla jedna velká vertikálně integrovaná společnost.

Vývoj HDP, respektive výše spotřeby elektřiny, měl v ČR vliv na zvýšení ceny elektřiny. U ostatních zemí se toto oproti běžně vžitým předpokladům prokázat nepodařilo. Částečně to může být způsobeno jiným složením národního hospodářství jednotlivých zemí a různého zastoupení jednotlivých sektorů ekonomiky na tvorbě HDP. Jelikož jednotlivá odvětví mají různou energetickou náročnost, mohou se lišit i vlivy HDP na cenu elektřiny. Vyspělé země zpravidla mají velký podíl služeb, které nejsou energeticky tak náročné, tudíž produkce vyššího HDP není přímo spojena s vyšší spotřebou elektřiny. Na straně druhé vliv HDP, respektive spotřeby elektřiny na cenu elektřiny, je v případě ČR způsoben tím, že tvorba českého HDP je velmi závislá na energeticky náročných odvětvích ekonomiky – především energeticky intenzivní průmysl.

Cena ropy se v konečném důsledku neprojevila jako atribut způsobující změny ve vývoji ceny elektřiny.

Co se týká ruského trhu, ten se na rozdíl o všech ostatních pomocí zvolených proměnných nepodařilo popsat. Proto bylo v druhé fázi přistoupeno k vytvoření modelů nových, ve kterých byly testovány další možné atributy. Nicméně ani tyto další modely ani v jednom z případů nedokázaly spolehlivě vysvětlit změny ve vývoji cen elektřiny. Nelze tedy konstatovat co je hybatelem změn cen elektřiny v Rusku.

Pro účely posouzení vzájemné korelace mezi jednotlivými zeměmi byla taktéž sestavena korelační tabulka pro jednotlivé atributy:

	Spotřebované množství elektřiny	Množství elektřiny vyrobené v OZE	Cena emisních povolenek	Cena ropy	Cena uhlí	HDP	Inflace
ČR	0,8	0,79	0,87	0,94	0,98	0,97	-0,36
Rusko	0,91	0,26	nerelevantní	0,94	nerelevantní	0,92	-0,57
Německo	0,3	0,74	0,63	0,74	nerelevantní	0,58	0,07
Francie	0,29	0,28	0,19	0,41	nerelevantní	0,31	0,19
Texas	0,58	0,54	0,54	0,77	0,58	0,82	-0,06

Tabulka 39 Korelační matice

Z pohledu korelace, tedy míry závislosti, nikoliv však nutně znamenající kauzality, se ukazuje značná pozitivní korelace mezi cenou elektřiny a spotřebou elektřiny u ČR, Ruska a Texasu. V případě korelace s množstvím výroby elektřiny z OZE se ukazuje významná závislost v případě České republiky a Německa. Obdobný scénář platí i pro cenu emisních povolenek.

Poměrně zajímavým atributem je cena ropy, která vykazuje značnou korelaci u všech zemí mimo Francie. Korelace s cenou uhlí byla zkoumána u ČR a USA, kdy v případě ČR se ukazuje téměř totožný vývoj, což je ale logické, neboť cena uhlí používaného pro výrobu elektřiny se odvíjí od vývoje ceny elektřiny. HDP je silně zkorelováno s ČR, Ruskem a Texasem (shodně se spotřebou elektřiny). Inflace není významně zkorelována v případě žádné ze zkoumaných zemí.

Tato zjištění souvisejí přímo s Hypotézou č. 3 (Liberalizace trhu s elektřinou měla vliv na cenu elektřiny pro spotřebitele) a Hypotézou č. 4 (Vlivem liberalizace trhu s elektřinou došlo ke snížení ceny elektřiny pro spotřebitele).

Výstupy a závěr

10

V této disertační práci byl poskytnut podrobný přehled dosavadního vývoje a současné situace na vybraných trzích s elektřinou. Na základě provedených analýz, kalkulací a modelů byly jednotlivé trhy porovnávány navzájem mezi sebou a to z několika úhlů pohledů, zejména:

- průběh liberalizace, její zavádění a následné dopady,
- subjekty a infrastruktura jednotlivých liberalizovaných trhů,
- přehled obchodů na jednotlivých liberalizovaných trzích,
- vývoj ceny elektřiny v souvislosti se zaváděním liberalizace na trzích s elektřinou.

10.1 Výběr jednotlivých trhů

Při samotném výběru trhů s elektřinou byl kladen důraz na jejich pokud možno co největší odlišnost, aby tím vznikl soubor reprezentativních trhů, resp. vzorků, z jejichž komparace bude možné vyvodit relevantní závěry ohledně liberalizačních kroků a dopadů na trhy s elektřinou.

Důvody výběru jednotlivých trhů lze shrnout následovně:

1. Česká republika – výběr tohoto trhu byl předem dán, neboť cílem má být poskytnutí porovnání českého trhu s elektřinou s ostatními.
2. Německo – německá elektrizační soustava je nejen nejvýznamnější soustavou sousedící s českou elektrizační soustavou, ale především je německý trh s elektřinou velmi atypický tím, že mu dominují čtyři holdingy, které podnikají jak v sektoru výroby, tak v sektoru přenosu, distribuce a obchodu s elektřinou.

Mimo to se v průběhu liberalizace trhu s elektřinou v České republice velmi hledělo na model, způsob a zkušenosti s liberalizací trhu s elektřinou v Německu.

3. Francie – francouzský trh s elektřinou je specifický mimo jiné tím, že jeho liberalizace byla v mnoha směrech do poslední chvíle oddalována. Přitom to byla právě Francie, kdo prosazoval liberalizaci elektroenergetických odvětví ve všech členských zemích EU.

Dalšími specifickými znaky trhu s elektřinou ve Francii je jeden dominantní subjekt (tj. společnost EDF) a také skutečnost, že podíl elektřiny vyrobené v jaderných elektrárnách na celkové výrobě elektřiny v zemi je nejvyšší na světě.

4. Ruská federace – ruská elektrizační soustava je jednou z nejrozsáhlejších a nejvýznamnějších energetických soustav na světě, jenž zároveň tvoří nadřazenou část soustavy IPS/UPS vzniklé propojením elektrizačních soustav jednotlivých zemí bývalého Sovětského svazu, ke které byla v minulosti připojena i česká elektrizační soustava.

Vzhledem k tomu, že zvolený způsob liberalizace trhu s elektřinou v Rusku je v mnoha ohledech odlišný od způsobu liberalizace trhů členských států UCTE, představuje ruský trh s elektřinou vhodného reprezentanta pro komparaci vybraných trhů.

5. Severní Amerika – s ohledem na odlišnou strukturu elektrizační soustavy v Severní Americe od struktur běžných v Evropě je účelné zahrnout do souboru vybraných trhů s elektřinou rovněž některý ze severoamerických trhů, resp. některou z odděleně pracujících soustav. Jelikož obě hlavní soustavy (tj. Západní a Východní) pokrývají podstatnou část USA a Kanady, a tvoří tak dva trhy, z nichž každý je několikanásobně větší, než kterýkoliv trh s elektřinou v EU, vyhovuje potřebám reprezentativního vzorku více některá z menších členských soustav NERC – konkrétně Texaská elektrizační soustava, která nejvíce odpovídá velikostem států a jejich energetik v Evropské unii.

10.2 Průběh a stav liberalizace

Vydáním „Energetického zákona č. 458/2000 Sb. o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích“ byl v roce 2000 odstartován proces liberalizace trhu s elektřinou v České republice. Jednalo se o reakci na snahy Evropské unie o liberalizaci trhů s elektřinou ve všech členských zemích, přičemž ČR jako přistupující země musela tyto principy promítnout i ve své legislativě.

Bylo rozhodnuto, že liberalizace bude prováděna postupně s tím, že začne v roce 2002, kdy se otevře trh pro největší odběratele, a skončí v roce 2006, kdy bude trh plně otevřen všem odběratelům. Z pohledu unbundlingu byla ustanovena jedna státní společnost ČEPS zajišťující přenosové služby a byly vyčleněny distribuční sítě, které jsou v soukromých vlastnictvích. Z pohledu přístupu třetích stran k přenosovým a distribučním soustavám byl zvolen systém regulovaného přístupu třetích stran (rTPA) – tedy za regulovaných podmínek.

Český systém liberalizace vycházel částečně z poznatků s liberalizací německého trhu, která se uskutečnila v roce 1998, a jednalo se o jednorázové otevření trhu pro všechny odběratele. Nicméně provedené analýzy ukazují, že skokově se žádná razantní změna neudála a skutečné využívání liberalizovaného trhu bylo postupné s časovým odstupem dva roky od zahájení. Na

příkladu Německa je taktéž zajímavé, že jako průkopníci liberalizace zvolili pro přístup třetích stran k sítím princip sjednávání, kdy si třetí strany měly s provozovateli sítě sjednávat sami podmínky, za kterých mohou k sítím přistupovat. Od tohoto systému Německo ale upustilo, neboť se systém neosvědčil jako efektivní, a v roce 2005 přešlo na systém rTPA.

Francie byla na půdě Evropské unie velkým propagátorem myšlenky liberalizace trhů s elektřinou, nicméně sama jako stát liberalizaci dlouhodobě odmítá a liberalizační nařízení obchází. Francie musela k liberalizaci přistoupit kvůli společným evropským nařízením, které implementovala tak, že se jednalo o postupné otevírání trhu od roku 2000 a trvalo celých sedm let. Jedná se tedy o neobvykle dlouhou postupnou liberalizaci. Nicméně ani po otevření celého trhu nelze o francouzském systému mluvit jako o tržním, neboť až do roku 2010 byl zákonem zřízen regulovaný tarif TarTAM pro všechny zákazníky, kteří o to požádají. Jelikož ceny byly nastaveny pod cenami tržními, docházelo k dotování těchto tarifů ze strany státem vlastněné EDF.

Koncem roku 2010 ale toto dotování muselo být zastaveno pod vlivem implementace 3. liberalizačního balíčku ve Francii, která však zaváděla další netržní prvek, a to systém ARENH. Jelikož EDF těžila z historické výhody, kdy vlastnila postavené jaderné elektrárny, ve kterých vyrábí elektřinu za nízké variabilní náklady a ostatní účastníci trhu nemohli podobný zdroj vystavět vůbec nebo pouze v dlouhém časovém období a jelikož cena elektřiny na světových trzích odráží spíše náklady dražších uhelných elektráren, bylo jedním z hlavních dopadů NOME to, že EDF je povinna prodávat část výroby z jaderných zařízení novým alternativním obchodníkům a dodavatelům elektřiny tak, aby byli konkurenceschopní s EDF.

Francouzský trh s elektřinou se tedy nedá považovat za liberalizovaný v pravém slova smyslu, neboť jednak díky velkému odporu vůči liberalizaci a taktéž značným bariérám vstupu na trh pro ostatní výrobce je trh podstatnými zásahy zpětně regulován a ceny elektřiny jsou spíše výsledkem těchto regulatorních rozhodnutí, než tržních sil.

Texaský trh s elektřinou byl liberalizován v roce 2002 a stejně jako v případě Německa se jednalo o liberalizaci jednorázovou. Nicméně ani v případě Texasu nenastaly skokové změny s dlouhodobým dopadem na trhu s elektřinou. V Texasu byla jedna dominantní společnost TXU, která provozovala většinu přenosu, distribuce i výroby elektřiny. Po unbundlingu jednotlivých částí společnosti a liberalizování trhu se regulační úřad obával, že tato dominantní skupina ovládne trh, v důsledku čehož jí nařídil ceny, za které má prodávat elektřinu konečným zákazníkům a předpokládal, že noví obchodníci budou chtít cenu podbízet. Nakonec se stal opak a všichni obchodníci prodávali za vyšší regulované ceny, které byly stanoveny na dobu 5ti let od

zahájení liberalizace. Po skončení stanovování regulovaných maximálních cen došlo výraznému poklesu ceny elektřiny v Texasu.

Ruská federace se k liberalizaci trhu s elektřinou odhodlala v listopadu 2003, kdy byl kromě regulovaného sektoru s tarifními službami vytvořen i sektor volného trhu. Tato podoba trhu ale v případě Ruska nesplnila svoji funkci liberalizace trhu, neboť účastníci se mohli stát pouze největší dodavatelé a odběratelé s enormními výkony a zároveň bylo vyžadováno složení značných finančních garancí pro účast v tomto systému. Na tomto trhu navíc nebylo možné nakoupit/prodat veškerou elektřinu, ale pouze malou část a do procesu cenotvorby vstupoval regulátor, který stanovoval mezní ceny.

To vše vedlo k tomu, že Rusko od tohoto systému upustilo a v roce 2007 byl vytvořen nový liberalizovaný trh, kdy se jednalo o postupnou liberalizaci končící v roce 2011 plným otevřením trhu všem odběratelům vyjma odběratelů typu domácností. Na rozdíl od původního modelu v tomto modelu již neexistuje zároveň regulovaný sektor trhu a taktéž byl trh nastaven plně tržně bez zbytečných regulací.

10.3 Subjekty a infrastruktura trhu

Po rozdílných vývoji liberalizace v jednotlivých zemích se také vytvořily mírně odlišné struktury trhu plnící potřeby liberalizovaného trhu.

V České republice jsou tyto potřeby plněny za pomoci následujících subjektů:

- jediný, státem vlastněný provozovatel přenosové soustavy,
- tři soukromí provozovatelé distribučních soustav,
- OTE jako nezávislý administrátor všech obchodů,
- ČEZ jako dominantní výrobce a obchodník s elektřinou,
- další menší výrobci,
- obchodníci s elektřinou,
- burza, denní trh,
- 100% liberalizovaní spotřebitelé.

Tento model existuje ve větších či menších modifikacích ve všech porovnávaných zemích. U přenosové soustavy existují modely, kdy jednak v Německu fungují rovnou 3 provozovatelé přenosových soustav, ale zároveň jak v Německu, tak v Texasu jsou těmito provozovateli soukromé firmy a nikoliv státem řízené společnosti.

V případě distribučních soustav je možno najít ve Francii model, kdy existuje pouze jeden provozovatel celé distribuční sítě a navíc je zprostředkovatelsky ovládán skrze EDF, ve které má majoritní podíl stát. V Texasu jsou dokonce distribuční sítě vertikálně integrované s přenosovými sítěmi.

Česká republika se z pohledu výrobních zdrojů odlišuje např. od německého modelu v tom, že v ČR drží majoritní až dominantní postavení mezi výrobci elektřina jedna společnost. Neexistuje zde tedy konkurenční prostředí v pravém slova smyslu.

Pro administraci obchodů se taktéž používají odlišné modely, kdy tuto funkci neplní speciálně vytvořený orgán jako je tomu v ČR. V Německu a ve Francii funguje model, ve kterém tuto funkci vykonávají provozovatelé přenosových soustav.

10.4 Obchody s elektřinou

Obchody s elektřinou se v ČR realizují na základě následujících platform:

- bilaterální smlouvy,
- burza PXE,
- organizovaný krátkodobý trh,
 - blokový,
 - denní,
 - vnitrodenní,
 - vyrovnávací.

Většina obchodů je realizována na základě bilaterálních smluv, nicméně pro možnost standardizace těchto obchodů se často využívají EFET smlouvy, které jsou využívány jako obecně uznávaný standard i v Německu a Francii. Obecně platí, že ve všech zemích se většina fyzických obchodů odehrává na bázi bilaterálních smluv.

V případě ČR je burza málo likvidním místem pro obchody a využívá se spíše pro účely hedgování. Naopak tomu je v případě společné burzy pro Německo a Francii – burzy EEX –, která je velmi likvidní a je považována za nejdůležitější obchodní místo s elektřinou v Evropě. Ruská burza byla dokonce zřízena pouze pro hedgovací účely a neobchoduje se na ní fyzická dodávka elektřiny.

Velké rozdíly v přístupu k denním trhům se dají najít ve všech zemích. ČR je jedinou zemí poskytující blokový trh, který však není moc likvidní. V Evropě je společným jmenovatelem postupný market coupling více trhů, který se na úrovni denních trhů nachází jak v ČR (ČR-SR-HU) tak v Německu a Francii. Tyto dvě země následně zavedly market coupling i na úrovni vnitrodenních trhů. V Texasu je nejzajímavější reálný trh s elektřinou, kde se obchodují v reálném čase dodávky elektřiny po 5 minutových segmentech.

Organizátorem denního trhu v ČR je OTE, zatímco organizátorem denních trhů jsou ve zkoumaných zemích jak státní společnosti (Rusko), tak i společnosti soukromé (Francie a Německo).

V Rusku existuje kromě trhu s elektřinou rovněž navázaný trh s kapacitami, které jsou nutné pro samotný přenos elektřiny.

10.5 Vlivy působící na cenu elektřiny

Provedené analýzy a sestavené modely ukazují, že na cenu elektřiny v ČR působí především 2 elementy – jednak HDP, a taktéž liberalizace jako taková. Ukazuje se, že česká ekonomika je stále značně energeticky náročná, díky čemu dochází při zvyšování tempa růstu HDP k vyšší poptávce po elektřině (byla prokázána silná korelace) a následně zvýšení ceny elektřiny. Modely rovněž naznačují, že uvolnění trhu přispělo ke zvyšování cen elektřiny. Důvody nelze jednoznačně kvantifikovat, pouze lze upozornit na fakt, že oproti ideálnímu teoretickému stavu na liberalizovaném trhu proběhla liberalizace na straně spotřeby, nicméně na straně výroby v ČR převládá dominantní postavení jedné státem ovládané společnosti.

Zvyšování cen elektřiny v důsledku liberalizace lze sledovat i u Francie a Texasu, nicméně zde k tomu vedou jiné důvody. U Francie se jedná o zrušení monopolního postavení státem vlastněné EdF, která využívala odepsaných jaderných elektráren s minimálními provozními náklady, díky čemu mohla být nabízená cena elektřiny před liberalizací nižší. Po liberalizaci a následném zrušení těchto překážek pro vstup nových výrobců a dodavatelů na francouzský trh došlo ke zvýšení ceny na úroveň odpovídající průměrným cenám ze všech zdrojů. V případě Texasu je příčinou nastavení maximálních cen elektřiny na liberalizovaném trhu. Toto opatření mělo ochránit trh před nečekaným zdražením a očekávalo se, že účastníci trhu budou nabízet ceny nižší, než byl stanovený cenový strop, což se ale v praxi nepotvrdilo a všichni účastníci prodávali elektřinu za maximální možné ceny. Po zrušení cenového stropu ceny elektřiny výrazně klesly.

V Německu jako v jedné z mála zemí liberalizace způsobila snížení cen elektřiny. Důvodem může být fakt, že již před liberalizací fungovalo na německém trhu několik energetických společností a nikoliv jedna vertikálně integrovaná společnost, jako v případě ČR či Francie. Díky tomu neprobíhala liberalizace a oddělení přenosu od distribuce a prodeje elektřiny tak dramaticky. Zároveň větší množství hráčů na trhu o podobné síle zaručilo vyrovnanější konkurenční prostředí od začátku liberalizace než v případech zemí, kde byla jedna velká vertikálně integrovaná společnost.

Vliv HDP na cenu elektřiny je mezi zkoumanými zeměmi u ČR ojedinělý. U ostatních zemí se tento vliv nepodařilo prokázat, přičemž důvodem jsou zřejmě rozdílné struktury tvorby HDP, kdy vyspělé země typu Německa, Francie či Texasu mají velké zastoupení služeb, které nejsou energeticky náročné a nezvyšují tak poptávku po elektřině.

U Ruského trhu se nepodařilo prokázat žádný přímo přiřaditelný vliv působící na ceny elektřiny.

10.6 Liberalizace a její teoretické pozadí

Typickými znaky liberalizovaného trhu by měla být privatizace státních energetik, restrukturalizace historických vertikálně integrovaných struktur, restrukturalizace fyzické výroby elektřiny, vytvoření konkurence ve výrobě elektřiny, vytvoření funkčních obchodních struktur založených na střetu nabídky a poptávky, vytvoření regulačních pravidel a regulátora trhu, uvolnění cen pro koncové odběratele, otevření všech segmentů novým účastníkům.

Praxe ukazuje, že v žádném ze zkoumaných trhů tohoto ideálního stavu nebylo zcela dosaženo. Nejblíže tomuto ideálnímu stavu je zřejmě Německo. Model liberalizace v ČR se ukazuje jako nedostatečný především v oblasti restrukturalizace fyzické výroby elektřiny a vytvoření konkurenčního prostředí s několika subjekty, které zcela potlačí možné dominantní chování jedné společnosti.

Teoretické předpoklady ale taktéž nebyly vůbec naplněny v případě Francie, kdy stát ovládá skrze EDF jak výrobu, tak přenos i distribuci elektřiny. Zároveň na straně výroby je i přes dodatečná opatření jasné dominantní postavení EDF.

Obecně lze konstatovat, že liberalizací byla veškerá zodpovědnost za vývoj energeticky ponechána trhu. Nicméně na politické úrovni se považuje energetika za strategické odvětví, na které by měl mít stát vliv. Proto existuje na všech liberalizovaných trzích regulátor, který jednak kontroluje fungování trhu, stanovuje podmínky pro účastníky trhu a ochraňuje zákazníky

v případě přirozených monopolů. Navíc trh je uměle pokrívován dalšími politickými rozhodnutími se snahou implementovat do energetiky netržní efekty. Typickou ukázkou je podpora výroby elektřiny z OZE, která uměle mění tržní rovnovážný bod ceny elektřiny, ale taktéž zavedení emisních povolenek.

Na jedné straně se tedy státy snaží trhy plně otevřít tržním principům; na straně druhé zároveň s tímto zavádějí opatření, která jdou proti liberalizovanému trhu.

10.7 Ověření hypotézy

Tato podkapitola se bude zabývat platností hypotéz stanovených v úvodu této disertační práce.

10.7.1 Liberalizace trhu s elektřinou ovlivnila současnou podobu trhu s elektřinou.

Pro dosažení cílů liberalizace trhu s elektřinou je principiálně požadována změna struktury a podoby trhu, zejména:

- Privatizace státních energetických monopolů.
- Restrukturalizace vertikálně-integrovaných struktur a rozdělení jednotlivých článků elektroenergetického řetězce.
- Restrukturalizace segmentu fyzické výroby elektřiny.

Reálný průběh liberalizace v jednotlivých zkoumaných zemích potvrzuje, že skutečně se zaváděním liberalizace jako takové bylo potřeba dosavadní strukturu trhu změnit v téměř totožné struktuře, jako je uvedeno v kapitole 3. 1. 2. Zavádění liberalizace.

Tato hypotéza se na základě zkoumání průběhu liberalizačních kroků v jednotlivých zemích potvrzuje.

10.7.2 Struktura trhu s elektřinou je determinována nastavenými liberalizačními principy.

V předchozí hypotéze se potvrdilo, že liberalizace má vliv na podobu trhu s elektřinou. Aby bylo možno dosáhnout liberalizačních cílů (viz kapitola 3. 1. 2. Zavádění liberalizace), byly v jednotlivých zemích nastaveny k tomu směřující legislativní podmínky, přičemž se ukazuje, že

pro splnění těchto cílů byly nezávisle na sobě v jednotlivých zemích zvoleny podobné kroky upravující strukturu trhu s elektřinou a lze jednoznačně identifikovat shodné články trhu. Podrobně je toto popsáno a analyzováno v kapitole 9.2. Subjekty a infrastruktura trhu.

Tato hypotéza se na základě porovnání a vývoje struktury trhů v jednotlivých zemích potvrzuje.

10.7.3 Liberalizace trhu s elektřinou měla vliv na cenu elektřiny pro spotřebitele.

Jak bylo podrobně popsáno v kapitole 9. 4. 3. Porovnání vývoje ceny elektřiny v závislosti na vývoji dalších vlivů, byl proveden detailní výzkum dopadů liberalizace do konečné ceny elektřiny ve zkoumaných zemích. Zkoumání a ověření této části hypotézy bylo provedeno pomocí ekonometrického a statistického vyhodnocení dostupných datových zdrojů pro jednotlivé zkoumané země. Dostupné datové sady byly zpracovány s využitím vícenásobné regresní analýzy a taktéž korelačních analýz.

Provedené analýzy a výpočty identifikovaly liberalizaci jako jeden z vlivů přímo ovlivňujících cenu elektřiny. Tato hypotéza se tedy potvrzuje.

10.7.4 Vlivem liberalizace trhu s elektřinou došlo ke snížení ceny elektřiny pro spotřebitele.

Tato hypotéza vychází z teoretických východisek liberalizace, která předpokládá, že liberalizace se promítne ve snížení cen elektřiny pro spotřebitele.

Výsledky provedených výpočtů a analýz ukazují a potvrzují, že liberalizace a liberalizační kroky jako takové měly přímý dopad do konečné ceny elektřiny ve zkoumaných zemích, avšak ve zkoumaných zemích se podařilo prokázat jak snížení ceny, tak i její zvýšení. Snížení ceny elektřiny se prokázalo pouze v případě Německa. Naopak cena elektřiny v České republice, Francii a Texasu se vlivem provedených liberalizačních kroků zvýšila. V případě Ruska nelze prokázat dopad liberalizace do ceny elektřiny. Nepotvrdil se tedy tak obecný předpoklad dopadů liberalizace do konečné ceny elektřiny placené spotřebitelem, který předpokládal, že liberalizace trhu s elektřinou bude mít za následek snížení ceny elektřiny pro konečné spotřebitele.

Tato hypotéza se tedy nepotvrzuje.

10.8 Posouzení liberalizace v ČR z pohledu srovnání s ostatními zeměmi

Počátky liberalizace trhu s elektřinou se datují do druhé poloviny devadesátých let 20. století, kdy první země začaly činit kroky k přeměně trhu z vertikálně-integrovaných struktur do podoby liberalizovaného trhu. Vlna liberalizace postupně zasáhla většinu evropských zemí a mnohé země z celého světa, které se shodly na tom, že liberalizovaný trh s elektřinou je optimální podobou trhu zajišťující efektivní výrobu, distribuci, obchod a dodávky elektřiny konečným zákazníkům. Zemí, která jako první provedla liberalizaci svého trhu, bylo Německo, které tak nastavilo určitý benchmark a vzor i pro další země.

Nutné je ale poukázat na fakt, že v jednotlivých zemích byly výrazně rozdílné výchozí podmínky na elektroenergetickém trhu. Příčinou těchto rozdílů je odlišný historický vývoj, jiné geopolitické podmínky a rovněž struktura a fungování tehdejších trhů. To lze například demonstrovat na porovnání Německa a ČR, kdy v ČR existovala pouze jedna plně vertikálně-integrovaná společnost, zatímco v Německu již před liberalizací na trhu působilo hned několik nadregionálních společností. Tato odlišnost může být taktéž dána rozdílnými velikostmi jednotlivých zemí a potažmo jejich trhů.

Z těchto rozdílných podmínek v jednotlivých zemích mělo být liberalizací dosaženo podobného stavu na všech trzích, kdy vertikálně-integrované struktury jsou rozděleny do jednotlivých článků celého elektroenergetického řetězce (výroba-přenos-obchod-spotřeba). Tohoto stavu bylo dosaženo pomocí nastavení legislativních změn a podmínek trhu, kdy např. v Evropě byly na úrovni Evropské unie přijímány energetické balíčky, které byly jednotlivými členskými zeměmi přejímány do národních legislativ. Zásadní změny přinesl unbundling v podobě rozdělení vertikálně-integrovaných společností a jednotlivých článků, které byly dále členěny a privatizovány různým majitelům. Toto mělo mimo jiné zajistit efektivitu skrze konkurenční prostředí. Další významnou změnou bylo nastavení regulatorního rámce v jednotlivých zemích z důvodu nutnosti zajištění rovných podmínek na trhu, který má mnohá svá specifika – existence přirozených monopolů, oligopolní postavení energetických společností, slabé postavení konečných odběratelů elektřiny, strategický význam výroby a dodávek elektřiny pro celou zemi.

Ačkoliv představa o cílové podobě a fungování liberalizovaných trhů byla napříč zeměmi podobná, samotná liberalizace proběhla v jednotlivých zemích s rozdílnými výsledky. Jasným příkladem je např. Francie, kde dodnes existuje státem ovládaná společnost EdF, která splňuje typické charakteristiky vertikálně-integrované struktury. To demonstrovuje fakt, že současné podoby liberalizovaných trhů napříč zeměmi nejsou stejné a existují stále v jednotlivých zemích značná specifika.

Proces liberalizace nejde v dnešní době opakovat a způsob provedení liberalizace v jednotlivých zemích odrážel místní podmínky, které je nutné brát na zřetel při porovnávání výsledků a stavu liberalizace jednotlivých trhů. Proto nelze paušálně vybrat jeden z průběhů liberalizace a ten označit za optimální a plně jej aplikovat v ostatních zemích a trzích.

Při analýze a komplexním porovnání zkoumaných trhů spolu s českým modelem liberalizace a současné podoby liberalizovaného trhu s elektřinou lze nalézt několik zásadních rozdílů, u kterých je na místě zvážit jejich relevanci pro český trh.

Srovnáním struktury vlastnictví výrobních zdrojů elektřiny a jejich podílem na výrobě elektřiny v českém prostředí je vidět, že na německém trhu operuje více subjektů s rovnoměrným tržním podílem, zatímco ve Francii převládá jasně monopolní postavení EdF. Z teoretických východisek ideálního stavu liberalizovaného trhu s elektřinou by mělo platit, že trh s větším počtem podobně silných účastníků přispívá ke vzniku tržního a efektivního prostředí.

Přenos elektřiny je v ČR výhradně zajišťován jednou státní společností, což je ale obvyklý stav i v jiných zemích (Rusko, Francie), zatímco v Německu a v Texasu zajišťují přenos soukromé společnosti, přičemž v Německu se jedná rovnou o čtyři společnosti. Jelikož přenos elektřiny je svojí povahou přirozeným monopolem, více než na formě vlastnictví závisí na nastavení regulačních pravidel pro tyto provozovatele.

V případě distribuce elektřiny je situace obdobná jako u přenosu elektřiny. Jedná se o přirozeně monopolní činnosti zajišťované buď soukromými společnostmi (Německo, Texas), nebo společnostmi státem ovládanými (Francie, Rusko). Nicméně i zde je důležitější otázka nastavení regulačních pravidel, než forma vlastnictví.

Funkce operátora trhu jsou nutné k zajištění a fungování trhu s elektřinou, avšak existují 2 modely zajištění těchto služeb. ČR, stejně jako Rusko a Texas vyčlenily pro tyto účely zvláštní entitu, zatímco v Německu a ve Francii tuto činnost vykonávají provozovatelé přenosové soustavy. Z toho je patrné, že tato činnost nemusí být vždy vyčleněna a zajišťována specializovaným útvarem a je na zvážení, který z uvedených modelů bude zajišťovat efektivní plnění těchto činností při zachování požadované kvality služeb.

Model fungování liberalizovaného obchodu s elektřinou je velmi podobný mezi všemi zeměmi – základem všech trhů jsou bilaterální smlouvy, které z principu věci mohou mít libovolnou podobu, která je výsledkem domluvy smluvních partnerů daného obchodu. Nejen v Evropě je

mezi účastníky běžný standard EFET smluv z důvodu zajištění standardizace těchto smluv napříč trhy, což umožňuje rychlejší a pohodlnější uzavírání obchodů.

Další podstatnou složkou je krátkodobý trh s elektřinou fungující ve všech zemích, přičemž rozdíly jsou pouze v tom, kdo tento krátkodobý trh provozuje – ČR, stejně jako Rusko a Texas se vydaly cestou provozovatele v podobě státem vlastněné či ovládané společnosti (zpravidla se jedná o ty samé společnosti, které zajišťují funkce operátora trhu), zatímco Německo a Francie má krátkodobý trh provozovaný soukromou společností. Je tedy zřejmé, že modelů existuje více, a je na dalším zvážení, který z uvedených přístupů je optimální. V každém případě oba přístupy jsou funkční a plně splňují svůj účel.

Samotný krátkodobý trh se zpravidla člení na denní a vnitrodenní, přičemž ČR z tohoto standardu vybočuje svým blokovým krátkodobým trhem, který je zřizován a provozován spolu s denním a vnitrodenním trhem. Nicméně se ukazuje, že tento typ trhu není účastníky využíván a jeho likvidita je minimální. Denní trh zejména v Evropě se ubírá cestou většího propojení mezi více jednotlivými trhy v podobě market-couplingu, kdy např. EPEX SPOT (případ Německa a Francie) dnes již propojuje 4 významné trhy.

Kromě bilaterálních smluv a krátkodobého trhu je standardním tržním subjektem energetická burza nabízející dlouhodobé produkty jak fyzické, tak i finanční dodávky elektřiny. Jedinou výjimkou ze zkoumaných zemí je Texas, který centrální burzu neprovozuje. Z pohledu České republiky se ukazuje, že vzhledem k velikosti trhu a významné tržní síle dominantního výrobce a několika obchodníků není pražská burza využívána v takovém rozsahu, jako je např. německá a francouzská EEX. Pražská burza se v současné době využívá převážně pro účely finančního hedgingu pozic, respektive pro spekulativní obchody a vlastní fyzická dodávka je buď na bázi bilaterálních smluv či dodávkou z krátkodobého trhu. Navíc pražská burza PXE není příliš likvidní burzou se svými dopady na nabízené ceny a produkty. Opačným případem je německá a francouzská EEX, která je v prostoru střední Evropy jednoznačně považována za stěžejní burzu s elektřinou a hlavní obchodní místo k obchodování s burzovními produkty.

Co lze považovat za splněný cíl liberalizace ve většině zemí je lepší postavení odběratelů v tom smyslu, že se mohou svobodně rozhodovat o tom, jakým způsobem a od jakého subjektu si zajistí dodávky elektřiny pro své potřeby. Na všech zkoumaných trzích jsou koneční odběratelé oprávněnými zákazníky s výše uvedenými právy (výjimkou je pouze Rusko, které stále nemá liberalizovaný sektor domácností) a tento stav je v souladu s prvotními představami o ideálním stavu liberalizovaného trhu.

Z pohledu samotné liberalizace jako takové se ukazují určitá omezení, kdy proti sobě stojí 2 přístupy – fungování trhu ponechat na jednotlivých účastnících, což by mělo zajistit maximální efektivitu a optimální provádění všech procesů, proti faktu, že energetika je vnímána a považována za strategické odvětví, na které chtějí mít vlády jednotlivých zemí jasný vliv. Dochází tedy k paradoxním situacím, kdy na jedné straně je např. v Evropské unii značná snaha o vytvoření jednotného evropského trhu s elektřinou a na straně druhé je tento trh zatížen přemírou regulatorních nařízení a pravidel, která mají zajistit plnění politických rozhodnutí, která by samotný trh nikdy neprovedl.

Nelze nezmínit případ masivní podpory výroby z obnovitelných zdrojů na úrovni celé EU, kdy tyto zdroje jsou podporovány netržními mechanismy, což poškozuje samotný trh a v jeho důsledku dochází k situacím, kdy se ekonomicky/tržně nevyplácí stavět jiné zdroje, než OZE. Nicméně bez dalších, konvenčních typů zdrojů nemůže jednoduše žádná elektroenergetická soustava fungovat kvůli potřebě zajišťování pokrytí základního zatížení soustavy. Proto místo vyřešení prvotního pokřivení trhu v podobě dotací se hledají další netržní mechanismy, jak pokřivený trh přimět k výstavbě klasických zdrojů a to podobou další regulace a zaváděním dalších schémat podpory. Energetický trh se tedy stává přeregulovaným a prvotní idea stavu liberalizovaného trhu se se současnou podobou výrazně neslučuje.

V případě zaměření se na celkový průběh liberalizace a její stav v České republice se nejlépe hodí porovnání s německým modelem. Zprvč již na začátku liberalizace se v mnohém vycházelo z německého modelu liberalizace. Za další Německo bylo průkopníkem na poli liberalizace trhu s elektřinou a jedná se o sousední zemi a členu Evropské unie, jejímž členem se ČR také stala. V neposlední řadě je Německo jednou z nejvýznamnějších ekonomik světa a leadrem na technologickém poli, přičemž česká ekonomika je s německým trhem úzce provázána a ovlivňována. V porovnání České republiky s Německem existují mezi modely liberalizace rozdíly, jako například počet přenosových soustav, existence samostatného operátora trhu nebo počet výrobců na trhu. Nicméně přesto je vidět určitá tendence se německým modelem dále řídit a všechny rozdíly mezi německým a českým modelem by mohly být předmětem odborné diskuze nejen kvůli snahám o sjednocování a unifikování trhů v EU nebo snahám o coupling trhů s elektřinou mezi Českou republikou a Německem.

Na druhou stranu jak již bylo zmíněno, původní snaha o liberalizaci trhu se trochu vytrácí ve stínu nových témat, jakými jsou hlavně výstavba a podpora obnovitelných zdrojů. Nejenom v Evropě, ale i v Texasu se nastavují cíle v množství elektrické energie, která se musí vyrobit z obnovitelných zdrojů, čehož je dosahováno masivními dotacemi. Podmínky, za kterých se

vytvořil současný liberalizovaný trh, se velmi změnila a státy se dnes prvotně snaží vyřešit neduhy způsobené neúměrnými podporami obnovitelných zdrojů.

Z pohledu dalšího vývoje a směřování trhů může v České republice, ale i jinde v Evropě, nastat střet lokálních a celoevropských zájmů. Zatímco EU bude dále podporovat prohlubování liberalizace a integrace jednotlivých trhů mezi sebou, jednotlivé státy kvůli strachu z levně dotované elektřiny z obnovitelných zdrojů se budou snažit své trhy a výrobce všemožně chránit. Výsledkem všech těchto problémů a zájmů je rostoucí a komplikující se legislativa a růst pravomocí regulátorů na úkor prohlubování liberalizace a jejich teoretických předpokladů.

Nicméně i v této situaci může Česká republika hledat vzory a inspiraci na možné návrhy úprav fungování elektroenergetického sektoru v jiných zemích, které se potýkají s podobnými problémy, avšak jsou s jejich řešením a optimalizací dále než Česká republika.

Ačkoliv cíle a vize přeměny trhu jsou jednotné v rámci celé Evropské unie, musí se vždy respektovat specifika jednotlivých zemí a trhů. Nelze přejímat modely mezi jednotlivými zeměmi beze změn spočívajících v přizpůsobení modelu daným konkrétním podmínkám. Odlišná specifika by se měla brát v úvahu i v případě možnosti využití potenciálu obnovitelných zdrojů energie pro výrobu elektřiny v jednotlivých zemích. Každá země má pro jejich využití rozdílné a unikátní podmínky, a to jak geografické, tak ekonomicko-politické. Tato specifika nelze přehlížet a je nutno je podrobně analyzovat a plně reflektovat. Obdobným způsobem je nutno postupovat i u dalších specifických atributů jednotlivých zemí.

Z výše uvedeného vyplývá, že podněty na úpravu a optimalizaci nastavení liberalizovaného trhu s elektřinou v České republice lze z jiných zemí a trhů nejlépe čerpat z německého systému fungování trhu s elektřinou, který je nejdéle fungujícím a ověřeným modelem takového trhu, přičemž jednotlivé prvky je nutné podrobovat konstruktivní kritice a adaptovat na podmínky českého prostředí ve všech fázích procesu změny od přípravy, přes realizaci až po vyhodnocení.

Seznam použité literatury

- [1] Zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon), ve znění pozdějších předpisů.
- [2] Vyhláška č. 541/2005 Sb., o pravidlech trhu s elektřinou, zásadách tvorby cen za činnosti operátora trhu s elektřinou a provedení některých dalších ustanovení energetického zákona.
- [3] Směrnice Evropského parlamentu a Rady č. 2003/54/ES, o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektrickou energií a kterou se zrušuje směrnice 96/92/ES.
- [4] ČESKÝ ENERGETICKÝ REGULAČNÍ ÚŘAD. *ERÚ* [online]. 2014 [cit. 2014-03-01]. Dostupné z: www.eru.cz
- [5] Český operátor trhu s elektřinou, www.ote-cr.cz
- [6] ČESKÁ ELEKTRIZAČNÍ PŘENOSOVÁ SOUSTAVA. *ČEPS* [online]. 2014 [cit. 2014-03-01]. Dostupné z: www.ceps.cz
- [7] SKUPINA ČEZ. *ČEZ* [online]. 2014 [cit. 2014-03-01]. Dostupné z: www.cez.cz
- [8] EON. *EON* [online]. 2014 [cit. 2014-03-01]. Dostupné z: www.eon.cz
- [9] PRAŽSKÁ ENERGETIKA. *PRE* [online]. 2014 [cit. 2014-03-01]. Dostupné z: www.pre.cz
- [10] ENERGETICKÁ BURZA PRAHA. *PXE* [online]. 2014 [cit. 2014-03-01]. Dostupné z: www.pxe.cz
- [11] ČESKÉ MINISTERSTVO PRŮMYSLU A OBCHODU. *MPO* [online]. 2014 [cit. 2014-03-01]. Dostupné z: www.mpo.cz
- [12] KOMISE EVROPSKÉ UNIE. *EC* [online]. 2014 [cit. 2014-03-01]. Dostupné z: ec.europa.eu
- [13] UNION FOR THE COORDINATION OF TRANSMISSION OF ELECTRICITY. *UCTE* [online]. 2014 [cit. 2014-03-01]. Dostupné z: www.ucte.org
- [14] UNION OF THE ELECTRICITY INDUSTRY. *Eurelectric* [online]. 2014 [cit. 2014-03-01]. Dostupné z: www.eurelectric.eu
- [15] EUROPEAN TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS. *ENTSO* [online]. 2014 [cit. 2014-03-01]. Dostupné z: www.entso-net.org
- [16] SPOLEČNOST RAO «ЕЭС РОССИИ». *RAO* [online]. 2014 [cit. 2014-03-01]. Dostupné z: www.rao-ees.ru
- [17] RUSKÝ ADMINISTRÁTOR OBCHODNÍHO SYSTÉMU FEDERÁLNÍHO TRHU S ELEKTRĚNOU. *NP* [online]. 2014 [cit. 2014-03-01]. Dostupné z: www.np-ats.ru
- [18] RUSKÉ MINISTERSTVO PRŮMYSLU A OBCHODU. *MINPROM* [online]. 2014 [cit. 2014-03-01]. Dostupné z: www.minprom.gov.ru

- [19] RUSKÝ SYSTÉMOVÝ OPERÁTOR. *CDU* [online]. 2014 [cit. 2014-03-01]. Dostupné z: www.so-cdu.ru
- [20] RUSKÁ FEDERÁLNÍ TARIFNÍ SLUŽBA. *FSTRF* [online]. 2014 [cit. 2014-03-01]. Dostupné z: www.fstrf.ru
- [21] NĚMECKÁ AGENTURA BNA. *BNA* [online]. 2014 [cit. 2014-03-01]. Dostupné z: www.bundesnetzagentur.de
- [22] SKUPINA RWE. *RWE* [online]. 2014 [cit. 2014-03-01]. Dostupné z: www.rwe.de
- [23] SKUPINA E.ON. *E.ON* [online]. 2014 [cit. 2014-03-01]. Dostupné z: www.eon.de
- [24] SKUPINA VATTENFALL EUROPE. *Vattenfall* [online]. 2014 [cit. 2014-03-01]. Dostupné z: www.vattenfall.de
- [25] SKUPINA ENBW ENERGIE BADEN-WÜRTTEMBERG. *EnBW* [online]. 2014 [cit. 2014-03-01]. Dostupné z: www.enbw.de
- [26] NĚMECKÁ ENERGETICKÁ BURZA EEX. *EEX* [online]. 2014 [cit. 2014-03-01]. Dostupné z: www.eex.de
- [27] FRANCOUZSKÁ ENERGETICKÁ BURZA POWERNEXT. *Powernext* [online]. 2014 [cit. 2014-03-01]. Dostupné z: www.pownext.fr
- [28] FRANCOUZSKÁ KOMISE PRO REGULACI ENERGETIKY. *CRE* [online]. 2014 [cit. 2014-03-01]. Dostupné z: www.cre.fr
- [29] FRANCOUZSKÝ PROVOZOVATEL PŘENOSOVÉ SOUSTAVY. *RTE* [online]. 2014 [cit. 2014-03-01]. Dostupné z: www.rte-france.fr
- [30] SKUPINA EDF. *EdF* [online]. 2014 [cit. 2014-03-01]. Dostupné z: www.edf.fr
- [31] KORPORACE PRO SEVEROAMERICKOU ELEKTRICKOU SPOLEHLIVOST. *NERC* [online]. 2014 [cit. 2014-03-01]. Dostupné z: www.nerc.com
- [32] AMERICKÁ FEDERÁLNÍ ENERGETICKÁ REGULAČNÍ KOMISE. *FERC* [online]. 2014 [cit. 2014-03-01]. Dostupné z: www.ferc.gov
- [33] ENERGY INFORMATION ASSOCIATION. *EIA* [online]. 2014 [cit. 2014-03-01]. Dostupné z: www.eia.doe.gov
- [34] MEZINÁRODNÍ ENERGETICKÁ AGENTURA. *IEA* [online]. 2014 [cit. 2014-03-01]. Dostupné z: www.iea.org
- [35] CLEARY. Market Benefits Observed The First 6 Months. In: *ERCOT* [online]. 2011 [cit. 2014-03-01]. Dostupné z: www.ercot.com
- [36] L. JOSKOW. Lessons Learned From Electricity Market Liberalization. *The Energy Journal*. 2008, č. 1.

- [37] Deregulated electricity in Texas. *Texas coalition for affordable power* [online]. 2013, č. 1 [cit. 2014-03-01]. Dostupné z: www.tcap.com
- [38] B. BUSHNELL, James, Erin T. MANSUR a Celeste SARAVIA. VERTICAL ARRANGEMENTS, MARKET STRUCTURE, AND COMPETITION: AN ANALYSIS OF RESTRUCTURED U.S. ELECTRICITY MARKETS. *NATIONAL BUREAU OF ECONOMIC RESEARCH*. 2007.
- [39] Annual Energy Outlook 2013. *EIA*. 2013, č. 1. Dostupné z: <http://www.eia.gov/forecasts/aeo>
- [40] TEXASKÝ OPERÁTOR TRHU. *ERCOT* [online]. 2014 [cit. 2014-03-01]. Dostupné z: www.ercot.com
- [41] TEXAS UTILITIES. *TXU* [online]. 2014 [cit. 2014-03-01]. Dostupné z: www.ercot.com
- [42] JOSKOW, Paul L. Lessons Learned From Electricity Market Liberalization. *The Energy Journal*. 2008, Special Issue, s. 34.
- [43] CHEMIŠINEC, Igor, Miroslav MARVAN, Jakub NEČESANÝ, Tomáš SÝKORA a Jiří TŮMA. *Obchod s elektřinou*. ISBN 978-80-254-6695-7.
- [44] KOLEKTIV AUTORŮ. *Trh s elektřinou: Úvod do liberalizované energetiky*. Praha: Asociace Energetických Manažerů, 2011.
- [45] Trh s elektrickou energií v Evropě. [online]. 2007 [cit. 2014-02-01]. Dostupné z: www.pxe.cz
- [46] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Electricity Information*. 2012. vyd. France, 2013. ISBN 978-92-64-17468-9.
- [47] Power Statistics&Trends 2013. [online]. 2013 [cit. 2014-02-01]. Dostupné z: www.eurelectric.org
- [48] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *World Energy Outlook 2013*. France, 2013. ISBN 978-92-64-20130-9.
- [49] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Lessons from Liberalised Electricity Market*. France, 2005.
- [50] HALL, David, Stephen THOMAS a CORRAL. *Global experience with electricity liberalisation*. 2009. University of Greenwich.
- [51] SPINNER, Marius. *The thorny path towards electricity market liberalization in the European Union: The 2nd electricity directive from 2003, market circumstances and diverging political priorities in the case of the French and German Energy Policy (2003-2007)*. Twente, 2013. Bachelor thesis. Universiteit Twente.
- [52] POLLITT, Michael. *Liberalisation and Regulation in Electricity Systems: How can we get the balance right?*. 2007.

- [53] JAMASB, Tooraj a Michael POLLITT. Electricity Market Reform in the European Union: Review of Progress toward Liberalization & Integration. 2005.
- [54] PERCEBOIS, Jacques. ELECTRICITY LIBERALIZATION IN THE EUROPEAN UNION: BALANCING BENEFITS AND RISKS. 2008.
- [55] BARTOŠ, Tomáš a Petr STREJČEK. Liberalizace elektro-energetického sektoru vybraných zemí EU. [online]. 2012, s. 10 [cit. 2014-02-01]. Dostupné z: www.tzb-info.cz
- [56] ZEŽULA, Michal. Organizace trhu elektroenergetiky v EU a v USA. Praha, 2012. Diplomová práce. VŠE.
- [57] ERDOGDU. Essays on Electricity Market Reforms: A Cross-Country Applied Approach. University of Cambridge. 2013.
- [58] KEMFERT. The Liberalisation process of the German Electricity Market: Strategies and Opportunities. 1999, s. 20.
- [59] MORRIS. German Energy Freedom: Moving beyond energy independence to energy democracy. 2013.
- [60] MADLENER, Reinhard a Eberhard JOCHEM. Impacts of market liberalisation on the electricity supply sector: a comparison of the experience in Austria and Germany. 2001.
- [61] MÖST, Dominik a Massimo GENOESE. Market power in the German wholesale electricity market. 2009.
- [62] BRANDT, Torsten. Liberalisation, privatisation and regulation in the German electricity sector. 2006.
- [63] SOLANKO, Laura. How to Liberalize a Thousand TWh Market?: Restructuring the Russian Power Sector. 2011.
- [64] LIVSHITS. Russian Wholesale Power and Capacity Market. 2012.
- [65] KERKELA, Leena. Distortion costs and effects of price liberalisation in Russian energy markets: A CGE analysis. 2004.
- [66] KRISTIANSEN, Tarjei. The Russian Power Market. 2011.
- [67] COOK, Douglas. Russian Electricity Reform 2013 Update: Laying an Efficient and Competitive Foundation for Innovation and Modernisation. International Energy Agency. 2013, s. 107.
- [68] ABDURAFIKOV, Rinat. VTT. Russian electricity market: Current state and perspectives. Finland, 2009. ISBN 978-951-38-7182-6.
- [69] Electricity, Natural Gas and CO2 market observatory: 2nd Quarter of 2013. 2013.
- [70] BARTHE. DEREGULATION AND OPENING OF THE ELECTRICITY MARKET IN FRANCE. 2005.

- [71] STRAUSS-KAHN, Vanessa a Daniel TRACA. *Deregulating Electricity Markets: The French Case*. 2004.
- [72] LAW BUSINESS RESEARCH. *The Energy Regulation and Markets Review*. Great Britain: Encompass Print Solutions. ISBN 978-1-907606-35-9.
- [73] BARTH, ALICE. *Electricity Sector Country Study: France*. 2008.
- [74] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Energy Policies of IEA Countries: France 2009 Review*.
- [75] HUŠEK, R. *Ekonometrická analýza*. Praha, 2007. ISBN 978-80-245-1300-3.
- [76] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Electricity Information*. 2008. vyd. France, 2009. ISBN 978-92-64-04252-0.
- [77] OKSANEN, M., R. KARJALAINEN, S. VILJAINEN a D. KULESHOV. *Electricity Markets in Russia, the US, and Europe*. 2009.
- [78] ZMEŠKAL, Zdeněk, Dana DLUHOŠOVÁ, Miroslav ČULÍK a Tomáš TICHÝ. Liberalizace trhů s elektrickou energií ve světě. In: 5. mezinárodní konference Finanční řízení podniku a finančních institucí. Ostrava, 2005, s. 8.
- [79] MOSKEVSKÁ ENERGETICKÁ BURZA EEX. *MOSENEX* [online]. 2014 [cit. 2014-03-01]. Dostupné z: <http://www.mosenex.ru/eng/>
- [80] KEMA CONSULTING GMBH. *Review of European Electricity Prices*. Union of the Electricity Industry – EURELECTRIC. 2005.
- [81] THE WORLD BANK. [online]. 2014 [cit. 2014-03-21]. Dostupné z: www.worldbank.org
- [82] RUSSIAN FEDERATION - Federal State Statistic Service. ROSSTAT [online]. [cit. 2014-04-19]. Dostupné z: http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/en/main/
- [83] Bureau of Economic Analysis. BEA [online]. [cit. 2014-04-20]. Dostupné z: <http://www.bea.gov/index.htm>
- [84] Economics/Macroeconomics/Country Macro Data [online]. 2014 [cit. 2014-03-09]. Dostupné z: www.countryeconomy.com
- [85] Statistisches Bundesamt. DESTATIS [online]. 2014 [cit. 2014-03-25]. Dostupné z: <https://www.destatis.de/DE/Startseite.html>
- [86] Český statistický úřad. CZSO [online]. 2014 [cit. 2014-02-19]. Dostupné z: <http://www.czso.cz/>
- [87] ÅSLUND, Anders. *How Russia Became a Market Economy*. Brookings Institution, 1995. ISBN 9780815704256.
- [88] HEDDENHAUSEN. *Privatisation of Europe's liberalised electricity Market*. SWP, 2007.

- [89] KARAN, Mehmet a KAZDAGLI. The Development of Energy Markets in Europe. Berlin: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2011. ISBN 10.1007/978-3-642-19709-3_2.
- [90] OWEN, Anthony. Liberalised Electricity Markets and Long-term Capacity Adequacy. ATSE Conference. 2013.
- [91] Adib, P and J. Zarnikau. (2006). "Texas: The Most Robust Competitive Market in North America," in Sioshansi, F. and W. Pfaffenberger, eds., Electricity Market Reform: An International Perspective, Elsevier. 383-418.
- [92] Besant-Jones, J. E., ed. (1993). "Reforming the Policies for Electric Power in Developing Countries." Washington, D.C.: World Bank.
- [93] Joskow, P.L. (2005d). "Vertical Integration," in C. Menard and M. Shirley, eds., Handbook of New Institutional Economics, Springer.
- [94] Serrallés, R. J. (2006, November). Electric energy restructuring in the European Union: Integration, subsidiarity and the challenge of harmonization. Energy Policy, (pp. 2542-2551).
- [95] Green, R. (2006). Electricity liberalisation in Europe - how competitive will it be? Energy Policy 34, (pp. 2532-2541).
- [96] Haas, R. et. al. (2006). "Competition in the Continental European Electricity Market: Despair or Work in Progress in F. Sioshansi and W. Pfaffenberger, eds., Electricity Market Reform: An International Perspective, Elsevier. 265-316.
- [97] ES-2020, Energy Strategy of the Russian Federation to 2020 (in Russian), approved on 28.8.2003. Available at <http://www.energystrategy.ru/projects/es-2020.htm>
- [98] Besant-Jones, J.E., 2006. Reforming Power Markets in Developing Countries: What Have We Learned?. World Bank energy and mining sector board discussion paper no. 19, September 2006, World Bank.
- [99] Pittman, R., 2007. Restructuring the Russian electricity sector: Re-creating California? Energy Policy 35, 1872-1883.
- [100] World Bank, 2008. Energy efficiency in Russia: Untapped Reserves, IFC/ World Bank 2008.
- [101] Freinkman, L., Plekhavov, A., 2009. Fiscal decentralization and the quality of public services in Russian regions. EBRD Working Paper 111, November 2009.
- [102] Battle, C., Perez-Arriaga, I.J., 2008. Design criteria for implementing a capacity mechanism in deregulated electricity markets. Utilities Policy, 16, 184-193.
- [103] Woo, C.-K., Lloyd, D., Tishler, A., 2003. Electricity market reform failures: UK, Norway, Alberta and California. Energy Policy 31, 1103-1115.
- [104] Sulamaa, Pekka and Mika Widgren (2003), "EU Enlargement and Beyond: A Simulation Study on EU and CIS Integration," CEPR Discussion Paper No. 3768.

- [105] EBRD (2001), “Transition Report 2001: Energy in Transition,” European Bank for Reconstruction and Development.

Seznam zkratk

ACER	Agentura pro spolupráci energetických regulačních úřadů
ADF test	Rozšířený Dickey-Fullerův test
ARENH	Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique
Belpex	Belgická burza s elektřinou
BNA	Bundesnetzagentur
CCP	Centrální protistrana
CCT	Sektor volného obchodu
CO2	Oxid uhličitý
CRE	Commission of Regulation of Energy; Commission de régulation de l'énergie; Komise pro regulaci energetiky
ČR	Česká republika
DPH	Daň z přidané hodnoty
DS	Distribuční síť
DSO	Distribuční soustava
ECC	European Comodity Clearing
EDF	Electricité de France
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EFET	European Federation of Energy Traders
EIA	U.S. Energy Information Administration
EPEXSPOT	European Energy Exchange EPEX SPOT SE
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas
ERDF	Électricité Réseau Distribution France
ERGEG	European Regulators' Group for Gas and Electricity
ERÚ	Energetický regulační úřad
ES	Elektroenergetický systém
EU	Evropská unie

EUR	Euro
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
GDF	Gaz de France; GDF Suez
GWh	Gigawatthodina
HDP	Hrubý domácí produkt
HVDC	High Voltage Direct Current
Hz	Herz
IEA	International Energy Agency
Kč	Koruna česká
kV	Kilovolt
kWh	Kilowatthodina
Log	Logaritmus
ME	Ministerstvo ekologie, udržitelného rozvoje a energetiky
MNČ	Metoda nejmenších čtverců
MOP	Maloodběr podnikatelé
MOSENEX	Energetická burza Moskva
MPO	Ministerstvo průmyslu a obchodu
MW	Megawatt
MWh	Megawatthodina
NERC	North American Electric Reliability Corporation
NN	Nízké napětí
NOME	Nouvelle Organisation du marché de l'Électricité
NT	Nízký tarif
nTPA	Negotiated Third Party Access
OGK	Velkoobchodní výrobci elektrické energie
OKO	Organizovaný krátkodobý trh s elektřinou
OTC	Over the counter
OTE	Operátor trhu s elektřinou a plynem
OZE	Obnovitelné zdroje elektřiny

PC	Regulovaný sektor
PDS	Provozovatel distribuční sítě
POLPX	Polská burza s elektřinou
PPS	Provozovatel přenosové sítě
PS	Přenosová síť
PXE	Energetická burza Praha
RAO ЕЭС России	Společnost RAO
REAS	Regionální distribuční společnost
RES	Renewable Energy Certificates
RF	Ruská federace
RTE	Réseau de Transport d'Électricité
rTPA	Regulated Third Party Access
Rusko	Ruská federace
SB	Single Buyer
SEI	Státní energetická inspekce
SRN	Spolková republika Německo
TarTAM	Tarif réglementé et transitoire d'ajustement au marché
TGK	Regionální výrobci elektrické energie
TJ	Terajoul
TSO	Přenosová soustava
TWh	Terawatthodina
TXU	Texas Utilities
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
USA	Spojené státy americké
USD	Americký dolar
VN	Vysoké napětí
VT	Vysoký tarif
VVN	Velmi vysoké napětí
BP	Vyrovnávací trh

ГЭС	Vodní elektrárny
ЕЭС	Jednotná energetická soustava
ЗАО	Centrum finančního zúčtování
ЛЭП	Přenosové vedení
НОРЭМ	Nový trh s elektřinou
НП АТС	Administrátor obchodního systému federálního trhu s elektřinou
ОРЭПП	Trh s elektřinou přechodného období
ТЭС	Tepelné elektrárny
ФОРЭМ	Federální trh elektrické energie
ФСК	Federální síťová společnost
ЦДУ	Centrální dispečerské řízení

Seznam obrázků, schémat a grafů

1 STRUKTURA TRHU S ELEKTRINOU V ČR	33
2 ČINNOSTI OTE	34
3 DVOUSTRANNÉ OBCHODY	42
4 STŘET NABÍDKY A POPTÁVKY	43
5 DENNÍ TRH S ELEKTRINOU	44
8 CENA ELEKTRINY V ČR, DATA PŘEVZATA Z ERU, IEA	53
9 POROVNÁNÍ CEN ELEKTRINY V OBDOBÍ LIBERALIZACE V ČR, DATA PŘEVZATA Z ERU, IEA, VLASTNÍ VÝPOČTY	54
10 SPOTŘEBA ELEKTRINY V ČR BRUTTO, DATA PŘEVZATA Z EGU BRNO	55
11 MNOŽSTVÍ VÝROBY ELEKTRINY Z OZE V ČR, DATA PŘEVZATA Z EIA	56
12 CENA EMISNÍCH POVOLENEK, DATA PŘEVZATA Z EEX	57
13 CENA ROPY, DATA PŘEVZATA Z EIA	58
14 CENA UHLÍ V ČR, INTERNÍ ZDROJ DAT	59
15 HDP ČR, DATA PŘEVZATA Z ČSÚ	60
16 INFLACE V ČR, DATA PŘEVZATA Z ČSÚ	61
18 VÝVOJ CENY ELEKTRINY A SPOTŘEBOVANÉHO MNOŽSTVÍ ELEKTRINY (ČR)	64
19 VÝVOJ CENY ELEKTRINY A MNOŽSTVÍ VÝROBY ELEKTRINY Z OZE (ČR)	65
20 VÝVOJ CENY ELEKTRINY A CENY EMISNÍCH POVOLENEK (ČR)	65
21 VÝVOJ CENY ELEKTRINY A CENY ROPY (ČR)	66
22 VÝVOJ CENY ELEKTRINY A CENY UHLÍ (ČR)	67
23 VÝVOJ CENY ELEKTRINY A HDP (ČR)	67
24 VÝVOJ CENY ELEKTRINY A MÍRY INFLACE (ČR)	68
25 CENOVÉ ZÓNY V RUSKU	74
26 ROVNOVÁŽNÁ CENA	83
27 MAPA HUBŮ V 1. CENOVÉ ZÓNĚ V RUSKU, PŘEVZATO Z MOSENEK	86
28 MAPA HUBŮ V 2. CENOVÉ ZÓNĚ V RUSKU, PŘEVZATO Z MOSENEK	86
29 VÝVOJ CENY ELEKTRINY V RUSKU, DATA PŘEVZATA Z ROSSTAT	88
30 POROVNÁNÍ CEN ELEKTRINY V OBDOBÍ LIBERALIZACE V RUSKU, DATA PŘEVZATA Z ROSSTAT, VLASTNÍ VÝPOČTY	89
31 SPOTŘEBA ELEKTRINY BRUTTO V RUSKU, DATA PŘEVZATA Z WORLD BANK	90
32 MNOŽSTVÍ VÝROBY ELEKTRINY Z OZE V RUSKU, DATA PŘEVZATA Z EIA	91
33 CENA ROPY V RUSKU, DATA PŘEVZATA Z EIA	92
34 HDP RUSKA REÁLNÉ, DATA PŘEVZATA Z WORLD BANK	93
35 INFLACE V RUSKU, DATA PŘEVZATA Z WORLD BANK	94
36 VÝVOJ CENY A SPOTŘEBY ELEKTRINY (RUSKO)	97
37 VÝVOJ CENY ELEKTRINY A MNOŽSTVÍ VYROBENÉ ELEKTRINY Z OZE (RUSKO)	97
38 VÝVOJ CENY ELEKTRINY A CENY ROPY (RUSKO)	98
39 VÝVOJ CENY ELEKTRINY A HDP (RUSKO)	99
40 VÝVOJ CENY ELEKTRINY A MÍRY INFLACE (RUSKO)	99
41 VÝVOJ CENY ELEKTRINY V NĚMECKU, DATA PŘEVZATA Z DESTATIS	114
42 POROVNÁNÍ CEN ELEKTRINY V OBDOBÍ LIBERALIZACE V NĚMECKU, DATA PŘEVZATA Z DESTATIS, VLASTNÍ VÝPOČTY	115

Liberalizace vybraných trhů s elektřinou a komparace jejich vývoje

43 SPOTŘEBA ELEKTŘINY BRUTTO V NĚMECKU, DATA PŘEVZATA Z DESTATIS.....	116
44 MNOŽSTVÍ VÝROBY ELEKTŘINY Z OZE V NĚMECKU, DATA PŘEVZATA Z EIA	117
45 CENA EMISNÍCH POVOLENEK, DATA PŘEVZATA Z EEX	118
46 CENA ROPY, DATA PŘEVZATA Z EIA	118
47 HDP NĚMECKA, DATA PŘEVZATA Z DESTATIS	120
48 INFLACE V NĚMECKU, DATA PŘEVZATA Z DESTATIS	121
49 VÝVOJ CENY A SPOTŘEBY ELEKTŘINY (NĚMECKO).....	125
50 VÝVOJ CENY ELEKTŘINY A MNOŽSTVÍ VYROBENÉ ELEKTŘINY Z OZE (NĚMECKO)	125
51 VÝVOJ CENY ELEKTŘINY A CENY EMISNÍCH POVOLENEK (NĚMECKO).....	126
52 VÝVOJ CENY ELEKTŘINY A CENY ROPY (NĚMECKO)	127
53 VÝVOJ CENY ELEKTŘINY A HDP (NĚMECKO)	127
54 VÝVOJ CENY ELEKTŘINY A MÍRY INFLACE (NĚMECKO)	128
55 MAPA PŮSOBNOSTI EDF.....	138
56 CENA ELEKTŘINY VE FRANCII, DATA PŘEVZATA Z MINISTERSTVA EKOLOGIE, UDRŽITELNÉHO ROZVOJE A ENERGETIKY (ME)	142
57 POROVNÁNÍ CENY ELEKTŘINY V OBDOBÍ LIBERALIZACE VE FRANCII, ZDROJE PŘEVZATA Z ME, VLASTNÍ VÝPOČTY	143
58 SPOTŘEBA ELEKTŘINY NETTO VE FRANCII, DATA PŘEVZATA Z EIA, RTE.....	144
59 MNOŽSTVÍ VÝROBY ELEKTŘINY Z OZE VE FRANCII, DATA PŘEVZATA Z EIA.....	144
60 CENA EMISNÍCH POVOLENEK, DATA PŘEVZATA Z EEX	145
61 CENA ROPY, DATA PŘEVZATA Z EIA	146
62 HDP VE FRANCII, DATA PŘEVZATA Z INSEE	147
63 INFLACE VE FRANCII, DATA PŘEVZATA Z INSEE.....	147
64 VÝVOJ CENY A SPOTŘEBY ELEKTŘINY (FRANCIE)	151
65 VÝVOJ CENY ELEKTŘINY A MNOŽSTVÍ VYROBENÉ ELEKTŘINY Z OZE (FRANCIE).....	152
66 VÝVOJ CENY ELEKTŘINY A CENY EMISNÍCH POVOLENEK (FRANCIE)	152
67 VÝVOJ CENY ELEKTŘINY A CENY ROPY (FRANCIE).....	153
68 VÝVOJ CENY ELEKTŘINY A HDP (FRANCIE)	154
69 VÝVOJ CENY ELEKTŘINY A MÍRY INFLACE (FRANCIE)	154
70 STRUKTURA ELEKTRIZAČNÍ SOUSTAVY V SEVERNÍ AMERICE	157
71 VÝVOJ CENY ELEKTŘINY VE STÁTĚ TEXAS, DATA PŘEVZATA Z EIA	167
72 POROVNÁNÍ CEN ELEKTŘINY V OBDOBÍ LIBERALIZACE V TEXASU	168
73 VELIKOST SPOTŘEBY ELEKTŘINY VE STÁTĚ TEXAS, DATA PŘEVZATA Z EIA.....	169
74 MNOŽSTVÍ VYROBENÉ ELEKTŘINY Z OZE, DATA PŘEVZATA Z EIA	170
75 VÝVOJ CENY ROPY V USA, DATA PŘEVZATA Z EIA.....	171
76 VÝVOJ CENY UHLÍ V USA, DATA PŘEVZATA Z EIA	171
77 VÝVOJ HDP V USA, DATA PŘEVZATA Z BUREAU OF ECONOMIC ANALYSIS US.....	172
78 VÝVOJ INFLACE V USA, DATA PŘEVZATA Z BUREAU OF ECONOMIC ANALYSIS US.....	173
79 VÝVOJ CENY A SPOTŘEBY ELEKTŘINY (TEXAS)	177
80 VÝVOJ CENY ELEKTŘINY A MNOŽSTVÍ VYROBENÉ ELEKTŘINY Z OZE (TEXAS).....	177
81 VÝVOJ CENY ELEKTŘINY A CENY ROPY (TEXAS).....	178
82 VÝVOJ CENY ELEKTŘINY A CENY UHLÍ (TEXAS).....	179
83 VÝVOJ CENY ELEKTŘINY A HDP (TEXAS)	179
84 VÝVOJ CENY ELEKTŘINY A MÍRY INFLACE (TEXAS)	180

Liberalizace vybraných trhů s elektřinou a komparace jejich vývoje

85 SROVNÁNÍ PRŮBĚHU LIBERALIZACE V JEDNOTLIVÝCH ZEMÍCH	183
86 POROVNÁNÍ RELATIVNÍHO VÝVOJE INDEXŮ CENY ELEKTŘINY, VLASTNÍ VÝPOČTY	194
87 POROVNÁNÍ RELATIVNÍHO VÝVOJE CEN ELEKTŘINY PŘI SJEDNOCENÍ OBDOBÍ LIBERALIZACE, VLASTNÍ VÝPOČTY	196

Seznam tabulek

TABULKA 1: KORELAČNÍ MATICE PRO CENU A SPOTŘEBU ELEKTŘINY (ČR)	64
TABULKA 2 KORELAČNÍ MATICE PRO CENU ELEKTŘINY A MNOŽSTVÍ VÝROBY ELEKTŘINY Z OZE (ČR)	65
TABULKA 3 KORELAČNÍ MATICE PRO CENU ELEKTŘINY A CENU EMISNÍCH POVOLENEK (ČR)	66
TABULKA 4 KORELAČNÍ MATICE CENY ELEKTŘINY A CENY ROPY (ČR).....	66
TABULKA 5 KORELAČNÍ MATICE PRO CENU ELEKTŘINY A CENU UHLÍ (ČR)	67
TABULKA 6 KORELAČNÍ MATICE CENY ELEKTŘINY A HDP (ČR)	68
TABULKA 7 KORELAČNÍ MATICE CENY ELEKTŘINY A MÍRY INFLACE (ČR)	68
TABULKA 8 KORELAČNÍ MATICE PRO CENU ELEKTŘINY A VELIČINY, KTERÉ NA NI MAJÍ VLIV (ČR)	69
TABULKA 9 KORELAČNÍ MATICE PRO CENU A SPOTŘEBU ELEKTŘINY (RUSKO).....	97
TABULKA 10 KORELAČNÍ MATICE PRO CENU ELEKTŘINY A MNOŽSTVÍ VYROBENÉ ELEKTŘINY Z OZE (RUSKO)	98
TABULKA 11 KORELAČNÍ MATICE PRO CENU ELEKTŘINY A CENU ROPY (RUSKO)	98
TABULKA 12 KORELAČNÍ MATICE PRO CENU ELEKTŘINY A HDP (RUSKO)	99
TABULKA 13 KORELAČNÍ MATICE PRO CENU ELEKTŘINY A MÍRU INFLACE (RUSKO).....	100
TABULKA 14 KORELAČNÍ MATICE PRO CENU ELEKTŘINY A VELIČINY, KTERÉ NA NI MAJÍ VLIV (RUSKO)	100
TABULKA 15 KORELAČNÍ MATICE PRO CENU A SPOTŘEBU ELEKTŘINY (NĚMECKO)	125
TABULKA 16 KORELAČNÍ MATICE PRO CENU ELEKTŘINY A MNOŽSTVÍ VYROBENÉ ELEKTŘINY Z OZE (NĚMECKO)	126
TABULKA 17 KORELAČNÍ MATICE PRO CENU ELEKTŘINY A CENU EMISNÍCH POVOLENEK (NĚMECKO)	126
TABULKA 18 KORELAČNÍ MATICE PRO CENU ELEKTŘINY A CENY ROPY (NĚMECKO)	127
TABULKA 19 KORELAČNÍ MATICE PRO CENU ELEKTŘINY A HDP (NĚMECKO)	128
TABULKA 20 KORELAČNÍ MATICE PRO CENU ELEKTŘINY A MÍRY INFLACE (NĚMECKO).....	128
TABULKA 21 KORELAČNÍ MATICE PRO CENU ELEKTŘINY A VELIČINY, KTERÉ NA NI MAJÍ VLIV (NĚMECKO)	129
TABULKA 22 KORELAČNÍ MATICE PRO CENU SPOTŘEBU ELEKTŘINY (FRANCIE)	151
TABULKA 23 KORELAČNÍ MATICE PRO CENU ELEKTŘINY A MNOŽSTVÍ VYROBENÉ ELEKTŘINY Z OZE (FRANCIE).....	152
TABULKA 24 KORELAČNÍ MATICE PRO CENU ELEKTŘINY A CENU EMISNÍCH POVOLENEK (FRANCIE).....	153
TABULKA 25 KORELAČNÍ MATICE PRO CENU ELEKTŘINY A CENU ROPY (FRANCIE)	153
TABULKA 26 KORELAČNÍ MATICE PRO CENU ELEKTŘINY A HDP (FRANCIE)	154
TABULKA 27 KORELAČNÍ MATICE PRO CENU ELEKTŘINY A MÍRY INFLACE (FRANCIE)	154
TABULKA 28 KORELAČNÍ MATICE PRO CENU ELEKTŘINY A VELIČINY, KTERÉ NA NI MAJÍ VLIV (FRANCIE)	155
TABULKA 29 KORELAČNÍ MATICE PRO CENU A SPOTŘEBU ELEKTŘINY (TEXAS).....	177
TABULKA 30 KORELAČNÍ MATICE PRO CENU ELEKTŘINY A MNOŽSTVÍ VYROBENÉ ELEKTŘINY Z OZE (TEXAS).....	178
TABULKA 31 KORELAČNÍ MATICE PRO CENU ELEKTŘINY A CENU ROPY (TEXAS)	178
TABULKA 32 KORELAČNÍ MATICE PRO CENU ELEKTŘINY A CENU UHLÍ (TEXAS)	179
TABULKA 33 KORELAČNÍ MATICE PRO CENU ELEKTŘINY A HDP (TEXAS)	179
TABULKA 34 KORELAČNÍ MATICE PRO CENU ELEKTŘINY A MÍRU INFLACE (TEXAS).....	180
TABULKA 35 KORELAČNÍ MATICE PRO CENU ELEKTŘINY A VELIČINY, KTERÉ NA NI MAJÍ VLIV (TEXAS)	180
TABULKA 36 SROVNÁNÍ SUBJEKTY A INFRASTRUKTURA TRHU	188
TABULKA 37 SROVNÁNÍ OBCHODŮ S ELEKTŘINOU	193
TABULKA 38 POROVNÁNÍ VÝVOJE CENY ELEKTŘINY V ZÁVISLOSTI NA VÝVOJI DALŠÍCH VLIVŮ	197
TABULKA 39 KORELAČNÍ MATICE	199

Přílohy

Příloha č. 1 – Data sety Česká republika

rok	cena elektřiny USD/kWh	uhlí CZK/GJ	povolenky EUR/t	ropa USD/barrel	spotřeba brutto GWh	výroba OZE GWh	HDP mil CZK	Inflace
1980	NA	NA	0	NA	51 150,00	NA	NA	NA
1981	NA	NA	0	NA	51 889,00	NA	NA	NA
1982	NA	NA	0	NA	52 413,00	NA	NA	NA
1983	NA	NA	0	NA	53 926,00	NA	NA	NA
1984	NA	NA	0	NA	55 681,00	NA	NA	NA
1985	NA	NA	0	NA	57 445,00	NA	NA	NA
1986	NA	NA	0	NA	58 787,00	NA	NA	NA
1987	NA	NA	0	18,5	60 857,00	NA	NA	NA
1988	NA	NA	0	14,9	61 518,00	NA	NA	NA
1989	NA	NA	0	18,3	62 349,00	NA	NA	NA
1990	NA	13,20	0	23,7	61 866,00	NA	632 691,00	NA
1991	0,0449	19,44	0	20,0	57 998,00	NA	815 579,00	NA
1992	0,0530	22,62	0	19,3	56 257,00	NA	925 476,00	NA
1993	0,0577	25,33	0	17,0	56 778,00	1 641,85	1 144 645,00	20,80%
1994	0,0580	25,37	0	15,8	58 260,00	1 865,85	1 323 328,00	10%
1995	0,061	24,70	0	17,0	61 265,00	2 405,85	1 533 676,00	9,10%
1996	0,059	27,63	0	20,6	64 254,00	2 337,00	1 761 575,00	8,80%
1997	0,052	29,60	0	19,1	63 410,00	2 210,01	1 884 924,00	8,50%
1998	0,052	32,51	0	12,8	62 651,00	1 980,00	2 061 583,00	10,70%

Liberalizace vybraných trhů s elektřinou a komparace jejich vývoje

1999	0,048	34,34	0	17,8	61 092,00	2 496,00	2 149 023,00	2,10%
2000	0,043	35,38	0	28,5	63 450,00	2 463,40	2 269 695,00	3,90%
2001	0,043	36,77	0	24,5	65 108,00	2 746,00	2 448 557,00	4,70%
2002	0,055	37,77	0	25,0	64 872,00	3 158,00	2 567 530,00	1,80%
2003	0,062	38,78	0	28,9	66 992,00	1 870,00	2 688 107,00	0,10%
2004	0,085	39,51	0	38,2	68 616,00	2 729,00	2 929 172,00	2,80%
2005	0,089	40,87	0	54,4	69 945,00	3 115,00	3 116 056,00	1,90%
2006	0,109	43,13	21,85	65,1	71 730,00	3 502,00	3 352 599,00	2,50%
2007	0,152	48,79	21,08	72,5	72 045,00	3 397,00	3 662 573,00	2,80%
2008	0,151	50,22	24,79	96,8	72 049,00	3 721,00	3 848 411,00	6,30%
2009	0,148	54,37	14,47	61,5	68 606,00	4 639,00	3 758 979,00	1%
2010	0,144	55,38	15,74	79,5	70 962,00	5 900,00	3 790 880,00	1,50%
2011	0,16	56,18	14,43	111,3	70 517,00	7 328,00	3 823 401,00	1,90%
2012	0,144	58,84	7,99	111,7	70 453,00	8 041,68	3 845 926,00	3,30%

Příloha č. 2 – Data sety Německo

rok	cena elektřiny EUR/kWh	uhlí	povolenky EUR/t	ropa USD/barrel	spotřeba brutto GWh	výroba OZE GWh	HDP mlrd EUR	Inflace
1980	NA	NA	0	NA	NA	23 948,00	NA	NA
1981	NA	NA	0	NA	NA	24 347,00	NA	NA
1982	NA	NA	0	NA	NA	24 167,00	NA	NA
1983	NA	NA	0	NA	NA	22 442,00	NA	NA
1984	NA	NA	0	NA	NA	22 498,00	NA	NA
1985	NA	NA	0	NA	NA	21 431,00	NA	NA
1986	NA	NA	0	NA	NA	22 484,00	NA	NA
1987	NA	NA	0	18,5	NA	23 884,00	NA	NA
1988	NA	NA	0	14,9	NA	24 152,00	NA	NA
1989	NA	NA	0	18,3	NA	22 630,00	NA	NA
1990	NA	NA	0	23,7	NA	21 942,00	NA	NA
1991	0,0449	NA	0	20,0	539 600,00	20 681,00	1 534,60	0,0%
1992	0,0530	NA	0	19,3	532 900,00	23 731,00	1 648,40	5,1%
1993	0,0577	NA	0	17,0	528 000,00	24 572,00	1 696,90	4,5%
1994	0,0580	NA	0	15,8	530 800,00	28 390,00	1 782,20	2,6%
1995	0,061	NA	0	17,0	541 600,00	30 977,00	1 848,50	1,8%
1996	0,059	NA	0	20,6	547 400,00	31 808,00	1 875,00	1,4%
1997	0,052	NA	0	19,1	550 000,00	28 504,43	1 912,60	2,0%
1998	0,052	NA	0	12,8	556 600,00	31 408,00	1 959,70	1,0%
1999	0,048	NA	0	17,8	557 300,00	33 260,00	2 000,20	0,6%
2000	0,043	NA	0	28,5	579 600,00	41 048,00	2 047,50	1,4%
2001	0,043	NA	0	24,5	585 100,00	45 519,00	2 101,90	2,0%

Liberalizace vybraných trhů s elektřinou a komparace jejich vývoje

2002	0,055	NA	0	25,0	587 400,00	51 455,00	2 132,20	1,4%
2003	0,062	NA	0	28,9	600 700,00	52 967,00	2 147,50	1,1%
2004	0,085	NA	0	38,2	610 200,00	62 965,20	2 195,70	1,6%
2005	0,089	NA	0	54,4	614 100,00	64 485,20	2 224,40	1,6%
2006	0,109	NA	21,85	65,1	619 800,00	73 997,40	2 313,90	1,5%
2007	0,152	NA	21,08	72,5	621 500,00	92 556,40	2 428,50	2,3%
2008	0,151	NA	24,79	96,8	618 200,00	94 964,00	2 473,80	2,6%
2009	0,148	NA	14,47	61,5	581 300,00	99 272,00	2 374,20	0,3%
2010	0,144	NA	15,74	79,5	615 300,00	109 591,00	2 495,00	1,1%
2011	0,16	NA	14,43	111,3	606 800,00	127 277,00	2 609,90	2,1%
2012	0,144	NA	7,99	111,7	606 700,00	140 092,00	2 666,40	2,0%

Příloha č. 3 – Data sety Francie

rok	cena elektřiny EUR/kWh	uhlí	povolenky EUR/t	ropa USD/barrel	spotřeba netto GWh	výroba OZE GWh	HDP mld EUR	Inflace
1980	NA	NA	0	NA	236 442,00	69 375,00	497,04	NA
1981	NA	NA	0	NA	239 299,00	71 586,00	544,57	NA
1982	NA	NA	0	NA	242 635,00	70 244,00	587,18	NA
1983	0,0476167	NA	0	NA	247 079,00	68 771,00	619,50	NA
1984	0,0531667	NA	0	NA	260 163,00	65 465,00	663,48	NA
1985	0,0555583	NA	0	NA	277 937,00	61 570,00	718,67	NA
1986	0,054825	NA	0	NA	292 670,00	62 356,00	772,63	NA
1987	0,05415	NA	0	18,5	301 429,00	70 041,00	796,21	NA
1988	0,0546833	NA	0	14,9	309 385,00	75 340,00	847,54	NA
1989	0,0561	NA	0	18,3	316 531,00	47 783,00	914,67	NA
1990	0,0580667	NA	0	23,7	323 111,00	54 999,00	979,82	3,23%
1991	0,05965	NA	0	20,0	345 453,00	58 674,00	1 007,62	3,22%
1992	0,0607333	NA	0	19,3	355 222,80	70 750,00	1 061,26	2,41%
1993	0,0613167	NA	0	17,0	356 142,00	66 598,00	1 107,32	2,08%
1994	0,0610667	NA	0	15,8	363 617,00	80 551,00	1 153,83	1,67%
1995	0,0605333	NA	0	17,0	367 899,50	74 963,00	1 202,51	1,79%
1996	0,0594	NA	0	20,6	382 706,00	67 384,00	1 239,18	2%
1997	0,0569	NA	0	19,1	381 795,00	66 451,00	1 254,70	1,19%
1998	0,0544333	NA	0	12,8	393 428,00	64 793,00	1 312,73	0,64%
1999	0,0526	NA	0	17,8	401 286,00	75 611,00	1 367,01	0,54%
2000	0,0512667	NA	0	28,5	409 838,66	70 682,00	1 439,60	1,69%
2001	0,0509833	NA	0	24,5	420 510,70	78 884,00	1 495,55	1,63%

Liberalizace vybraných trhů s elektřinou a komparace jejich vývoje

2002	0,0514	NA	0	25,0	418 253,38	65 381,00	1 542,93	1,92%
2003	0,0521	NA	0	28,9	435 488,20	64 375,00	1 587,90	2,11%
2004	0,0528	NA	0	38,2	447 004,28	65 426,00	1 655,57	2,13%
2005	0,0528	NA	0	54,4	450 209,06	57 753,00	1 718,05	1,74%
2006	0,0531333	NA	21,85	65,1	445 607,18	63 264,00	1 798,12	1,68%
2007	0,0539333	NA	21,08	72,5	447 454,18	67 479,00	1 886,79	1,49%
2008	0,0560667	NA	24,79	96,8	459 986,50	75 000,00	1 933,20	2,82%
2009	0,0593583	NA	14,47	61,5	444 217,36	71 236,00	1 885,76	0,09%
2010	0,0617	NA	15,74	79,5	470 953,36	79 266,00	1 936,72	1,53%
2011	0,0681167	NA	14,43	111,3	476 495,00	66 543,00	2 001,40	2,12%
2012	0,07125	NA	7,99	111,7	476 700,00	84 629,00	2 032,30	1,96%

Příloha č. 4 – Data sety Texas

rok	cena elektřiny USD/kWh	uhlí USD/short ton	povolenky	ropa USD/barrel	spotřeba netto GWh	výroba OZE GWh	HDP mld USD	Inflace
1980	NA	11,8	NA	NA	NA	NA	2 862,5	NA
1981	NA	12,18	NA	NA	NA	NA	3 210,9	NA
1982	NA	13,37	NA	NA	NA	NA	3 345,0	NA
1983	NA	13,3	NA	NA	NA	NA	3 638,1	NA
1984	NA	12,41	NA	NA	NA	NA	4 040,7	NA
1985	NA	12,57	NA	NA	NA	NA	4 346,7	NA
1986	NA	12,26	NA	NA	NA	NA	4 590,1	1,90%
1987	NA	11,31	NA	18,5	NA	NA	4 870,2	3,60%
1988	NA	10,45	NA	14,9	NA	NA	5 252,6	4,10%
1989	NA	10,16	NA	18,3	NA	NA	5 657,7	4,80%
1990	0,04032	9,7	NA	23,7	84 087	3 230,61	5 979,6	5,40%
1991	0,04147	9,68	NA	20,0	84 122	3 721,57	6 174,0	4,2%
1992	0,04199	9,68	NA	19,3	85 421	4 281,12	6 539,3	3,0%
1993	0,04322	9,33	NA	17,0	86 933	3 404,86	6 878,7	3,0%
1994	0,04271	8,37	NA	15,8	90 329	3 109,22	7 308,7	2,6%
1995	0,03984	8,1	NA	17,0	90 093	3 115,75	7 664,0	2,8%
1996	0,04031	7,87	NA	20,6	95 308	2 407,04	8 100,2	3,0%
1997	0,04054	7,42	NA	19,1	100 429	3 332,67	8 608,5	2,3%
1998	0,03940	6,96	NA	12,8	102 702	2 853,95	9 089,1	1,6%

Liberalizace vybraných trhů s elektřinou a komparace jejich vývoje

1999	0,03974	6,87	NA	17,8	99 741	2 641,25	9 665,7	2,2%
2000	0,04421	7,12	NA	28,5	101 588	2 599,57	10 289,7	3,4%
2001	0,05268	6,67	NA	24,5	98 208	3 381,28	10 625,3	2,8%
2002	0,04657	7,34	NA	25,0	102 251	5 098,75	10 980,2	1,6%
2003	0,05272	7,73	NA	28,9	104 547	4 862,28	11 512,2	2,3%
2004	0,05868	8,12	NA	38,2	100 588	5 547,30	12 277,0	2,7%
2005	0,07142	8,68	NA	54,4	96 841	6 668,17	13 095,4	3,4%
2006	0,07818	9,95	NA	65,1	104 689	8 480,23	13 857,9	3,2%
2007	0,07792	10,69	NA	72,5	108 300	11 932,05	14 480,3	2,8%
2008	0,08791	12,31	NA	96,8	105 806	18 678,56	14 720,3	3,8%
2009	0,06741	13,35	NA	61,5	96 931	22 133,13	14 417,9	-0,4%
2010	0,06436	14,11	NA	79,5	99 754	28 966,66	14 958,3	1,6%
2011	0,06240	15,8	NA	111,3	102 129	32 746,19	15 533,8	3,2%
2012	0,05570	NA	NA	111,7	94 517	34 601,17	16 244,6	2,1%

Příloha č. 5 – Data sety Rusko

rok	cena elektřiny rubl/MWh	uhlí	povolenky	ropa USD/barrel	spotřeba brutto GWh	výroba OZE GWh	HDP mld USD	Inflace
1980	NA	NA	NA	NA	NA	NA	686,64	NA
1981	NA	NA	NA	NA	NA	NA	707,87	NA
1982	NA	NA	NA	NA	NA	NA	729,77	NA
1983	NA	NA	NA	NA	NA	NA	752,34	NA
1984	NA	NA	NA	NA	NA	NA	775,61	NA
1985	NA	NA	NA	NA	NA	NA	799,59	NA
1986	NA	NA	NA	NA	NA	NA	824,32	NA
1987	NA	NA	NA	18,5	NA	NA	849,82	NA
1988	NA	NA	NA	14,9	NA	NA	876,10	NA
1989	NA	NA	NA	18,3	NA	NA	869,11	NA
1990	NA	NA	NA	23,7	989 579,00	NA	843,04	NA
1991	NA	NA	NA	20,0	972 175,00	NA	800,49	NA
1992	NA	NA	NA	19,3	908 115,00	172 006,00	684,17	NA
1993	NA	NA	NA	17,0	850 142,00	173 449,00	624,86	NA
1994	NA	NA	NA	15,8	769 972,00	174 868,00	546,32	413%
1995	NA	NA	NA	17,0	756 947,00	175 266,00	523,68	205%
1996	NA	NA	NA	20,6	743 237,00	153 379,00	504,83	53%
1997	NA	NA	NA	19,1	730 054,00	156 579,00	511,90	15%
1998	257	NA	NA	12,8	715 912,00	158 461,00	484,77	27%
1999	296	NA	NA	17,8	735 901,00	160 992,00	515,79	93%
2000	430	NA	NA	28,5	762 070,00	165 034,00	567,37	21%
2001	548	NA	NA	24,5	769 933,00	175 122,00	596,26	22%

Liberalizace vybraných trhů s elektřinou a komparace jejich vývoje

2002	669	NA	NA	25,0	770 762,00	163 558,00	624,55	16%
2003	744	NA	NA	28,9	792 404,00	156 345,00	670,11	14%
2004	813	NA	NA	38,2	811 653,00	176 283,00	718,20	11%
2005	887	NA	NA	54,4	828 118,00	174 005,00	763,99	13%
2006	950	NA	NA	65,1	872 393,00	174 827,00	826,29	10%
2007	1103	NA	NA	72,5	897 680,00	177 767,00	896,81	9%
2008	1329	NA	NA	96,8	913 506,00	166 129,00	943,87	9%
2009	1554	NA	NA	61,5	870 331,00	175 552,00	870,12	12%
2010	1844	NA	NA	79,5	915 650,00	168 101,00	905,22	7%
2011	1904	NA	NA	111,3	927 210,00	166 591,00	944,47	8%
2012	1987	NA	NA	111,7	NA	NA	980,07	5%

Příloha č. 6 – Data sety měnové kurzy

rok	EUR/USD	EUR/CZK	USD/CZK	Rubl/USD
1980	NA	NA	NA	NA
1981	NA	NA	NA	NA
1982	NA	NA	NA	NA
1983	NA	NA	NA	NA
1984	NA	NA	NA	NA
1985	NA	NA	NA	NA
1986	NA	NA	NA	NA
1987	NA	NA	NA	NA
1988	NA	NA	NA	NA
1989	NA	NA	NA	NA
1990	NA	NA	NA	NA
1991	1,23612	NA	29,4845	NA
1992	1,301317	NA	28,263	NA
1993	1,184693	NA	29,15475	0,975801
1994	1,201579	NA	28,779	0,486348
1995	1,332481	NA	26,53925	0,233291
1996	1,290347	NA	27,14325	0,18864
1997	1,131769	NA	31,6795	0,156544
1998	1,114781	NA	32,28275	0,104583
1999	1,066388	36,88275	34,594	0,037124
2000	0,924087	35,6075	38,61925	0,035032
2001	0,895624	34,0805	38,045	0,034202
2002	0,945542	30,81525	32,74675	0,031943
2003	1,131084	31,84025	28,21075	0,032542
2004	1,24306	31,89975	25,6955	0,034743

Liberalizace vybraných trhů s elektřinou a komparace jejich vývoje

2005	1,244982	29,77875	23,95025	0,035455
2006	1,255859	28,33975	22,59475	0,036808
2007	1,370617	27,76375	20,3065	0,039125
2008	1,470624	24,9555	17,06375	0,040348
2009	1,394234	26,44725	19,0575	0,031634
2010	1,326565	25,289	19,10675	0,032936
2011	1,392189	24,59075	17,69475	0,034088
2012	1,285388	25,144	19,58875	0,032216