



ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

**Fakulta elektrotechnická
Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd**

Trh s podpůrnými službami v ČR

The market with ancillary services in the Czech Republic

Bakalářská práce

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management

Studijní obor: Elektrotechnika a management

Vedoucí práce: Ing. Rostislav Krejcar, Ph.D.

Tereza Pudová

Praha, 2014

České vysoké učení technické v Praze
Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

ZADÁNÍ BAKALÁŘSKÉ PRÁCE

Student: **Pudová Tereza**

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management
Obor: Elektrotechnika a management

Název tématu:

Trh s podpůrnými službami v ČR

Pokyny pro vypracování:

1. Historický vývoj trhu s podpůrnými službami v ČR
2. Postavení výrobce poskytující podpůrné služby na trhu s elektřinou

Seznam odborné literatury:

1. Chemišinec A. a kol: Obchod s elektřinou. CONTE s.r.o., 2003.
2. ČEPS - kodex přenosové soustavy, dostupné online - www.ceps.cz

Vedoucí bakalářské práce: Ing. Rostislav Krejcar, Ph.D.

Platnost zadání: do konce letního semestru 2014/2015

Doc. Ing. Jaroslav Knápek, CSc.

vedoucí katedry



Prof. Ing. Pavel Ripka, CSc.

děkan

V Praze dne 10.2.2014

Poděkování

Chtěla bych poděkovat vedoucímu mé práce, Ing. Rostislavu Krejcarovi, Ph.D. za vstřícnost, rady a připomínky k mé práci, dále Ing. Martinu Kod'ouskovi, Ph.D. a Ing. Jiřímu Lisníkovi za poskytnutí cenných informací, a v neposlední řadě mé rodině a přátelům za podporu při psaní práce.

Prohlášení

Prohlašuji, že jsem předloženou práci vypracovala samostatně a že jsem uvedla veškeré použité informační zdroje v souladu s Metodickým pokynem o dodržování etických principů při přípravě vysokoškolských závěrečných prací.

Nemám závažný důvod proti užití tohoto školního díla ve smyslu §60 Zákona č. 121/2000 Sb., o právu autorském, o právech souvisejících s právem autorským a o změně některých zákonů (autorský zákon).

V Praze dne

.....

Tereza Pudová

Abstract

This thesis is dealing with the market with ancillary services in the Czech Republic. It starts with general introduction of ancillary services. It describes different categories, history and methods of trading with them. The practical part of this thesis is focused on economical assessment of several opportunities of a producer of electricity. The objective of calculations is to decide if it's advantageous for him to propose ancillary services, or just to sell electricity on the market.

Keywords: Ancillary services, Transmission system, Market with electricity, Net present value

Abstrakt

Tato práce se zabývá trhem s podpůrnými službami v České republice. Nejprve jsou teoreticky popsány podpůrné služby, jejich kategorie a způsoby obchodování s nimi od vzniku trhu až dodnes. Praktická část se zabývá ekonomickým zhodnocením možností výrobce elektřiny – cílem bude rozhodnout, jestli se výrobcí vyplatí začít nabízet poskytování podpůrných služeb, nebo zda je výhodnější prodávat silovou elektřinu na trhu.

Klíčová slova: Podpůrné služby, Přenosová soustava, Obchod s elektřinou, Čistá současná hodnota

Obsah

Seznam použitých symbolů a zkratk:	8
1 Úvod	9
2 Kategorie podpůrných služeb v ČR.....	11
2.1 Primární regulace frekvence bloku.....	11
2.2 Sekundární regulace výkonu bloku	12
2.3 Minutové zálohy	12
2.3.1 5minutová záloha.....	13
2.3.2 15 minutová záloha.....	13
2.3.2.1 Kladná.....	13
2.3.2.2 Záporná	13
2.3.3 30minutová záloha.....	13
2.4 Rychle startující 15minutová záloha.....	14
2.5 Snížení výkonu	14
2.6 Sekundární regulace U/Q	14
2.7 Obnovování provozu	15
2.7.1 Schopnost ostrovního provozu	15
2.7.2 Schopnost startu ze tmy	15
2.8 Energie ze zahraničí.....	15
3 Vznik a vývoj trhu s podpůrnými službami v ČR.....	16
3.1 Přechod k liberalizované energetice.....	16
3.2 Činnosti a poslání společnosti ČEPS.....	17
3.3 Vývoj obchodování s podpůrnými službami.....	17
3.4 Zvyšování konkurence mezi poskytovateli	18
3.5 Sdružování kategorií podpůrných služeb	20
4 Současné způsoby nákupu podpůrných služeb v ČR	21
4.1 Dlouhodobé kontrakty	22
4.1.1 Výběrové řízení (VŘ).....	22
4.1.2 Přímá smlouva s poskytovatelem	22
4.2 Krátkodobý trh.....	23
4.2.1 Denní trh s PpS.....	23
4.2.2 Vyrovnávací trh	24
4.3 Smlouvy na operativní dodávky elektřiny ze zahraničí a do zahraničí	25
4.3.1 Havarijní výpomoc	25
4.3.2 Operativní dodávky elektřiny z/do zahraničí	25

4.3.3	Operativní dodávky elektřiny z/do zahraničí v rámci spolupráce na úrovni provozovatelů přenosových soustav.....	25
5	Možnosti výrobce - popis variant.....	26
5.1	Trh se silovou elektřinou	26
5.2	Podpůrné služby	27
5.2.1	Oficiální náležitosti.....	27
5.2.1.1	Podmínky pro poskytování PpS.....	27
5.2.1.2	Vyhodnocení nabídek společností ČEPS.....	28
5.2.1.3	Hlavní cíle sledované při nákupu PpS.....	28
5.2.2	Podpůrné služby - ceny PR a SR	28
5.2.3	Podpůrné služby – moje elektrárna	30
6	Výpočty, porovnání výnosů výrobce	31
6.1	Rozhodovací metody pro výběr investic.....	31
6.1.1	Lhůta splacení	31
6.1.2	Výnosnost investice ROI.....	31
6.1.3	Metoda čisté současné hodnoty	32
6.1.4	Vnitřní výnosové procento IRR	32
6.2	Vlastní výpočty k porovnání investic	33
6.2.1	Příjmy	33
6.2.2	Výdaje	34
6.2.2.1	Emisní povolenky	34
6.2.2.2	Palivo	35
6.2.2.3	Daně	36
6.2.3	Metodou NPV.....	36
6.2.3.1	Diskont	36
6.2.3.2	Výsledky	37
6.2.4	Metodou IRR.....	38
7	Závěr.....	39
8	Zdroje, použitá literatura.....	41
9	Seznam obrázků	43
10	Seznam tabulek.....	44
11	Seznam grafů	45

Seznam použitých symbolů a zkratek:

%	Procento
CF	Cash-flow
ČEPS	Česká energetická přenosová soustava
ČEZ	České energetické závody
ČR	Česká republika
DK	Dlouhodobý kontrakt
DT	Denní trh
f	Frekvence
GWh	Gigawatthodina
Hz	Hertz
IRR	Vnitřní výnosové procento
Kč	Koruna česká
kW	Kilowatt
mHz	MiliHertz
MVA _r	Mega Voltampér reaktanční
MW	Megawatt
MWh	Megawatthodina
NPV	Čistá současná hodnota
OTE	Operátor trhu s elektřinou
OZE	Obnovitelné zdroje energie
P	Činný výkon
PpS	Podpůrné služby
PPS	Provozovatel přenosové soustavy
PR	Primární regulace
Q	Jalový výkon
SR	Sekundární regulace
SW	Software
U	Napětí
UCTE	Union for the Coordination of the Transmission of Electricity
VŘ	Výběrové řízení
VT	Vyrovnávací trh

1 Úvod

Elektrická energie je nenahraditelná komodita, bez které si život v 21. století nedokážeme vůbec představit. Její spotřeba stále roste, a aby bylo možné ji využívat nejen v domácnostech, ale i v průmyslu či dopravě, je nutné jí vyrobit dostatečně velké množství a ve správný čas ji rozvést tam, kde je potřeba. Už od počátku 20. století je k tomuto účelu v českých zemích budována elektrizační soustava. Plného dokončení se dočkala v 80. letech a sestává z přenosové a distribuční části. Přenosová soustava zajišťuje dálkový přenos – tedy od elektráren k velkým rozvodnám, a je spravována společností ČEPS a.s.. Distribuční část zajišťuje rozvod ke koncovým uživatelům a její správa je rozdělena mezi 3 společnosti – ČEZ Distribuce, a.s., E.ON Distribuce, a.s. a PREDistribuce, a.s..

Elektřina jako komodita má jistá specifika. Začneme tím, že elektrická energie se v přenosové soustavě šíří v podstatě rychlostí světla – z elektrárny k uživateli se tedy dostane hned. Vyskytne-li se nějaká porucha, zasáhne celou síť v jednom okamžiku. Další specialitou je bezesporu to, že elektřina se nedá ve větší míře skladovat. Tyto skutečnosti dávají obchodu s elektřinou punc jakési speciálnosti. ČEPS a.s., jakožto provozovatel přenosové soustavy, pro odběratele zajišťuje tzv. systémové služby, které jim garantují kvalitu a nepřerušenosť dodávky elektrické energie v libovolném čase. Zajištění této balance mezi okamžitou výrobou a okamžitou spotřebou elektřiny ČEPS z části pokryje vlastními silami, zbytek musí nakoupit od ostatních účastníků trhu, případně od provozovatelů okolních přenosových soustav. Takto nakoupené služby se nazývají podpůrné služby.

V poslední době dochází k nárůstu výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů, zejména z fotovoltaických elektráren. Tyto elektrárny vyrábí podle aktuálních klimatických podmínek a jejich výkon tudíž velmi kolísá – objem elektřiny, kterou tyto zdroje vyrobí, nelze předem předvídat, a už vůbec není možné jej regulovat. Vzhledem k tomu, že provozovatel soustavy má ze zákona povinnost tuto „zelenou energii“ vykupovat, dochází k destabilizaci přenosové soustavy. K obnovení stability se používají právě podpůrné služby a s nárůstem OZE bude jejich potřeba nadále stoupat.

Ve své práci se budu zabývat podpůrnými službami v České republice. Cílem práce je představit podpůrné služby a rozhodnout, je-li pro výrobce elektřiny ekonomicky

výhodné podpůrné služby poskytovat. V první části se zaměřím na trh a obchodování s podpůrnými službami. Nejprve popíšu jednotlivé kategorie, se kterými se obchoduje v dnešní době, poté přejdu k historii trhu s elektřinou obecně – od liberalizace energetiky až ke vzniku trhu s podpůrnými službami a jeho vývoji. První část práce zakončím popisem způsobů, jakými se podpůrné služby nakupují. V druhé části se zaměřím na konkrétního výrobce elektřiny. Ten má možnost vyrobenou elektřinu prodat rovnou nebo investovat do nových technologií a poskytovat podpůrné služby. Obě možnosti blíže popíšu a poté vypočítám, která z možností je pro výrobce ekonomicky výhodnější.

2 Kategorie podpůrných služeb v ČR

Podpůrné služby zajišťují kvalitu a spolehlivost dodávky elektřiny a umožňují korigovat rozdíly mezi odběrem a výrobou elektřiny. Nákupem podpůrných služeb se rozumí rezervování výrobní kapacity zdroje, který musí mít platnou certifikaci a je schopný za určenou dobu regulovat svůj výkon. Platí se za ni stálá, předem dohodnutá sazba. Nutno podotknout, že při aktivaci podpůrné služby dostane poskytovatel dodanou energii zaplacenou v závislosti na počtu dodaných kW prostřednictvím společnosti OTE.

UCTE požaduje, aby každá přenosová soustava byla schopna regulovat svůj výkon do 15 minut, což zajišťují podle velikosti odchylky různé kategorie podpůrných služeb. Nyní představím systém třídění podpůrných služeb do kategorií, uvedený v [1], který platí v přechodném období mezi lety 2013-2014, ve kterém se právě nacházíme.

2.1 Primární regulace frekvence bloku

Primární regulace frekvence bloku je automatická, přesně definovaná změna výkonu v závislosti na odchylce frekvence. Maximální rezervovaný výkon je uvolňován při změně kmitočtu o 200 mHz. Změnu výkonu udává regulační rovnice (1):

$$\Delta P = -\frac{100}{\delta} * \frac{P_n}{f_n} \Delta f \quad (1)$$

kde:

ΔP – požadovaná změna výkonu bloku [MW]

P_n – nominální výkon bloku [MW]

Δf – odchylka frekvence od zadané hodnoty [Hz]

δ – statika primární regulace [%]

f_n – zadaná frekvence (obvykle jmenovitá 50 Hz)

V propojené evropské elektrizační soustavě je primární regulace frekvence založena na principu solidarity – při narušení výkonové rovnováhy se na obnovení rovnováhy podílejí všechny zdroje v propojené soustavě, zapojené do primární regulace, stejným poměrem. Zajištění této výkonové rovnováhy je podmínkou synchronní

spolupráce soustav. Velikost zálohy je pro Českou republiku je 85 MW, a stanovuje se na doporučení UCTE (rovnice 2):

$$RZPRS = \frac{E_{iso}}{E_u} * P_{pu} \quad (2)$$

kde:

$RZPRS$ – požadavek UCTE na velikost primární zálohy pro ČR

E_{iso} – celková výroba elektrické energie v dané regulační oblasti za uplynulý rok

E_u – celková výroba elektrické energie v synchronně pracujícím propojeném systému za uplynulý rok

P_{pu} – celková záloha pro primární regulaci pro UCTE (3000 MW)

Primární regulační záloha musí být trvale vyčleněná, jinak hrozí pokuty. Minimální velikost nakupované zálohy bloku je 3 MW, maximální pak 10 MW. Maximální regulační pásmo je tedy ± 20 MW.

Výhodou primární regulace je stálý příjem pro poskytovatele za rezervaci, dodaná regulační energie je zdarma. Poskytování primární regulace je vhodné pro velké rychlé bloky.

2.2 Sekundární regulace výkonu bloku

Sekundární regulace výkonu bloku je podpůrná služba zprostředkovaná pomocí změny hodnoty výkonu elektrárenského bloku schopného regulace. Její velikost závisí jednak na technologických vlastnostech bloku, a pak také na velikosti regulační odchylky určené sekundárním regulátorem frekvence a výkonu. Minimální velikost zálohy na jednom bloku je 10 MW. Poskytovatel podpůrné služby sekundární regulace výkonu má relativně jistý zisk, jelikož dostává příjem jak za rezervaci výrobní kapacity, tak i za dodanou regulační energii.

2.3 Minutové zálohy

Minutovou zálohou rozumíme změnu výkonu na svorkách zařízení schopného na příkaz dispečera dodat v určitém čase potřebnou regulační energii.

2.3.1 5minutová záloha

Do 5 minut od příkazu dispečera jsou schopny dodat regulační energii přečerpávací vodní elektrárny, speciální motorgenerátor umístěný v Plzni a fiktivní blok Vltavská kaskáda. Tyto zálohy musí být po aktivaci schopné po dobu 4 hodin garantovat minimální výkon 30 MW u jednoho bloku. Maximální poskytovaný výkon se určuje individuálně.

2.3.2 15 minutová záloha

Do 15 minut od příkazu dispečera jsou schopny poskytnout sjednanou zálohu především uhelné a paroplynové elektrárny. Minimální poskytovaný výkon je 10 MW, maximální pak 70 MW na blok. Doba aktivace služby není omezena. U 15minutové zálohy se můžeme setkat jak s kladnou, tak se zápornou změnou výkonu na svorkách poskytujícího zařízení.

2.3.2.1 Kladná

Kladná 15minutová záloha se uplatňuje častěji než záporná, a je realizovaná například zvýšením výkonu bloku nebo odpojením zatížení od elektrizační soustavy.

2.3.2.2 Záporná

Zápornou 15minutovou zálohu využijeme podstatně méně – hlavně o svátcích. Je realizovaná snížením výkonu bloku nebo připojením zatížení k elektrizační soustavě.

2.3.3 30minutová záloha

Za 30 minut od příkazu dispečera se aktivují hlavně pomalejší uhelné elektrárny. Změna výkonu na svorkách poskytujícího zařízení musí být minimálně 10 MW, maximálně 70 MW, doba aktivace služby není omezena. Tato služba bude od roku 2015 zrušena, jelikož nesplňuje požadavky na rychlost dodání regulační energie, nyní však ještě existuje, aby se využily nakoupené technologie v elektrárnách.

2.4 Rychle startující 15minutová záloha

Tato služba poskytuje zvýšení výkonu na svorkách poskytovacího zařízení do 15 minut od příkazu dispečera. Minimální velikost regulační zálohy je 10 MW, maximální pak 100 MW na jednom bloku. Bloky, které poskytují rychle startující zálohu, nesmí zároveň poskytovat sekundární regulaci ani minutovou zálohu. S touto službou se již po roku 2015 nepočítá, proto bude nahrazena kladnou 15minutovou zálohou.

2.5 Snížení výkonu

Podpurná služba snížení výkonu je nakupována především o svátcích. Je využívána pro snížení dodávky elektrické energie a odregulování výkonové nerovnováhy při významné kladné odchylce v elektrizační soustavě. Tato odchylka může vzniknout hlavně nedodržením sjednaných diagramů. Pokud je velikost odchylky větší, než jsou schopny pokrýt podpurné služby, které toto běžně zajišťují, aktivuje se služba snížení výkonu. Je poskytována na blocích, schopných do 30 minut od povelu dispečera snížit výkon o předem sjednanou hodnotu nebo jsou schopny úplného odstavení. Minimální velikost zálohy od jednoho poskytovatele je 30 MW po dobu 24 hodin. Jelikož je tato služba pomalá, bude od roku 2015 zrušena a nahrazena zápornou 15minutovou zálohou.

2.6 Sekundární regulace U/Q

Sekundární regulace napětí a frekvence je automatická funkce, která rozděljuje vyráběný jalový výkon na jednotlivé stroje. Využívá k tomu celý certifikovaný rozsah jalového výkonu pro udržení zadané velikosti napětí v pilotních uzlech elektrizační soustavy. Zároveň musí spolupracovat s prostředky terciální regulace napětí a jalového výkonu. Proces regulace by měl být aperiodický nebo s maximálně jedním překmitem a měl by být ukončen do 2 minut. Smlouva je uzavřena přímo s připojenou elektrárnou. V současné době jsou do systému sekundární regulace zařazeny elektrárny v osmi pilotních uzlech přenosové sítě České republiky.

2.7 Obnovování provozu

2.7.1 Schopnost ostrovního provozu

Při velkých výkyvech frekvence (pod 49,8 Hz, nad 50,2 Hz) se postižená oblast (ostrov) vydělí z přenosové soustavy, odepne od vnější sítě do provozu na vlastní spotřebu. V takových případech je aktivována podpůrná služba – elektrárenský blok pracuje výhradně do odděleného ostrova. Jelikož ostrovní provoz přináší změny frekvence a napětí, jsou na regulační schopnosti takto pracujícího bloku kladeny velké nároky. Během ostrovního provozu musí blok stabilně paralelně spolupracovat s ostatními bloky v ostrovu minimálně 2 hodiny. Tato služba je nezbytná pro předcházení a řešení stavu nouze. Blok musí být schopný zajistit opětovné připojení k soustavě.

2.7.2 Schopnost startu ze tmy

Dojde-li k havarijnímu stavu, kdy dojde k absolutnímu selhání dodávky elektrické energie, je třeba zajistit obnovení dodávky elektřiny. Uvedení postižené oblasti do normálního provozního stavu v krátkém čase a bezpečným způsobem dokáže zajistit služba schopnost startu ze tmy. Zdroje schopné poskytnout tuto službu musí najet bez pomoci vnějšího zdroje napětí na jmenovité otáčky, dosáhnout jmenovitého napětí, připojit se k síti a napájet ji v ostrovním režimu, aby tak mohly poskytnout napětí pro další zdroje.

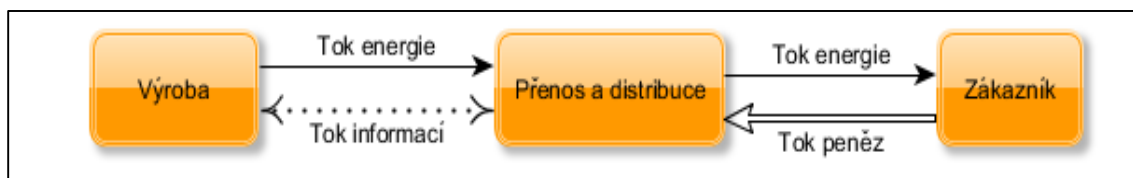
2.8 Energie ze zahraničí

Pokud dispečer ví, že bude nedostatek elektřiny trvat déle, nejprve aktivuje již zmíněné kategorie podpůrných služeb a poté sjednává výpomoc ze zahraničí. Dodávka energie není garantovaná a nevyžaduje certifikaci. Výpomoc ze zahraničí dorazí až přibližně za hodinu. Energie ze zahraničí je do ČR dodávána převážně z Německa.

3 Vznik a vývoj trhu s podpůrnými službami v ČR

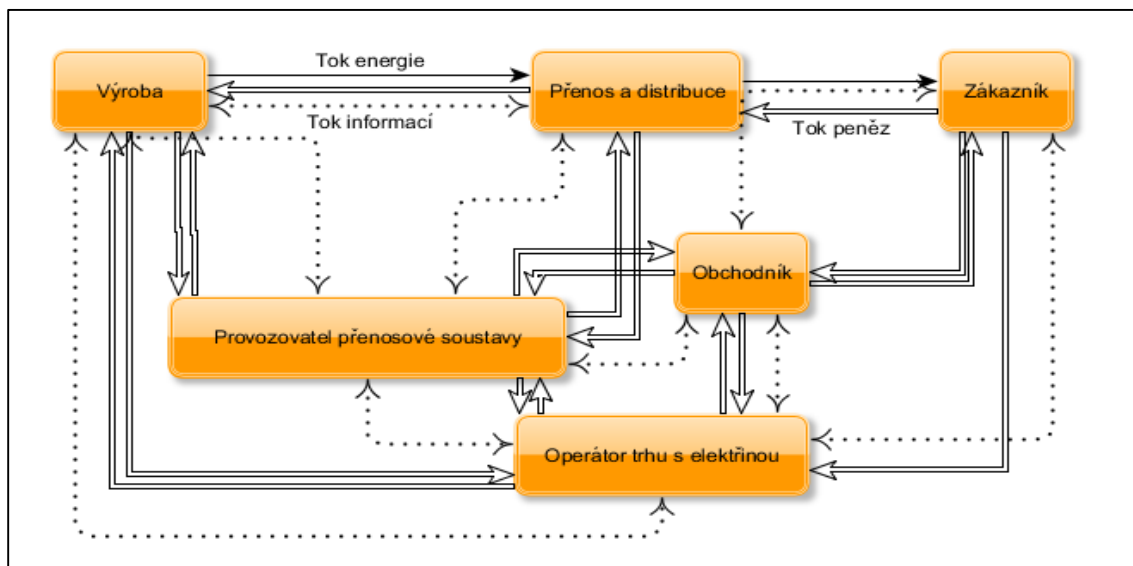
3.1 Přejchod k liberalizované energetice

Do počátku 90. let byly v zemích celé Evropy dodávky elektřiny zajišťovány jedinou společností pro výrobu, přenos i distribuci elektřiny. Tomuto způsobu energetiky se říká vertikálně orientovaný systém, jeho základní princip je naznačen v obrázku 1. Základními znaky jsou centralizace společnosti, neexistence konkurence, jednotná cenová politika a kontrola ze strany státu.



Obrázek 1 – vertikálně orientovaný systém

Od 90 let 20. století se energetické odvětví liberalizuje. Znamená to privatizaci energetických podniků, možnost v energetice podnikat. Fungování je naznačeno v obrázku 2. Vzhledem k tomu, že energetika je strategická oblast státu, s příchodem



Obrázek 2 – liberalizovaný trh s elektřinou

konkurence je třeba vydat příslušné energetické zákony, aby byla zajištěna transparentnost. Cena elektřiny je tedy tvořena na nezávislém velkoobchodním trhu, což přináší značné snížení nákladů.

Dominantním výrobcem elektřiny v České republice je společnost ČEZ. Roku 1992 vznikl v rámci ČEZu útvar "přenosová soustava", ze kterého se o rok později vytvořila divize. Roku 1996 byla schválena Evropská směrnice o vnitřním trhu s elektřinou, která přikazovala účetní oddělení výroby, přenosu a distribuce elektřiny. Ve výrobě musí být konkurence, zato přenos a distribuce musí být regulovány, a tudíž mají monopol. Roku 1998 valná hromada společnosti ČEZ rozhodla o vydělení divize „přenosová soustava“ do samostatné dceřiné společnosti – tím vznikla společnost ČEPS. Rok po svém vzniku dokončila ČEPS návrh kodexu přenosové soustavy, byly uzavřeny smlouvy o poskytování služeb, pronájmu vedení, a bylo vytvořené jednotné dispečerské centrum – ČEPS tedy zahájila činnost provozovatele přenosové soustavy.

3.2 Činnosti a poslání společnosti ČEPS

Jak uvádí [3], posláním společnosti ČEPS je poskytovat zákazníkům kvalitní služby související s přenosem elektřiny. K tomu potřebuje v první řadě spolehlivou přenosovou soustavu. Krom toho, že ji udržuje, modernizuje a provádí nezbytné opravy, ČEPS také zpracovává plán ochrany přenosové soustavy proti šíření poruch a plán obnovy elektrizační soustavy po rozsáhlých systémových poruchách. Dále odpovídá za to, že naše přenosová soustava je schopná spolupráce s elektrizačními soustavami sousedních zemí – zajišťuje přeshraniční přenosy energie.

Společnost dále zajišťuje rovnováhu mezi výrobou a spotřebou elektrické energie. Toho dosáhne vhodnou koordinací přípravy provozu elektrizační soustavy ve stanovených časových horizontech a dispečerským řízením toků elektřiny. Technicky řídí regulaci výkonu a kmitočtu, regulaci napětí a jalového výkonu. Hlavním posláním a zároveň činností s nejvyššími náklady je ale zajištění systémových služeb pro odběratele, k čemuž potřebuje nakoupit podpůrné služby.

3.3 Vývoj obchodování s podpůrnými službami

Roku 2001 začala ČEPS nakupovat podpůrné služby na základně výsledku výběrového řízení a bylo zahájeno obchodování na denním trhu s podpůrnými službami prostřednictvím elektronického obchodního portálu DAMAS. Byla jí také udělena licence na přenos elektřiny do 2026. Roku 2002 přistoupila ČR k evropskému tarifnímu

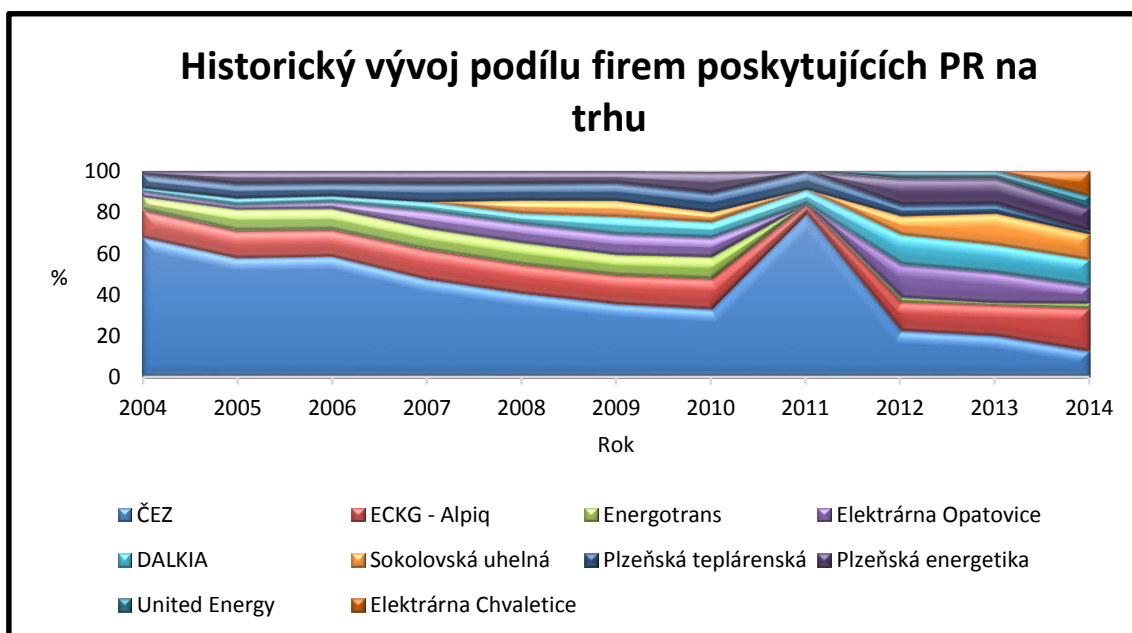
mechanismu na přeshraniční přenos elektřiny a o rok později byly uzavřeny dohody s operátory sousedních zemí o pořádání společných aukcí přenosových kapacit.

Společnost pracovala na vývoji SW produktů pro podporu dispečerského řízení trhu s elektřinou a stanovení dostatečné velikosti a struktury podpůrných služeb. Výsledky této práce se dostavily v roce 2004, kdy se otevřely dva nové trhy s elektřinou: vnitrodenní a vyrovnávací trh s regulační energií. Výrobci tím dostali možnost uplatnit své nevyužité kapacity. Díky tomu nyní může ČEPS dokupovat potřebnou regulační energii v reálném čase.

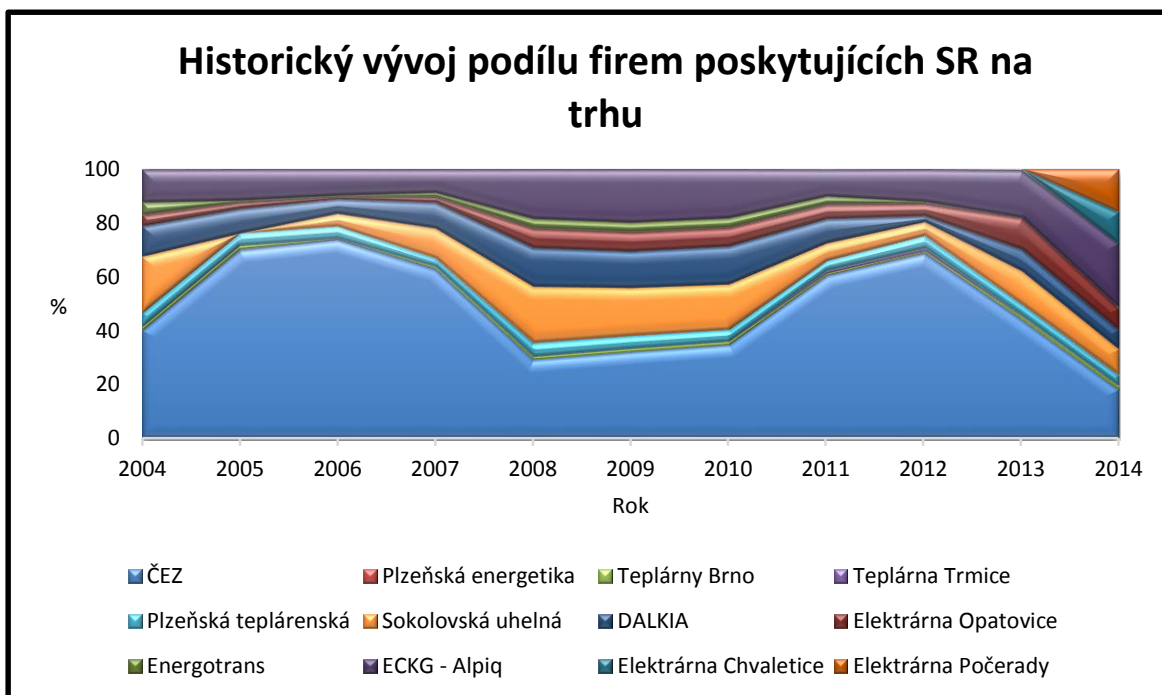
Roku 2005 byly poprvé vypsané dlouhodobé tendry - na 3 roky na primární a sekundární regulaci a na rychle startující zálohu. Tyto tendry ovlivnily ceny těchto služeb a celkovou situaci na trhu.

3.4 Zvyšování konkurence mezi poskytovateli

Vzhledem k tomu, že technologie podpůrných služeb jsou již dostatečně vyvinuty a technická stránka věci je v podstatě vyřešená, můžeme očekávat, že se budou snižovat náklady na jejich nákup. Český trh s podpůrnými službami se rozvíjí, reaguje na situaci na mezinárodním trhu s elektřinou obecně, a spolu s tím se zdokonaluje i nakládání s podpůrnými službami.



Graf 1 – Historický vývoj podílu firem poskytujících PR na trhu



Graf 2 – Historický vývoj podílu firem poskytujících SR na trhu

Grafy 1 a 2 jsem vytvořila z údajů dostupných na [2] a znázorňují, jak se vyvíjel procentuální podíl jednotlivých firem na trhu s podpůrnými službami primární a sekundární regulace za posledních 10 let – od roku 2004 do roku 2014. Jak vidíme, počet výrobců, kteří se podílejí na poskytování PpS, v poslední době roste – například jenom za poslední rok přibyli 2 poskytovatelé – elektrárna Chvaletice a elektrárna Počeradky.

V grafech je dále dobře vidět, jak se postupem času snižuje podíl společnosti ČEZ v poskytování podpůrných služeb – hlavně co se týče primární regulace. Jedinou výjimkou v tomto trendu je rok 2011. Je to dáno tím, že v roce 2011 předložila společnost ČEZ oproti jiným výrobcům velmi nízké nabídkové ceny PR ve výběrovém řízení, a uspěla tak prakticky se všemi svými nabídkami v oblasti PR. Motivace společnosti ČEZ k takovému kroku nejsou zcela zřejmé, a o důvodech můžeme pouze polemizovat. Může to být způsobeno tím, že společnost ČEZ neodhadla cenový interval konkurence a ceny podsadila. Dále se mohla projevit skutečnost, že rok 2011 byl prvním rokem nového období (kdy se nakupovalo dohromady na roky 2011 a 2012); na předchozí období (tedy 2008-2010) se PpS nakupovaly v roce 2007, tedy před krizí a pádem cen elektřiny.

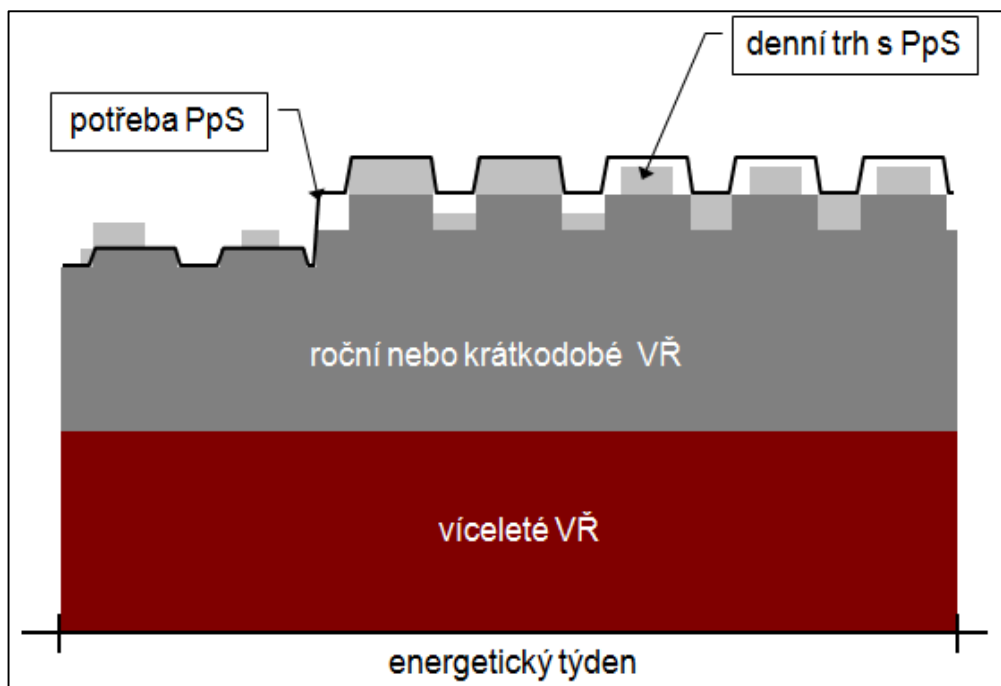
3.5 Sdružování kategorií podpůrných služeb

Na zvyšování konkurence mezi poskytovateli reaguje ČEPS sdružováním kategorií podpůrných služeb, což přináší i značné zjednodušení. Například množství služeb, schopných dodat regulační energii do 15 minut od požadavku (například snížení výkonu nebo terciální regulace) se nahradí 15minutovou zálohou. Dochází tak ke zjednodušení práce dispečera, který nedbá na technický způsob zajištění zálohy (zvýší-li se výkon na již roztočeném stroji, nebo se aktivuje další zdroj) a může se soustředit jenom na to, za jak dlouho bude mít regulační energii k dispozici. Tím dosahuje i úspory financí, jelikož hlavním kritériem pro aktivaci té či oné služby se stává právě její cena.

Jelikož díky dostatečnému množství poskytovatelů bude česká elektrizační soustava schopna regulovat svůj výkon během 15 minut (což je také požadavkem UCTE), dojde od roku 2015 k vyškrtnutí pomalých záloh schopných dodat potřebný výkon do 30 minut. V dnešních dnech se nacházíme v přechodném období, kdy už jsou některé služby sloučeny, ale některé pomalejší 30minutové zálohy ještě fungují, jelikož ČEPS chce ještě využít technologie, které elektrárny nakoupily pro poskytování regulační energie.

4 Současné způsoby nákupu podpůrných služeb v ČR

Podpůrné služby se nakupují především prostřednictvím dlouhodobých kontraktů. Jak uvádí [1], většina služeb se nakoupí prostřednictvím výběrového řízení na rok (nebo i více let) dopředu; potřebný objem nakupovaných podpůrných služeb se stanovuje podle předchozích modelů a zkušeností pro jednotlivé části dne a roku. Krátkodobý trh má nízkou likviditu a jeho funkce je spíše doplňková. Nakupují se zde potřebné chybějící regulační zálohy a regulační energie v době, kdy už jsou dostupné přesnější predikce spotřeby pro dané období. Dokupování regulační zálohy probíhá na denním trhu s jednodenním předstihem podle aktuální situace. Dále existuje ještě tzv. vyrovnávací trh, na kterém se neobchoduje s rezervováním výrobní kapacity, ale nakupuje se přímo chybějící regulační energie. Speciální kategorii pak tvoří přeshraniční dodávky elektřiny.



Obrázek 3 - Typický průběh nákupu PpS [2]

4.1 Dlouhodobé kontrakty

Nakupování podpůrných služeb formou dlouhodobých kontraktů je nejčastější způsob jejich obstarání - nakoupí se tak 90-95% služeb. Podmínky poskytování regulační zálohy se dohodnou předem ve smlouvě.

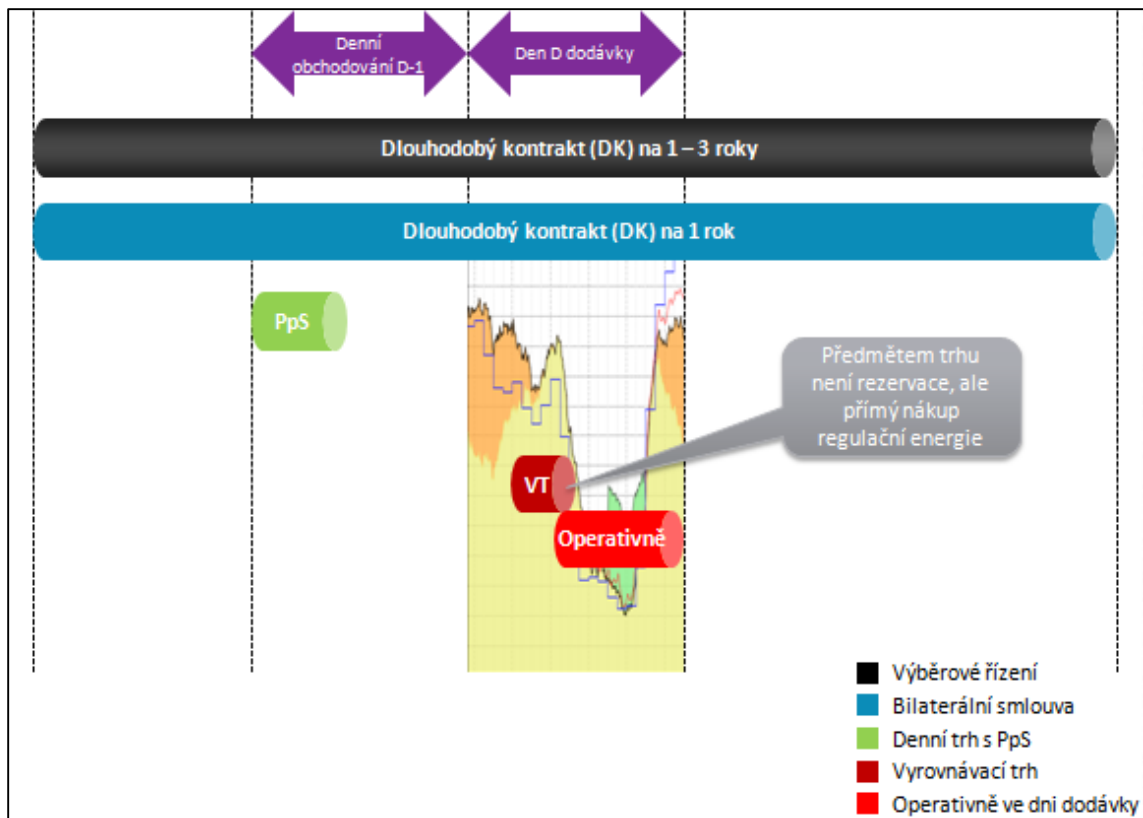
4.1.1 Výběrové řízení (VŘ)

Výběrová řízení jsou vypisována pro jednotlivé kategorie podpůrných služeb zvlášť. Touto cestou se nakupují kategorie primární regulace f, sekundární regulace P, snížení výkonu a minutové zálohy. Výběrové řízení na následující rok vypisuje společnost ČEPS nejpozději 15. listopadu, a její povinností je poslat výzvy k podání nabídek všem poskytovatelům s platnou dohodou. V dokumentaci se stanoví rozhodný termín, ke kterému musí poskytovatel splnit své povinnosti. Výběrová řízení na více let dopředu se konala poprvé pro roky 2008-2010 (výběr poskytovatelů na toto období tedy probíhal v roce 2007), a poté pro roky 2011-2012.

4.1.2 Přímá smlouva s poskytovatelem

Formou přímé smlouvy s poskytovatelem se nakupují především služby spadající do kategorií, u kterých je malá nebo žádná konkurence. Jsou to především specifické podpůrné služby jako sekundární regulace jalového výkonu a podpůrné služby potřebné pro obnovení provozu, tedy schopnost startu ze tmy a schopnost provozu v ostrovním režimu. U sekundární regulace jalového výkonu je poskytovatel (tedy bloky připojené do automatické sekundární regulace napětí a jalových výkonů) přímo vyveden do přenosové soustavy; cena je stanovena pro každý blok jako pevná platba za každou hodinu poskytování služby a za 1 MVar. Pro start ze tmy je pro každý blok stanovena pevná měsíční sazba a pro ostrovní provoz je stanovena sazba za každou hodinu poskytování služby.

4.2 Krátkodobý trh



Obrázek 4 - Způsoby obstarávání PpS a regulační energie

4.2.1 Denní trh s PpS

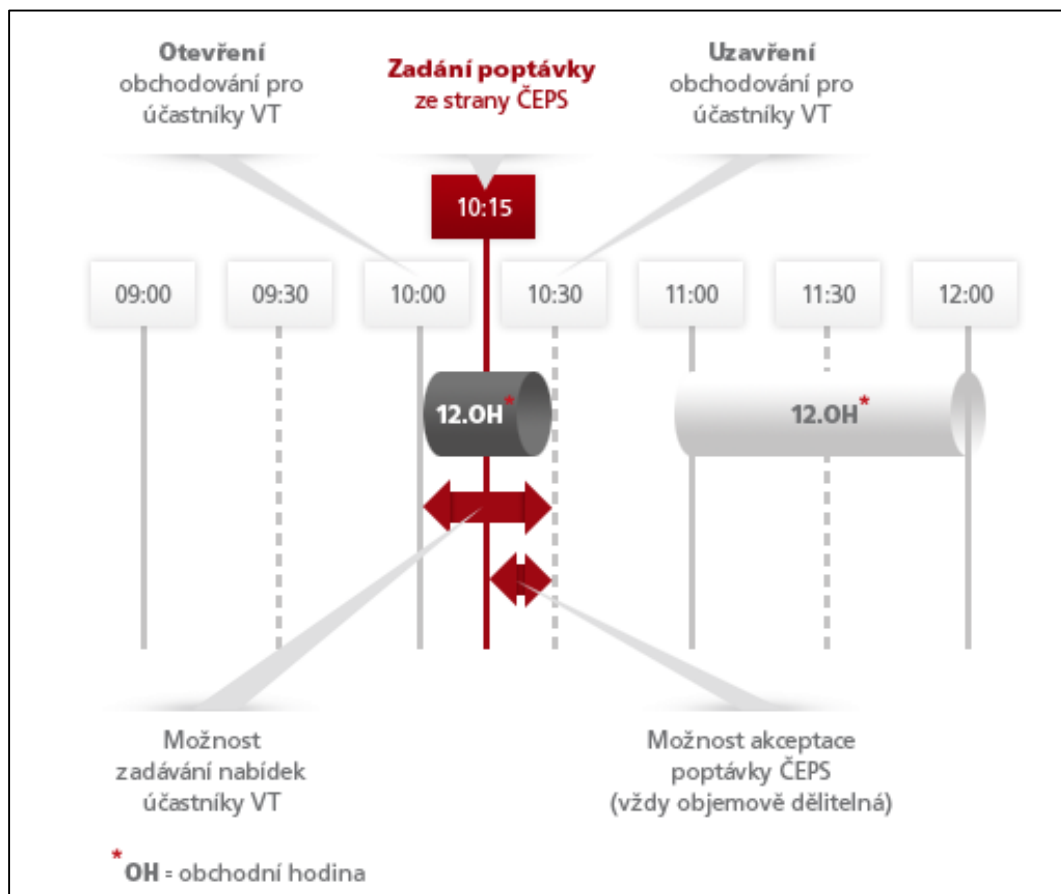
Na denním trhu se nakupuje zbytek služeb (asi 5-10%), jeden pracovní den předem. Využívá se hlavně v době, kdy dispečer ví, že následuje den náročný na spotřebu, nebo že se chystá výpadek výroby nějaké větší elektrárny. Jelikož denní trh funguje pouze v pracovních dnech, v pátek (poslední pracovní den před dnem nepracovním) se obchodují podpůrné služby na víkend (nepracovní dny), i na pondělí (následující pracovní den).

Obchoduje se prostřednictvím elektronického obchodního portálu, kde ČEPS zveřejňuje poptávku na následující pracovní den a poskytovatelé předkládají nabídky prostřednictvím elektronického formuláře. Po uzávěrci jsou všem poskytovatelům zpřístupněny výsledky vyhodnocení nabídek, zveřejněna marginální cena (nejdražší přijatá nabídka) a tím je sjednán obchodní případ nákupu. ČEPS může zrušit denní obchodování nebo obchodování konkrétní služby z důvodu překročení obvyklých cen nebo z důvodu technických problémů.

4.2.2 Vyrovnávací trh

Pro udržení výkonové rovnováhy ČEPS dále využívá regulační energii opatřenou na domácím trhu a domácím vyrovnávacím trhu. Předmětem trhu není rezervace, ale přímo nakoupená regulační energie. Je provozován operátorem trhu s elektřinou – OTE. Oproti nákupu podpůrných služeb tkví její výhoda v tom, že není nutná aktivace regulační zálohy, která se tak může ušetřit k další regulaci.

Obchodní transakce jsou specifikovány cenou za MWh a obchodním intervalem je jedna hodina. Vyrovnávací trh je otevřený 24 hodin denně, 365 dní v roce. Trh se otevírá 60 minut před hodinou dodávky, na kterou je energie obchodována a uzavírá se 30 minut před hodinou dodávky.



Obrázek 5 - Průběh obchodování na vyrovnávacím trhu pro 1 obchodní hodinu [2]

4.3 Smlouvy na operativní dodávky elektřiny ze zahraničí a do zahraničí

Posledním prostředkem k zajištění rovnováhy na trhu s elektřinou jsou přeshraniční operativní dodávky elektřiny. Pokud dispečer ví, že bude propad trvat déle, sjednává výpomoc ze zahraničí – ta dorazí na začátku další obchodovací hodiny. Poté dispečer odstaví podpůrné služby, které tak mohou být opět v záloze.

4.3.1 Havarijní výpomoc

Havarijní výpomoc je určena pro doplnění objemu podpůrných služeb v ČR. Jedná se o sdílení rezerv mezi sousedními synchronně propojenými přenosovými soustavami. Energie takto odebraná se považuje za regulační energii a v některých případech může být vrácena, jelikož je tato služba reciproční.

4.3.2 Operativní dodávky elektřiny z/do zahraničí

V případě, že požadované podpůrné služby nebyly nabídnuty současnými poskytovateli v poptávané výši nebo jejich ceny výrazně překračují ceny obvyklé, dochází ke sjednání operativní dodávky elektřiny ze zahraničí. V takovém případě uzavírá ČEPS smlouvu s fyzickou či právnickou osobou (ta poté garantuje dodávku elektřiny ze zahraniční soustavy z konkrétního výrobního zařízení).

4.3.3 Operativní dodávky elektřiny z/do zahraničí v rámci spolupráce na úrovni provozovatelů přenosových soustav

Pro udržování rovnováhy dochází také ke vzájemné výměně elektřiny mezi spolupracujícími PPS – využívá se jako regulační energie pro udržení rovnováhy v rámci sekundární regulace. Dochází k ní operativně automatickým propojeným systémem. Energie se považuje za regulační a její cenu stanovuje ČEPS v souladu s Cenovým rozhodnutím Energetického regulačního úřadu.

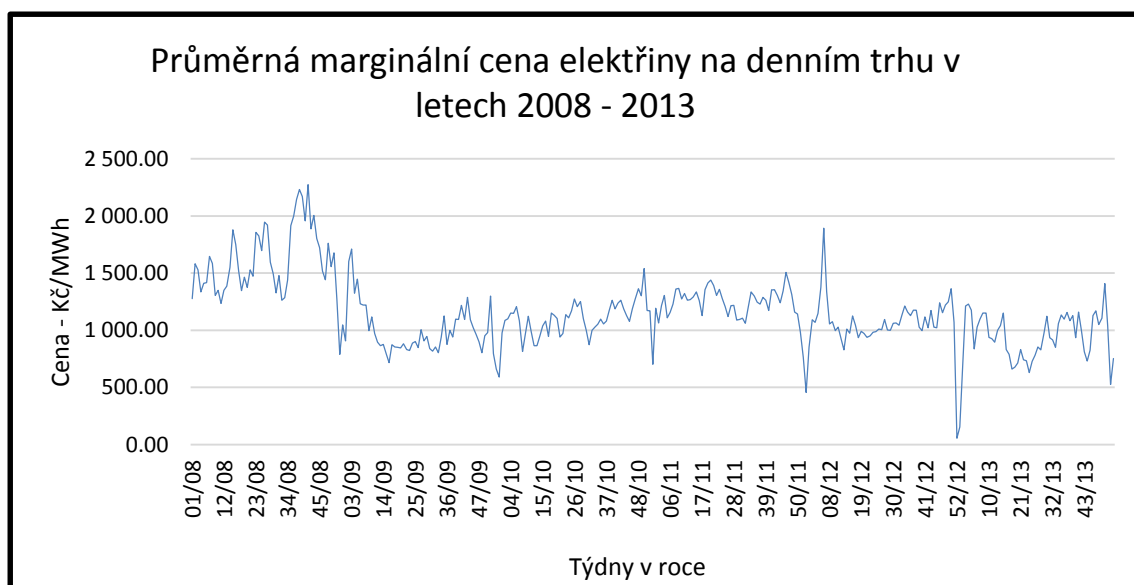
5 Možnosti výrobce - popis variant

V praktické části práce se zaměřím na konkrétního výrobce elektřiny. Vybrala jsem si uhelnou elektrárnu, která má 4 bloky, každý s výkonem 200 MW. Tato moje imaginární elektrárna má reálný základ v elektrárně Chvaletice. Údaje z prvních 6 let mám k dispozici, další dopočítám; budu používat metodu NPV. První varianta, na kterou se zaměřím, se zakládá na předpokladu, že elektrárna bude nabízet pouze silovou elektřinu. Vezmu přitom v úvahu 3 možnosti, jak se můžou ceny elektřiny v budoucnu vyvíjet. Druhá možnost je taková, že si elektrárna rezervuje část svého výkonového pásma k poskytování podpůrných služeb. Nyní se pokusím podrobněji popsat každou z variant.

5.1 Trh se silovou elektřinou

První možností, kterou výrobce má, je nechat všechny bloky vyrábět silovou elektřinu a tu pak prodat na trhu – má tedy k dispozici 4 x 200 MW. Tato možnost je ale silně závislá na poptávce – výrobce musí elektřinu vyrobit, a vznikají mu tak náklady na palivo.

Při výpočtech budu předpokládat, že elektrárna bude využita na 60%. Za rok tedy bude aktivní 5256 hodin, a vyrobí 4 204 GWh elektřiny.



Graf 3 – Průměrná marginální cena elektřiny na denním trhu 2008-2013

Do grafu 3 jsem zanesla vývoj cen elektřiny od roku 2008 do roku 2013, jak jsou uvedeny na [11]. Jak vidíte, cena během tohoto období velmi kolísá, a je tudíž obtížné, skoro bych řekla nemožné, předpovídat, jakým směrem se ceny elektřiny budou ubírat v příštím období. Z tohoto důvodu vezmu v analýze v úvahu 3 možnosti, jakými se můžou ceny elektřiny v příštích letech vyvíjet (cena elektřiny stoupne o +1%, +2%, nebo +5% oproti předchozímu roku).

5.2 Podpůrné služby

Druhou možností, kterou se budu zabývat, je, že si elektrárna nechá 2 ze 4 bloků certifikovat pro poskytování podpůrných služeb. Certifikace se musí provádět jednou za 4 roky, a její cena se pohybuje okolo 150 000 Kč za jeden blok.

5.2.1 Oficiální náležitosti

Výrobce, který chce podpůrné služby poskytovat, musí nejprve překonat určité vstupní bariéry.

5.2.1.1 Podmínky pro poskytování PpS

Zájemce o poskytování podpůrných služeb musí nejprve předat společnosti ČEPS:

- dokumenty o historii společnosti
- technické informace o elektrárně
- licenci na výrobu elektřiny
- platnou a účinnou "Dohodu o přistoupení k všeobecným obchodním podmínkám nákupu a poskytování podpůrných služeb v letech 2013 a 2014"
- platný certifikát pro poskytování podpůrných služeb (uděluje se na základě měření, provedeného příslušnou organizací certifikátora, který vlastní autorizaci pro provádění certifikačního měření)
- souhlas držitele licence na distribuci s poskytováním podpůrných služeb

Po splnění podmínek se může elektrárna zúčastnit výběrového řízení pro poskytování podpůrných služeb, které probíhá jednou ročně.

5.2.1.2 Vyhodnocení nabídek společností ČEPS

Nabídky ve výběrovém řízení vyhodnocuje ČEPS zvláště pro jednotlivé kategorie podpůrných služeb. Pro každou kategorii je předem určen objem podpůrných služeb, který se bude nakupovat. V každé kategorii hodnotí zejména dobu provozu, dodržení velikosti regulační zálohy a úspěšnost aktivace. Průběžně je také kontrolována kvalita dané podpůrné služby.

Při vyhodnocování nabídek se u každé kategorie nabídky nejprve seřadí podle nabízené ceny regulační zálohy pro každý obchodní interval. Akceptuje se první nabídka - ta s nejnižší cenou. Nabízí-li poskytovatel větší regulační zálohu než je poptávaná (u primární regulace je poptáváno min. 3 MW, u sekundární min. 10 MW, a u minutové zálohy je to min. 30 MW), akceptuje ČEPS celý nabízený výkon. Je-li nižší, zbytek požadované regulační zálohy se doplní další nejnižší nabídkou.

5.2.1.3 Hlavní cíle sledované při nákupu PpS

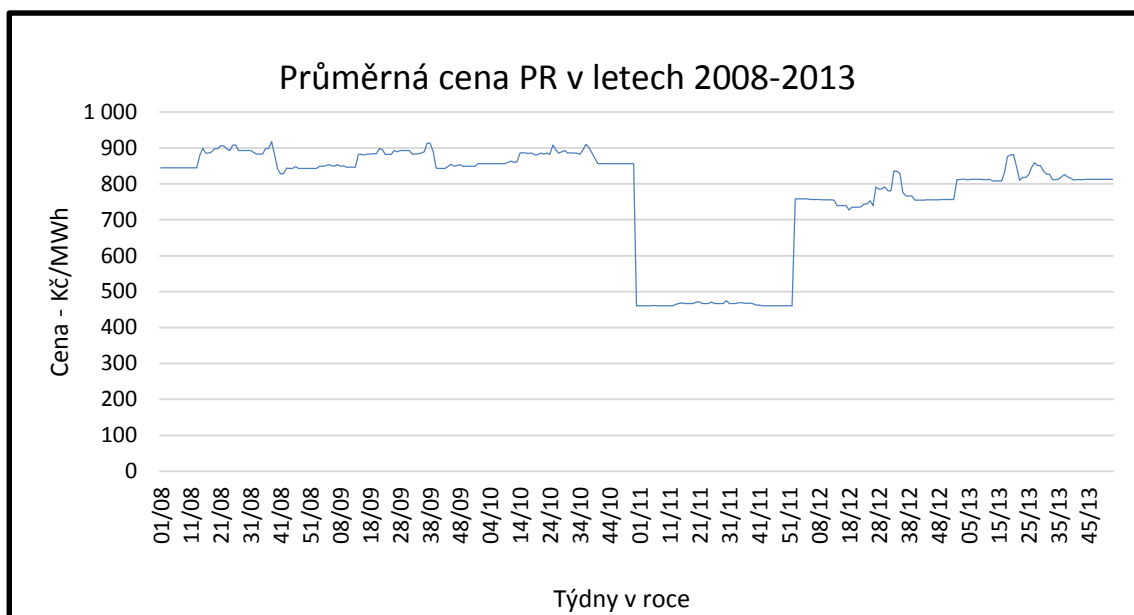
Při výběru poskytovatelů dbá ČEPS dle kodexu přenosové soustavy na otevřenost, dodržování závazných pravidel, nediskriminační přístup k jednotlivým poskytovatelům PpS, verifikovatelnost (existuje prokazatelná historie všech dat) a také na zajištění bezpečnosti přenášených dat.

Dále sleduje při nákupu podpůrných služeb tyto hlavní cíle v tomto pořadí:

- 1) zajištění kvality a spolehlivosti na úrovni PS v reálném čase
- 2) minimalizace nákladů
- 3) optimalizace nákladů spojených s vyrovnáváním odchylek

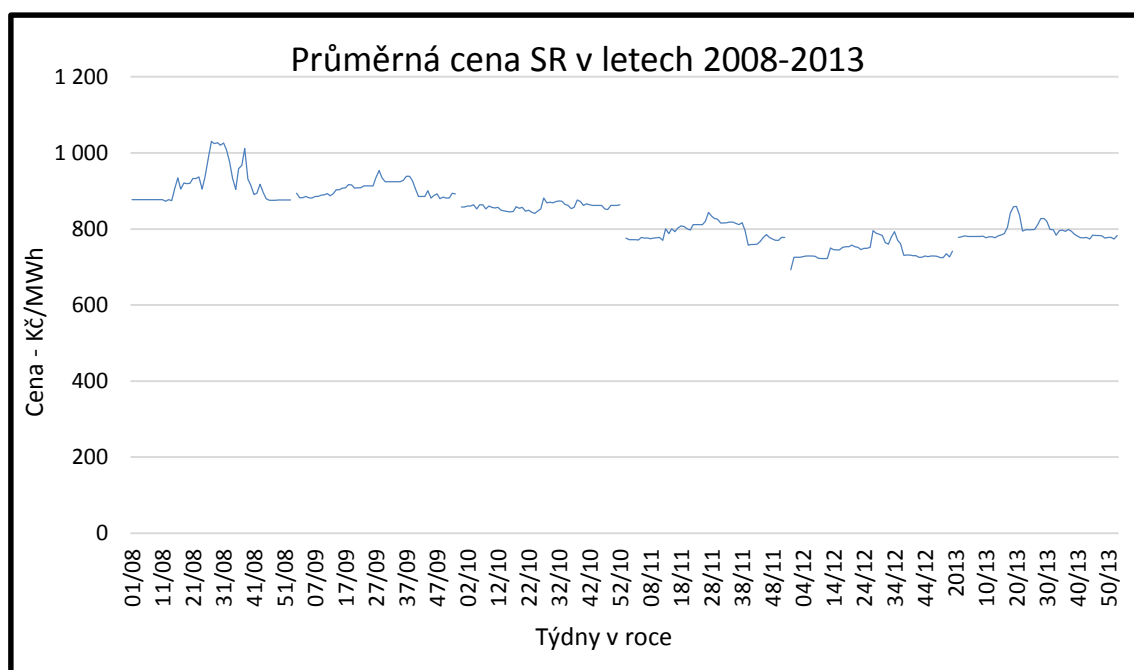
5.2.2 Podpůrné služby - ceny PR a SR

V následující kapitole ukážu vývoj cen primární a sekundární regulace od roku 2008 do roku 2013. Tyto podpůrné služby jsem vybrala z toho důvodu, že se jich za tu dobu nedotkla žádná změna či slučování kategorií. Z grafů si výrobce může udělat obrázek o tom, jestli se mu vyplatí ucházet se o jejich poskytování.



Graf 4 – průměrná cena PR v letech 2008-2013

Graf 4 znázorňuje vývoj cen primární regulace v letech 2008-2013. Vidíme, že ceny se drží přibližně na stejné cenové hladině okolo 800 Kč/MWh. Jedinou výjimkou je rok 2011, kdy ceny náhle poklesly – je to způsobeno nízkými nabídkovými cenami společnosti ČEZ – důvody jsem se podrobněji zabývala v kapitole 3.4.



Graf 5 – průměrná cena SR v letech 2008-2013

Graf 5 nám ukazuje vývoj cen sekundární regulace mezi lety 2008 a 2013. Vidíme, že ačkoliv ceny lehce klesly, i sekundární regulace si drží cenu přibližně na stejné úrovni, okolo 800 Kč/MWh.

5.2.3 Podpůrné služby – moje elektrárna

Pro další analýzu jsem vybrala sekundární regulaci – její ceny meziročně nekolísají, a výrobce dostane zapláceno nejen za rezervaci (budu předpokládat, že cena za rezervaci výkonu pro poskytování sekundární regulace bude každý rok klesat o 1 %), ale i za dodanou regulační energii. Příjem za MWh by byl 2350 Kč, tedy více jak dvojnásobek ceny, kterou by dostal na trhu se silovou elektřinou.

Jak jsem již zmínila, budu počítat s tím, že 2 bloky dodávají silovou elektřinu (tedy 2 x 200 MW) a další 2 (certifikované) bloky mají 50 MW ze svého výkonu rezervovaných pro poskytování podpůrných služeb. Z celkového výkonu 800 MW jde tedy 700 MW na trh se silovou elektřinou a 100 MW je připravených dodávat podpůrné služby.

Má-li výrobce v pořádku všechny náležitosti, podá svoji nabídku do výběrového řízení. Jak se můžete dočíst v roční přípravě provozu společnosti ČEPS na [2], v rámci sekundární regulace se pro Českou republiku nakupuje celkem 350 MW. Vzhledem k tomu, že v minulém roce se elektrárna Chvaletice podílela na trhu 11.79% [2], budu předpokládat, že moje elektrárna uspěje s nabídkami na rezervování 35 MW. V tomto případě má výrobce jistý stálý příjem za rezervaci výkonového pásma; k aktivaci ale nemusí dojít a výrobce tak ušetří náklady na palivo.

6 Výpočty, porovnání výnosů výrobce

6.1 Rozhodovací metody pro výběr investic

Existují různé metody [24], podle kterých můžeme mezi sebou porovnat jednotlivé investice. Investicí chápeme vynaložení omezených zdrojů se záměrem získání příštích užiteků. Jednotlivé způsoby výpočtu se liší tím, uvažují-li časové rozložení peněžních toků, a jsou-li absolutní, či relativní. Investici nám reprezentuje budoucí cash-flow – nezajímá nás tedy hodnota firmy ani její závazky, ale čistě jen peněžní toky související s daným projektem. Jelikož budoucí hodnoty neznáme, pokusíme se je co nejpravděpodobněji odhadnout.

6.1.1 Lhůta splacení

První metodou, a sice absolutní, která neuvažuje časovou hodnotu peněz, je metoda lhůty splacení. Počítáme, kdy se vynaložené cash-flow bude rovnat nule – tím zjistíme dobu návratnosti investice. Upřednostňujeme samozřejmě investici, která má dobu splácení co nejmenší.

Nesporná výhoda této metody spočívá v její jednoduchosti – nejsou potřeba žádné složité výpočty, potřebuji pouze sčítání a odčítání. Bohužel, tato metoda není jednoznačná a upřednostňuje jednoduché investice – je tedy nutné porovnávat projekty srovnatelné technologicky i dobou životnosti.

6.1.2 Výnosnost investice ROI

Další metoda, kterou můžeme použít, je relativní a také neuvažuje časovou hodnotu peněz. Výnosnost investice ROI vy počítáme podle rovnice 3:

$$ROI = \frac{\frac{\sum_{t=0}^T CF}{T}}{Investice} \quad [\%] \quad (3)$$

Nejlepší investicí bude ta s největším ROI. Tato metoda je jednoduchá, ale bohužel také není příliš jednoznačná.

6.1.3 Metoda čisté současné hodnoty

Pro výpočet NPV použijeme následující vzorec (4):

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad (4)$$

Kde:

NPV – čistá současná hodnota

CF_t – peněžní toky v jednotlivých letech

n – Doba životnosti projektu

r – diskontní úroková míra

Je-li NPV menší než 0, znamená to, že náš projekt nevyhovuje našim předpokladům, proto je pro nás nevýhodný. Je-li NPV rovno 0, splní přesně naše očekávání; čím více roste, tím většího zhodnocení jsme dosáhli. Porovnááme-li tedy 2 varianty, zvolíme si tu, jejíž NPV je vyšší.

Důležitý údaj, který musím v první řadě zvolit, je doba životnosti našeho projektu. Pohnu-li s ní totiž jen o pár let, může to mít zásadní vliv na výsledek výpočtu. Snažím se ji tedy volit co nejpřesněji.

Diskontní úroková míra ukazuje, jaké riziko investor podstupuje, pokud daný projekt financuje. Zároveň vyjadřuje, jak si daná investice stojí při porovnání s ušlou příležitostí – za tu se volí například investice do státních dluhopisů – tedy v podstatě bezrizikové zhodnocení peněz. Hodnota našeho diskontu by tedy měla být vyšší, než úrok, který bychom dostali ze státních dluhopisů. Čím vyšší bude diskont, tím méně jistá investice je. Při volbě tohoto údaje musíme postupovat velmi obezřetně, neboť výrazně ovlivňuje vypočítanou hodnotu NPV.

6.1.4 Vnitřní výnosové procento IRR

Vnitřní výnosové procento je definováno jako hodnota diskontu, při které nám vyjde NPV rovno nule. Udává tedy relativní výnos, který nám investice poskytuje po dobu své životnosti. Je to tedy ROI, které počítá s časovou hodnotou peněz. Čím vyšší IRR nám vyjde, tím je vyšší návratnost investice.

Metoda porovnání investic podle IRR je přesná, určí nám správné pořadí, ale na rozdíl od NPV není jeho užití tak univerzální. Kromě zdatně náročnějšího výpočtu můžeme totiž velmi snadno narazit na nějakou ze záludností tohoto ukazatele. Pokud máme v hotovostních tocích meziroční změny znaménka, může nám graf NPV protnout nulovou osu dvakrát – získáme tak dvě různé hodnoty IRR. V takovém případě je těžké určit, kdy je pro nás investice výhodná – může to být jak uvnitř, tak vně daného intervalu. Při hledání ukazatele IRR můžeme narazit i na problém, že IRR vůbec neexistuje – graf NPV tedy nikdy neprotne osu diskontu, a NPV je tudíž pořád kladné.

6.2 Vlastní výpočty k porovnání investic

Ve svém výpočtu zanedbám počáteční investici vloženou do projektu, a to jak u silové elektřiny, tak u podpůrných služeb. Je to z toho důvodu, že je totiž velmi obtížné od celkové investice oddělit částku, kterou elektrárna investovala čistě jenom kvůli poskytování podpůrných služeb (nákup technologií a podobně). Jako dobu životnosti projektu jsem zvolila 20 let.

Jelikož neznám počáteční investici, nemůžu k výpočtu použít metodu doby splacení, ani výnosnost investice. Zaměřím se tedy na metody NPV a IRR. Abych mohla tyto ukazatele vypočítat, musím nejprve stanovit roční hotovostní toky.

6.2.1 Příjmy

Co se týče příjmů elektrárny, u variant pouze s elektřinou počítám s příjmy za prodej silové elektřiny na trhu pro určenou část elektrárny – 35 MW. Výkupní ceny za MWh za roky 2008-2013 jsem stanovila jako roční průměr marginální ceny elektřiny z ročních zpráv společnosti OTE [11]. Cenu pro rok 2014 jsem stanovila jako průměr předchozích let, zvětšený o 1%, a pro každý další rok počítám s procentním nárůstem ceny. Jelikož počítám s 60% procentním využitím výkonu, bude elektrárna vyrábět 5 256 hodin ročně.

U varianty s PpS počítám s příjmem za rezervaci výkonového pásma, a to pro každou hodinu v roce. Údaje o tom, kolik MWh regulační energie výrobce skutečně dodal, bohužel nejsou veřejné. Ve výpočtech budu vycházet z údajů ve výroční zprávě OTE [11], která udává, že za rok 2012 bylo v ČR dodáno celkem 392 000 MWh regulační

energie v celkové ceně 916 000 000 Kč. Tyto údaje jsou společné pro SR i pro MZ5 a MZ15 (regulační energie dodaná v rámci PR je zdarma). Z údajů v roční přípravě provozu na [2] jsem sestavila tabulku 1, kde vidíme, že SR je zastoupená přibližně 1/3 rezervovaného výkonu. Budu tedy předpokládat, že v rámci SR byla dodána 1/3 z celkové regulační energie, tedy přibližně 130 000 MWh. Za předpokladu, že moje elektrárna má na trhu SR 10% zastoupení, dodá tedy přibližně 10 000 MWh regulační energie.

Kategorie PpS	Rezervovaný výkon [MW]
Sekundární regulace	350
Minutová záloha 5	550
Minutová záloha 15	330

Tabulka 1 – Zastoupení jednotlivých PpS na trhu

6.2.2 Výdaje

Co se týče výdajů, se kterými musíme u výrobce elektřiny počítat, rozdělila bych je na výdaje za emisní povolenky a palivo, poslední položkou budou daně.

6.2.2.1 Emisní povolenky

První položkou jsou výdaje za emisní povolenky. Jak se dočteme v [21], emisní povolenky jsou nástroje, které vytvořila Evropská unie v roce 2005 za účelem snížení emisí skleníkových plynů, ke kterému se zavázala v rámci Kjótského protokolu. V tomto protokolu se průmyslové země světa (s výjimkou Kanady a USA) zavázaly snížit emise skleníkových plynů o 5,2%. Emisními povolenkami Evropská unie určuje, kolik skleníkových plynů mohou jednotlivé členské státy vyprodukovat. Obchoduje se s nimi na energetických burzách po celé Evropě, jejich cena se tak tvoří v tržním prostředí.

Budu vycházet z údajů v [18] a budu tedy předpokládat, že pro výrobu 1 MWh elektřiny v uhelné elektrárně budu potřebovat 1 emisní povolenku. Podle údajů z [19] a [20] jsem sestavila tabulku 2, kde můžete vidět vývoj průměrných ročních cen emisních povolenek od roku 2005 do 2013. Vyplývá z ní, že v poslední době ceny emisních povolenek velice prudce klesají. Pro další, dosud neznámé roky, budu tedy předpokládat procentní snížení ceny povolenky za rok.

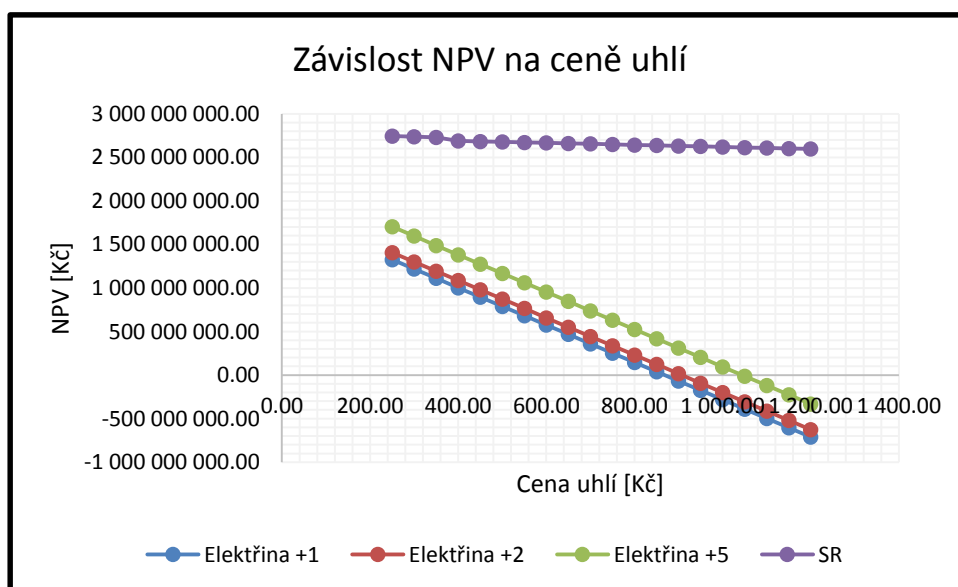
Rok	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Cena povolenky [Kč]	613.46	485.81	416.4	459.71	332.2	355.7	325.8	186.5	113.4

Tabulka 2 – cena emisních povolenek v letech 2005-2013

6.2.2.2 Palivo

Další výdajovou kategorií jsou náklady na nákup paliva – v tomto případě tedy hnědé uhlí. Vzhledem k tomu, že údaje o palivových nákladech jednotlivých elektráren nejsou nikde veřejně dostupné, inspirovala jsem se článkem [16], který uvádí, že v Německu jsou měrné náklady na výrobu 1 kWh asi 3 Euro centy (tedy přibližně 750Kč/MWh). Budu předpokládat, že v ČR budou náklady o něco nižší než v Německu; po odečtení ceny za emisní povolenku budu tedy počítat s cenou palivových nákladů 500 Kč/MWh.

Pro ujištění, že změna ceny uhlí nezamíchá pořadím jednotlivých kategorií, jsem vypracovala citlivostní analýzu – závislost NPV jednotlivých variant na ceně uhlí. Jak můžete vidět v grafu 6, bude-li cena uhlí nižší než 900 Kč/MWh, bude výsledné NPV všech variant kladné na výsledném pořadí výhodnosti variant se nic nemění.



Graf 6 – Závislost NPV na ceně uhlí

6.2.2.3 Daně

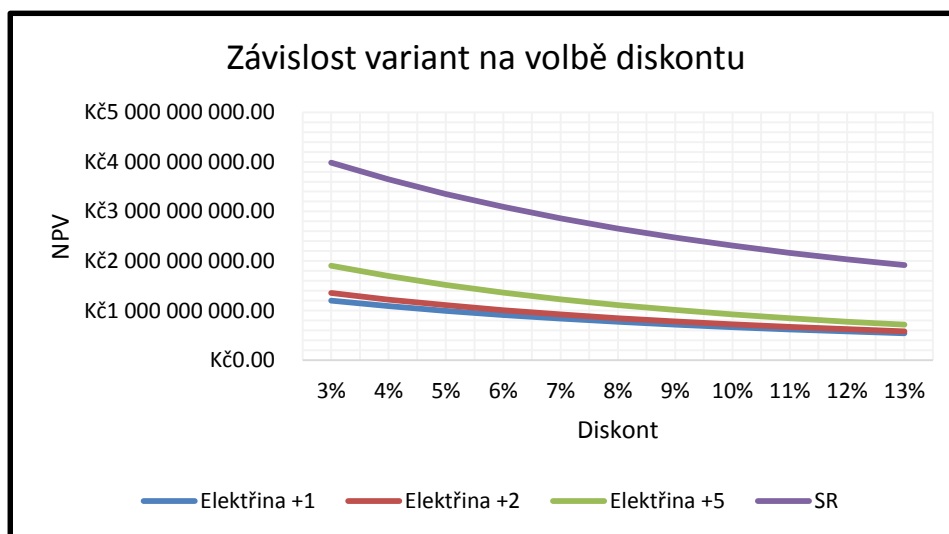
Poslední nákladovou položkou, se kterou musím počítat, jsou daně. Předpokládejme, že elektrárnu vlastní nějaká akciová společnost, tedy právnická osoba. Za příjmy z prodeje elektřiny bude jednou ročně platit daň z příjmů. Jak je uvedeno v [23], od roku 2011 činí sazba daně z příjmu pro právnické osoby 19%. Tuto částku tedy přidáme k výdajům, a po odečtení od příjmů dostaneme čistý výsledek ročního cash-flow.

6.2.3 Metodou NPV

Vzhledem k tomu, že ve výpočtech mám zachycené peněžní toky z provozní činnosti elektrárny, použila jsem ke stanovení výsledného ročního cash-flow přímou metodu. Pro vypočtení cash-flow jsem tedy odečetla výdaje od příjmů.

6.2.3.1 Diskont

Jako diskontní sazbu jsem zvolila 8%. Investice do elektrárny je určitě rizikovější než například do státních dluhopisů (výnos dluhopisů na 20 let se pohybuje okolo 3%), ale slibuje vyšší výdělků. Pro volbu diskontu jsem vytvořila graf závislosti NPV jednotlivých variant na zvoleném diskontu (graf 7). Na tomto grafu můžete vidět, že bude-li se diskont pohybovat v rozmezí od 3% do 15%, na výsledek zhodnocení to nemá žádný vliv – pro každou z těchto diskontních sazeb se jako nejvýhodnější jeví varianta SR.



Graf 7 – Závislost variant na volbě diskontu

Musím ještě zmínit, že pokud bych chtěla do výpočtu započíst i skutečnost, že při investici do podpůrných služeb musí výrobce překonat mnohé vstupní bariéry (a ani po splnění všech podmínek nemá jistotu, že uspěje ve výběrovém řízení), musela bych u varianty podpůrných služeb navýšit diskontní sazbu. Určení rozdílných diskontních sazeb však přesahuje rámec bakalářské práce, nebudu se jím tedy dále zabývat a spokojím se s konstatováním, že varianta podpůrných služeb bude ve skutečnosti o něco méně výhodná, než vyjde z mých výpočtů.

6.2.3.2 Výsledky

Vypočítané hodnoty NPV pro jednotlivé varianty jsem zanesla do tabulky 3. Lze z ní jasně vidět, že nejvyšší NPV náleží variantě SR, ta je tedy nejvýhodnější. Je to způsobeno především tím, že výrobce dostává stálou platbu za rezervaci po celý rok; pokud nedojde k aktivaci, ušetří tak náklady na palivo a emisní povolenky. Dalším důvodem je skutečnost, že i pokud dojde k aktivaci podpůrné služby, výrobce dostane za dodanou MWh víc peněz, než kdyby ji prodal na trhu se silovou elektřinou.

Varianta	NPV
Silová elektřina +1%	624 970 714.71 Kč
Silová elektřina +2%	686 059 390.92 Kč
Silová elektřina +5%	900 526 785.52 Kč
Sekundární regulace	2 150 897 203.08 Kč

Tabulka 3 – Výsledky výpočtů NPV

U variant, při kterých výrobce prodává pouze silovou elektřinu, vyšlo NPV až víc než 3krát menší než u sekundární regulace. Pořadí NPV závisí na tom, s jakým růstem cen elektřiny jsem počítala (nejméně výhodná je tedy varianta s jednocentním růstem ceny elektřiny).

Jak jsem ale již zmínila v kapitole 6.2.3.1, do výpočtu jsem nezapočítala vyšší rizika, které výrobci přináší varianta sekundární regulace ve srovnání s variantami bez podpůrných služeb. Ve skutečnosti by se tedy NPV varianty sekundární regulace více přiblížilo ostatním variantám.

6.2.4 Metodou IRR

Při pokusu o výpočet IRR jsem narazila na jednu ze zrádností tohoto ukazatele. Vzhledem k tomu, že ve výpočtech nemám započítanou počáteční investici, a počítala jsem s nízkou cenou uhlí, vyšly mi všechny hotovostní toky kladné. IRR v tomto případě neexistuje, jelikož pro žádnou hodnotu diskontní sazby nebude NPV nabývat nulové nebo nižší hodnoty.

7 Závěr

Podpůrné služby jsou důležité prostředky pro zajištění spolehlivého chodu elektrizační soustavy a tím i zabezpečení kvalitní dodávky elektřiny. Po liberalizaci energetického odvětví v 90. letech bylo v roce 2001 zahájeno obchodování s podpůrnými službami. Ačkoliv trh existuje teprve krátkou dobu, rychle se vyvíjí a v dnešní době je již optimalizovaný. Predikce potřeby PpS na následující rok jsou přesné a nakupuje se tedy takové množství PpS, které bude skutečně potřeba.

Podpůrné služby se dělí do jednotlivých kategorií – základní jsou primární regulace frekvence a sekundární regulace výkonu. Dále existují podpůrné služby pro obnovení provozu v případě kolapsu soustavy – to jsou schopnost startu ze tmy a ostrovní provoz. Další kategorie prošly od začátku fungování trhu vývojem – původní kategorie terciální regulace, dispečerské zálohy či změny zatížení ČEPS sloučila do tzv. minutových záloh. Tímto krokem ČEPS ušetří a zefektivní tak fungování trhu. Dále je možné nakoupit potřebnou energii v zahraničí.

Podpůrné služby nabízí různí poskytovatelé od společnosti ČEZ až po samostatné elektrárny či teplárny. Poslední dobou roste počet poskytovatelů a zvyšuje se tak konkurence. Podpůrné služby ČEPS nakupuje nejčastěji ve výběrovém řízení na rok nebo i více dopředu. Zbytek obstará na krátkodobém trhu – koupit může buď další zálohy na denním trhu s PpS, nebo přímo regulační energii na vyrovnávacím trhu.

Při posuzování možností, které má výrobce elektřiny jsem brala v úvahu 2 varianty – klasickou volbu výrobce elektřiny, tedy prodej silové elektřiny na trhu, jsem konfrontovala s možností nabízet podpůrné služby. Vzhledem k nedostupnosti informací ohledně investic jsem počáteční náklady nezapočítávala. K porovnání výhodnosti variant jsem si vybrala metody NPR a IRR. Metody lhůty splacení a výnosnosti investice ROI jednak nejsou dostatečně spolehlivé, jelikož nezohledňují časovou hodnotu peněz, a jednak bych je vzhledem k absenci údajů o počáteční investici nemohla použít.

Pro výpočet jsem stanovila hotovostní toky z provozní činnosti v jednotlivých letech – počítala jsem tedy s variabilními náklady na výrobu elektřiny. CF jsem počítala přímou metodou – od příjmů jsem odečetla výdaje. Příjmy elektrárny se odvíjí od počtu

vyrobených MWh a od ceny za jakou tuto energii elektrárna prodá. Pokud poskytuje navíc podpůrné služby, k příjmům přibude částka za rezervaci výkonového pásma. Výdaje elektrárny budou sestávat z nákladů na palivo – tedy hnědého uhlí (ve jehož ceně je započtena i jeho doprava z dolu k elektrárně), emisních povolenek a daní. Při poskytování sekundární regulace musíme navíc počítat s cenou za certifikaci bloku.

Ve svých výpočtech jsem počítala pouze s částí elektrárny – 35 MW a zjišťovala jsem, která varianta přinese větší příjmy. Z vypočítaných hodnot NPV vyšla jednoznačně nejlépe metoda poskytování podpůrných služeb, v tomto případě sekundární regulace. Pokud se ale výrobce elektřiny rozhodne poskytovat podpůrné služby, čeká na něj řada vstupních bariér, kterými trh s PpS překypuje. Kdybych do výpočtů zahrnula i riziko, že elektrárna splní všechny podmínky, ale neuspěje ve výběrovém řízení a podpůrné služby tedy nebude moci nabízet, musela bych zvýšit diskont této varianty a výsledné NPV by tudíž kleslo.

Další okolností je, že pokud elektrárna poskytuje PpS, mění často svůj výkon, což vede ke snížení účinnosti elektrárny. Menší účinnost může mít negativní vliv například na výrobce, kteří vyrábí vedle elektřiny i teplo – můžou tak přijít o státní příspěvky. Poskytování PpS dále mění strategii výrobce při prodeji silové elektřiny a ovlivňuje také plánování odstávek.

Z výše uvedených skutečností tedy vyplývá, že poskytování podpůrných služeb je pro výrobce elektřiny za určitých podmínek výhodné. Pokud však elektrárna nikdy v minulosti podpůrné služby neposkytovala a nemá s tím zkušenosti, musí výrobce vynaložit spoustu času a energie na zařízení potřebných náležitostí, což může trvat delší dobu. Výrobce také musí být ochoten podstoupit riziko, že možná neuspěje hned v prvním výběrovém řízení, kterého se zúčastní.

8 Zdroje, použitá literatura

- [1.] Kodex PS: Část II. Podpůrné služby. In: [online]. [cit. 2014-04-25]. Dostupné z: http://www.ceps.cz/CZE/Data/Legislativa/Kodex/Documents/%C4%8C%C3%A1stII_14_fin.pdf
- [2.] Stránky ČEPS. [online]. [cit. 2014-04-25]. Dostupné z: <http://www.ceps.cz/CZE/Stranky/default.aspx>
- [3.] KUBÍN, Miroslav. *Přenosy elektrické energie ČR v kontextu evropského vývoje*. Praha: ČEPS, 2004?, 567 s.
- [4.] CHEMIŠINEC, Igor. *Obchod s elektřinou*. 1. vyd. Praha: Conte, c2010, 201 s. ISBN 978-80-254-6695-7.
- [5.] TŮMA, Jiří. *Spolehlivost v elektroenergetice*. 1. vyd. Praha: ČVUT, 2006?, 291 s. ISBN 80-239-6483-6.
- [6.] TLUSTÝ, Josef, Jan ŠVEC, Petr BANNERT, Zbyněk BRETTSCHEIDER, Zbyněk KOCUR, Petr MAREČEK, Zdeněk MÜLLER a Tomáš SÝKORA. *Návrh a rozvoj elektroenergetických sítí*: Vyd. 1. Praha: České vysoké učení technické, 2011, 253 s. ISBN 978-80-01-04939-6.
- [7.] Prezentace: Trh s podpůrnými službami 2012 a 2013, Martin Koďoušek, ČEPS
- [8.] KOĐOUSEK, Martin, *Podpůrné a systémové služby v elektrizační soustavě*; Doktorská disertační práce. Praha 2005, ČVUT, Fakulta elektrotechnická
- [9.] Hodnocení investic. In: [online]. [cit. 2014-04-25]. Dostupné z: <http://www.businessvize.cz/rizeni-a-optimalizace/hodnoceni-investic-cista-soucasna-hodnota-npv-strucne-a-jasne>
- [10.] Emisní povolenky. In: [online]. [cit. 2014-04-25]. Dostupné z: <http://energostat.cz/emisni-povolenky.html>
- [11.] Web OTE. [online]. [cit. 2014-04-25]. Dostupné z: <https://www.ote-cr.cz/>
- [12.] Prezentace na webu; [online]. [cit. 2014-04-25]. Dostupné z: http://keke.vse.cz/wp-content/uploads/2011/06/110503_trhy_pps_komplet_final_public.pdf
- [13.] Prezentace o PpS [online]. [cit. 2014-04-25]. Dostupné z: svse.aem.cz/ae040414/ceps_strnad.ppt

- [14.] NEJEDLÝ, Petr. Kolik zelené elektřiny zvládne elektrická síť v ČR?. [online]. [cit. 2014-04-25]. Dostupné z: <http://www.nazeleno.cz/energie/fotovoltaika/kolik-zelene-elektřiny-zvladne-elektricka-sit-v-cr.aspx>
- [15.] DOLEŽAL, Jaroslav, Jiří ŠŤASTNÝ, Jan ŠPETLÍK, Stanislav BOUČEK a Zbyněk BRETTSCHEIDER. *Jaderné a klasické elektrárny*. Vyd. 1. Praha: České vysoké učení technické v Praze, 2011, 259 s. ISBN 978-80-01-04936-5.
- [16.] DRÁBOVÁ, Dana. Rizika a přínosy jaderné energetiky. [online]. [cit. 2014-04-25]. Dostupné z: <http://www.pro-energy.cz/clanky3/4.pdf>
- [17.] Prezentace "Tepelné a vodní elektrárny". In: [online]. [cit. 2014-04-25]. Dostupné z:
https://www.google.cz/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=5&cad=rja&uact=8&ved=0CEoQFjAE&url=http%3A%2F%2Fcourseware.zcu.cz%2Fwps%2FA_Courseware%2FDownloadDokumentu%3Fid%3D28737&ei=MEJaU8v6G4Se7AbZ7ICwCg&usg=AFQjCNEZHm0k2LITFnkpaTAGCZXjuLCLoA&sig2=YuU9UI60fhei9NCCucmQow&bvm=bv.65397613,d.ZGU
- [18.] POLJAKOV. Pokles cen emisí zlevňuje elektřinu. [online]. [cit. 2014-04-25]. Dostupné z: http://www.datex.cz/clanek_110704.htm
- [19.] ENERGOSTAT - Emisní povolenky. In: [online]. [cit. 2014-04-25]. Dostupné z: <http://energostat.cz/emisni-povolenky.html>
- [20.] OTE; národní legislativa. In: [online]. [cit. 2014-04-25]. Dostupné z: <https://www.povolenky.cz/uzitecne-informace/narodni-legislativa>
- [21.] Kjótský protokol. In: *Wikipedia: the free encyclopedia* [online]. San Francisco (CA): Wikimedia Foundation, 2001- [cit. 2014-04-25]. Dostupné z: [21.] http://cs.wikipedia.org/wiki/Kj%C3%B3tsk%C3%BD_protokol
- [22.] Elektrárna Chvaletice - Výroční zpráva 2012. In: [online]. [cit. 2014-04-25]. Dostupné z: <https://or.justice.cz/ias/ui/vypis-sl.pdf?subjektId=isor%3a600018446&dokumentId=B+2905%2fSL20%40KSHK&klic=swxou5>
- [23.] Daň z příjmů. In: [online]. [cit. 2014-04-25]. Dostupné z: <http://www.businessinfo.cz/cs/clanky/dan-z-prijmu-3462.html>
- [24.] Metody hodnocení investic. [online]. [cit. 2014-05-07]. Dostupné z: <http://www.podnikator.cz/provoz-firmy/management/rizeni-podniku/n:17301/Metody-hodnoceni-investic>

9 Seznam obrázků

<i>Obrázek 1 – vertikálně orientovaný systém</i>	16
<i>Obrázek 2 – liberalizovaný trh s elektřinou</i>	16
<i>Obrázek 3 - Typický průběh nákupu PpS [2]</i>	21
<i>Obrázek 4 - Způsoby obstarávání PpS a regulační energie</i>	23
<i>Obrázek 5 - Průběh obchodování na VT pro 1 obchodní hodinu [2]</i>	24

10 Seznam tabulek

<i>Tabulka 1 – Zastoupení jednotlivých PpS na trhu</i>	<i>34</i>
<i>Tabulka 2 – cena emisních povolenek v letech 2005-2013</i>	<i>35</i>
<i>Tabulka 3 – Výsledky výpočtů NPV</i>	<i>37</i>

11 Seznam grafů

<i>Graf 4 – Historický vývoj podílu na trhu firem poskytujících PR</i>	18
<i>Graf 5 – Historický vývoj podílu na trhu firem poskytujících SR</i>	19
<i>Graf 6 – průměrná marginální cena elektřiny na denním trhu 2008-2013</i>	26
<i>Graf 4 – průměrná cena PR v letech 2008-2013</i>	29
<i>Graf 5 – průměrná cena SR v letech 2008-2013</i>	29
<i>Graf 6 – Závislost NPV na ceně uhlí</i>	35
<i>Graf 7 – Závislost variant na volbě diskontu</i>	36