



ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

Fakulta elektrotechnická
Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

Kapacitní mechanismy v elektroenergetice

Capacity remuneration mechanisms in energy sector

Bakalářská práce

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management

Studijní obor: Elektrotechnika a management

Vedoucí práce: Ing. Tomáš Králík

Jakub Martínek

Praha 2015

České vysoké učení technické v Praze
Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

ZADÁNÍ BAKALÁŘSKÉ PRÁCE

Student: **Martínek Jakub**

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

Název tématu:

Kapacitní mechanismy v elektroenergetice

Pokyny pro vypracování:

1. Současný stav trhu s elektřinou v EU.
2. Charakterizujte současné dostupné kapacitní mechanismy.
3. Proveďte modelový propočít z pohledu výrobce elektřiny.

Seznam odborné literatury:

1. Tennbakk B.a kol.: Capacity mechanisms in individual markets within the IEM. In: European Commission. THEMA, 2013.
- 2 Keya-Bright S.: Capacity mechanisms for power system reliability. In: RAP, 2013.

Vedoucí bakalářské práce: Ing. Tomáš Králík

Platnost zadání: do konce letního semestru 2015/2016

L.S.

Doc.Ing. Jaroslav Knápek, CSc.

vedoucí katedry

Prof.Ing. Pavel Ripka, CSc.

děkan

V Praze dne 10.2.2015

PROHLÁŠENÍ

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

V Praze dne 22. 5. 2015

.....
Martínek Jakub

PODĚKOVÁNÍ

Děkuji svému vedoucímu Ing. Tomášovi Králíkovi za trpělivost a ochotu při vedení mé bakalářské práce. Především si cením pomoci při odstraňování všech nejasností a chyb, na které mě neúnavně upozorňoval.

V Praze dne 22. 5. 2015

Martínek Jakub

ABSTRAKT

Hlavním cílem této bakalářské práce je přiblížit problematiku kapacitních mechanismů na trhu s elektrickou energií a provést modelový propočet kapacitních plateb pro výrobce elektřiny. Začátek práce je věnován současné situaci na energetických trzích Evropské unie a faktorům, které ovlivňují tyto trhy. V druhé části práce je popsána úloha kapacitních mechanismů na trhu a rozdělení na tři základní druhy – kapacitní platby, strategické rezervy a kapacitní trhy. V následující části je uveden modelový výpočet nákladů na výrobu v elektrárnách na jaderné a fosilní paliva, ze kterých se stanovuje výše kapacitních plateb. Poslední část se zabývá výpočtem kapacitních plateb a analýzou velikosti plateb na ceně elektrické energie na burze.

KLÍČOVÁ SLOVA

kapacitní mechanismy, kapacitní platby, strategické rezervy, kapacitní trhy, silová elektrická energie, energetický trh, energetická burza, Evropská unie, EU

ABSTRACT

The main objective of this thesis is to describe capacity mechanisms on the electricity market and make the model calculation of the capacity payment for electricity producers. The beginning is devoted to the current situation in the energy markets of the European Union and factors that affect these markets. The second part describes the role of capacity mechanisms and division into three basic types - capacity payments, strategic reserves and capacity markets. The following part describe a model calculation of production costs in nuclear fossil fuel power plants, of which determine the amount of capacity payments. The last part deals with the calculation of capacity payments and analysing the size of payments to the price of electricity on the exchange.

KEY WORDS

capacity remuneration mechanisms, capacity payment, strategic reserves, capacity market, electricity, energy market, energy stock exchange, European Union, EU

Obsah

Úvod	9
1 Současná situace na energetických trzích EU	10
1.1 Cena energie jako hlavní parametr trhu	10
1.2 Faktory ovlivňující cenu elektrické energie.....	11
1.2.1 Zvyšující se požadavky na ekologii	11
1.2.2 Nárůst výroby energie z obnovitelných zdrojů	12
1.2.3 Změny ve spotřebě energií.....	13
1.2.4 Přebytek fosilních paliv na trhu.....	14
1.3 Dopady klesající ceny energie	14
1.3.1 Uzavírání neziskových zařízení	14
1.3.2 Chybějící investice na stavbu nových zařízení.....	16
1.4 Klasický model trhu v EU tzv. “Energy-only market“	18
2 Kapacitní mechanismy	19
2.1 Úloha kapacitních mechanismů na trhu	19
3 Druhy kapacitních mechanismů	21
3.1 Základní přehled mechanismů	21
3.2 Kapacitní platby.....	24
3.3 Strategické rezervy.....	25
3.4 Kapacitní trhy	26
4 Kapacitní mechanismy v EU	27
4.1 Aktuální stav.....	28
4.2 Plánované zavedení	30
5 Modelový propoččet z pohledu výrobce pro kapacitní platby	32
5.1 Základní předpoklady pro určení nákladů na výrobu.....	32
5.1.1 Předpokládaná doba provozu elektrárny.....	32
5.1.2 Diskontování.....	32
5.1.3 Emisní povolenky a produkce emisí	33
5.1.4 Roční doba využití maxima elektrárny	34

5.1.5	Počáteční investice.....	34
5.1.6	Náklady na vyřazení z provozu.....	35
5.1.7	Náklady na provoz a údržbu.....	35
5.1.8	Náklady na palivo	36
5.2	Výpočet celkových nákladů na výrobu.....	36
5.2.1	Celkové náklady modelových elektráren	37
5.2.2	Citlivostní analýza celkových nákladů	37
5.3	Stanovení kapacitních plateb	41
5.3.1	Obecný výpočet plateb	41
5.3.2	Výpočet kapacitních plateb pro modelové elektrárny.....	43
Závěr		50
Seznam použité literatury		52
Seznam obrázků.....		54
Seznam tabulek		55
Seznam příloh.....		56

Úvod

Elektrická energie představuje v dnešní době neodmyslitelnou součást života lidí a prakticky jakýkoliv stroj se bez ní neobejde. Proto se kladou velké nároky na stabilitu a bezchybnost výroby a dodávky energie a i sebemenší výpadek může způsobit velké škody. S rychlým nárůstem nestabilní výroby elektrické energie z obnovitelných zdrojů a vyřazování nebo konzervování konvenčních elektráren na fosilní paliva rostou obavy, že trh s elektrickou energií v Evropské unii nebude schopen dodávat dostatečné množství energie k pokrytí poptávky v nadcházejících letech. Nerovnováha na trhu způsobená ekonomickou krizí v roce 2008 a politickými rozhodnutími ohledně obnovitelných zdrojů spustila lavinu problému ovlivňující trh.

Stagnující spotřeba elektrické energie a rozvoj obnovitelných zdrojů snižují velkoobchodní cenu silové elektrické energie a tím i příjmy provozovatelům konvenčních elektráren, které nemají odbyt. Nezachránějí ani pokles cen fosilních paliv způsobený přebytkem uhlí na trhu. Státní dotace a přednostní odběr z obnovitelných zdrojů dovoluje těmto zdrojům prodávat energii za bezkonkurenčně nejnižší ceny, čímž nepřirozeně snižují cenu silové energie v kontrastu se zvyšující se cenou pro koncové odběratele. Někteří výrobci jsou nuceni uzavírat nebo konzervovat své elektrárny, protože příjmy nepokrývají ani variabilní náklady. Investiční signály, které vycházejí v klasickém trhu pouze z cen elektrické energie, jsou v současné době hluboko pod nutnou úrovní.

Jedním z řešení těchto problémů jsou kapacitní mechanismy, které přináší na energetický trh novou komoditu – instalovaný výkon elektráren. Základní myšlenkou je obchod se samotnými elektrárnami, které by svůj instalovaný výkon nabízely na trhu a nebyly by závislé jen na množství prodané elektrické energie. Tento obchod by nasmlouváním adekvátního množství instalovaného výkonu v elektrárnách zabezpečil dostatečný výkon v soustavě především ve špičkovém zatížení.

Kapacitní mechanismy jsou navrženy tak aby stabilizovaly trh a opět nastartovaly investice do rozvoje konvenčních elektráren. Zatím není jisté, zda kapacitní mechanismy slouží jen ke krátkodobému překlenutí přechodu na obnovitelné zdroje nebo jako dlouhodobé řešení nestability výroby obnovitelných zdrojů.

1 Současná situace na energetických trzích EU

Pro správné pochopení potřeby zavedení kapacitních mechanismů je nutné dát tuto potřebu do kontextu s vývojem situace na energetických trzích. Proto se první část práce zabývá ekonomickými i společenskými změnami ovlivňující chod trhu. Porovnává vývoj trhu před a po ekonomické krizi v roce 2008. Tyto změny se především projeví na velkoobchodní ceně silové elektrické energie, jejíž vývoj je odlišný od ceny pro koncové odběratele.

1.1 Cena energie jako hlavní parametr trhu

V klasickém pojetí trhu, v anglické literatuře nazývané jako „Energy-only market“, je jedinou obchodovatelnou komoditou vyrobená elektrická energie. Na takovémto trhu mají výrobci zisk z prodeje energie na organizovaných velkoobchodních trzích nebo prostřednictvím smluv se zákazníky. Provozovatelům elektráren se navrátí investice nebo alespoň se pokryjí variabilní náklady, pokud je cena na trhu po dobu životnosti elektrárny v průměru vyšší, než jsou právě variabilní náklady. Největší motivací pro výrobu elektrické energie stávajících i nových výrobců je tedy cena silové energie na trhu a výsledný zisk z prodeje energie, a to se při současné situaci v EU jeví jako velký problém.



Obr. 1 – Baseload cena silové elektrické energie na energetické burze PXE (1)

Cena silové elektřiny v západní Evropě (Francie, Německo, Švýcarsko, Rakousko) je převážně určována situací na burze EPEX SPOT, což je spojení německé burzy EEX a francouzské burzy Powernext. Německo se svým největším energetickým

trhem v EU ovlivňuje ceny i ve střední a východní Evropě. Ceny na burze pro střední Evropu PXE prakticky kopírují ceny na německé burze (2).

Politická rozhodnutí nejen této velmoci ale i Evropské komise v oblasti ekologie (kapitola 1.2.1) a rozvoje obnovitelných zdrojů (kapitola 1.2.2) energie způsobily značný pokles cen oproti době před ekonomickou krizí. Vývoj ceny prošel po krizi mnoha výkyvy a cena se ustálila až v roce 2011 okolo 55 EUR/MWh (baseload cena), od té doby klesá k hodnotě 30 EUR/MWh, jak ukazuje Obr. 1. Další vývoj cen může ovlivnit prakticky jakákoliv evropská či světová událost, proto jsou nejdůležitější vlivy popsány v následující kapitole.

1.2 Faktory ovlivňující cenu elektrické energie

Jako každý trh, i ten energetický se mění s politickými, ekonomickými a společenskými změnami. Za normálních podmínek by měl být trh schopen samoregulace, neboli zajištění rovnováhy. (3) Tuto schopnost ovšem ztrácí v okamžiku, kdy vládní subjekty začnou omezovat základní funkci trhu regulacemi a hospodářskými opatřeními, čímž celý trh deformují. V Evropě v důsledku těchto zásahů došlo k výraznému ovlivnění ceny elektrické energie. Jako nejsilnějším faktorem se ukázaly ekologické regulace a dlouhodobé plány v oblasti obnovitelných zdrojů energie.

1.2.1 Zvyšující se požadavky na ekologii

Po příchodu silně ekologických nálad po přelomu tisíciletí se Evropská unie pustila do boje proti skleníkovým plynům, které nejvíce přispívají ke skleníkovému efektu. Dlouhodobé ekologické plány EU počítají se snížením těchto plynů o 20 % (referenční rok 1990) do roku 2020 a o 40 % do roku 2030. (4) (5) Výrobcům elektrické energie se tak nabízejí dvě možnosti – zmodernizování elektráren nebo vyšší náklady na emisní povolenky. Protože ale trh s emisními povolenkami nefunguje dle představ EU a povolenky jsou příliš levné (okolo 7 EUR/t CO₂ (6)), dochází k přechodu na levná neekologická paliva, jako je hnědé uhlí.

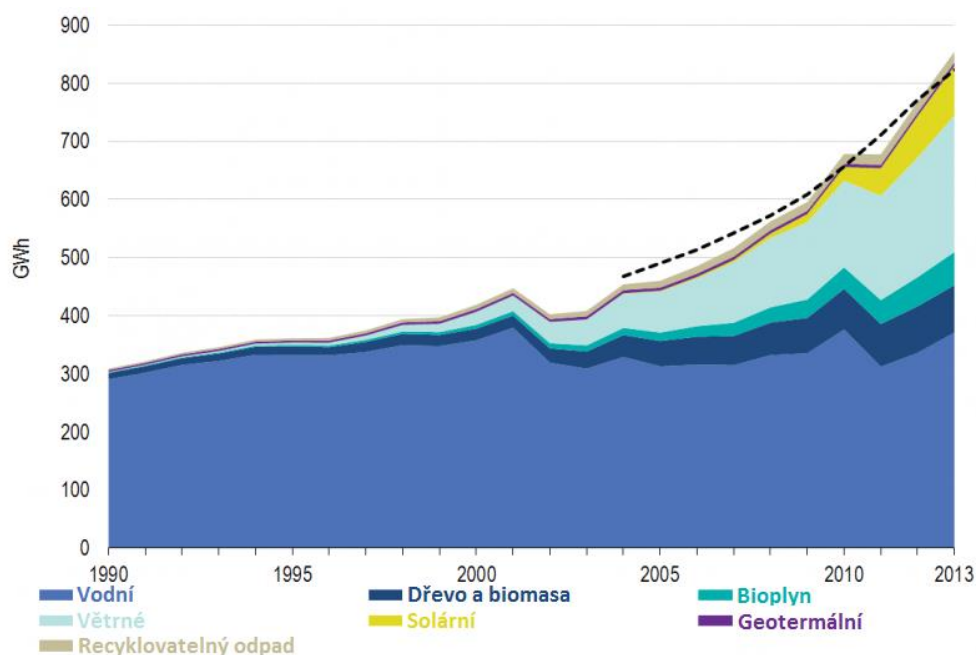
Po vyřazování jaderných elektráren v Německu se vytvořilo prázdné místo na trhu, které zaplnily právě hnědouhelné elektrárny s nízkými výrobními náklady tvořící již více jak 45 % celkové produkce Německa. (7) Tento trend ale vytlačuje z trhu mnohem ekologičtější a účinnější černouhelné a plynové elektrárny, což je v přímém rozporu s ekologickými plány EU. Z ekonomického hlediska je tedy výhodnější

provozovat staré a neekologické uhelné elektrárny namísto moderních nebo zmodernizovaných.

Proto nejspíše dojde k další intervenci v podobě navýšení cen emisních povolenek, které ale negativně ovlivní i ostatní elektrárny na fosilní paliva. A pokud se přistoupí ještě k silnější regulaci, pravděpodobně dojde k výrazné destabilizaci celého systému z důvodu nedostatku instalovaného výkonu, který by vyhovoval regulím.

1.2.2 Nárůst výroby energie z obnovitelných zdrojů

Obnovitelné zdroje v EU se v posledních letech značně rozšířily. Bylo to podníceno zejména směrnicí EU z roku 2009, která určuje závazné cíle pro obnovitelné zdroje energie. Zatímco EU jako celek míří ke splnění cílů pro rok 2020, některé členské státy si určily vyšší cíle.



Obr. 2 - Rozdělení produkce energie z obnovitelných zdrojů dle typu elektrárny (8)

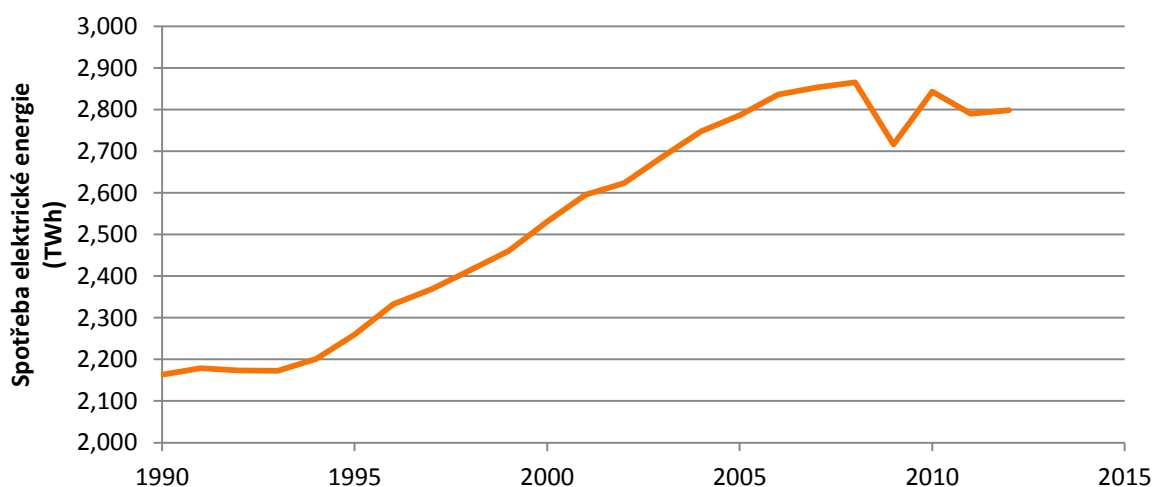
Produkce energie z obnovitelných zdrojů zaznamenala 150% nárůst mezi lety 1990 a 2013 s průměrným ročním přírůstkem 4,3 %. Vodní elektrárny s nejstabilnější výrobou mají největší podíl na výrobě energie, ale jejich produkce se od roku 1990 zvýšila pouze o 16 %. Můžou za to především vysoké náklady na stavbu nových popřípadě modernizaci starých zařízení. Na rozvoji se podílí převážně větrné a solární elektrárny. Ty v současné době vyrábějí podobné množství energie jako vodní elektrárny. (8)

Za oblibou obnovitelných zdrojů stojí štědré subvence napříč EU (především v Německu, Francii, Španělsku a Itálii), které deformují trh se silovou elektřinou. Tzv. “zelená” elektřina má garantované výkupní ceny a zajištěn přednostní vstup do přenosové soustavy oproti konvenčním zdrojům. To způsobuje nestabilitu využitelného instalovaného výkonu, protože se produkce solárních a větrných elektráren řídí spíše atmosférickými podmínkami než poptávkou na trhu. Příznivé dotace a garantovaný přednostní vstup přitáhl mnoho nových investic do obnovitelných zdrojů. Velmi nízké provozní náklady dovolují prodávat energii za bezkonkurenčně nižší ceny než konvenčním elektrárnám, což vede k celkovému poklesu cen silové elektrické energie.

Potíže nemají jenom samotní výrobci, ale také provozovatelé přenosových soustav a nakonec i koncový spotřebitel, který i přes nízké ceny silové elektřiny musí zaplatit “zelené” dotace. Řešení problém s nárůstem výroby z obnovitelných zdrojů se ukázalo jako klíčové pro stabilizaci trhu s elektrickou energií v EU.

1.2.3 Změny ve spotřebě energií

Ekologické plány se dotkly nejenom výroby ale také spotřeby. Celková poptávka po elektrické energii je jedna z proměnných při určování ceny silové elektřiny na energetickém trhu. Od poloviny 90. let byl nárůst spotřeby elektrické energie v EU 2 – 3 % ročně až do ekonomické krize v roce 2008. Snižování produkce v průmyslu, hlavním odběrateli energií, způsobilo v roce 2009 pokles spotřeby o 5,8 % oproti předešlému roku. V následujícím roce se sice spotřeba zvýšila o 3,8 %, ale poté začala stagnovat a ustálila se na hodnotě 2800 TWh ročně (Obr. 3). (9)



Obr. 3 - Spotřeba elektrické energie v EU

V důsledku propojení trhů a nařízení EU o energetické účinnosti (5) je situace v České republice obdobná jako ve zbytku Evropy. Spotřeba mezi lety 2008 a 2009 klesla ze 72 na 68,8 TWh a od roku 2011 stagnuje na hodnotě 70,5 TWh ročně. (10)

S dalším výrazným nárůstem by výrobci neměli počítat. Evropská komise požaduje snížení spotřeby energií do roku 2020 o 20 % (referenční rok 1990). Má tomu pomoci plán, který počítá se snižováním spotřeby ve veřejných i komerčních budovách a s přísnějšími požadavky na energetickou účinnost průmyslových zařízení, domácích spotřebičů a ostatního zboží a služeb na trhu. (5)

1.2.4 Přebytek fosilních paliv na trhu

Jak se postupně začala zvedat spotřeba energií, rostly s ní i ceny paliv, ze kterých se energie vyráběla. Při ekonomické krizi v roce 2008 vystřelily ceny uhlí, ropy a zemního plynu na historická maxima a výrazně tím ovlivnily ceny energií a zisky výrobců, kteří se museli potýkat ještě s poklesem spotřeby. V roce 2009 se vývoj obrátil a po náhlém nárůstu cen fosilních paliv klesla jejich hodnota pod úroveň, která byla před krizí. Příčinou byla snížená poptávka po energiích a rozvoj těžby břidlicového plynu. Důraz na ekologii a efektivnost odvedly finance z oblasti získávání energie z fosilních paliv do oblasti získávání energie z obnovitelných zdrojů.

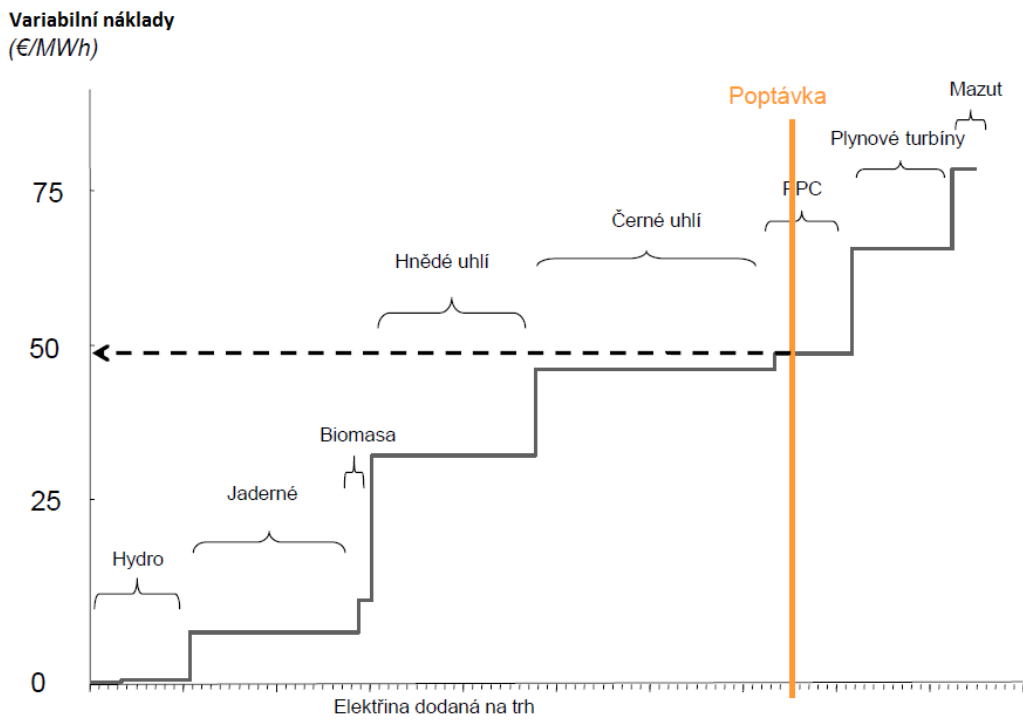
V současné době ceny dále klesají v důsledku přebytku fosilních paliv na trhu. Snižující se spotřeba energií, zvyšující se účinnosti zařízení na výrobu a spotřebu energií, rostoucí podíl vyrobené energie z obnovitelných zdrojů a levný břidlicový plyn předznamenávají další pokles hlavně u ceny uhlí, která je o 13 % nižší než v roce 2012. (11)

1.3 Dopady klesající ceny energie

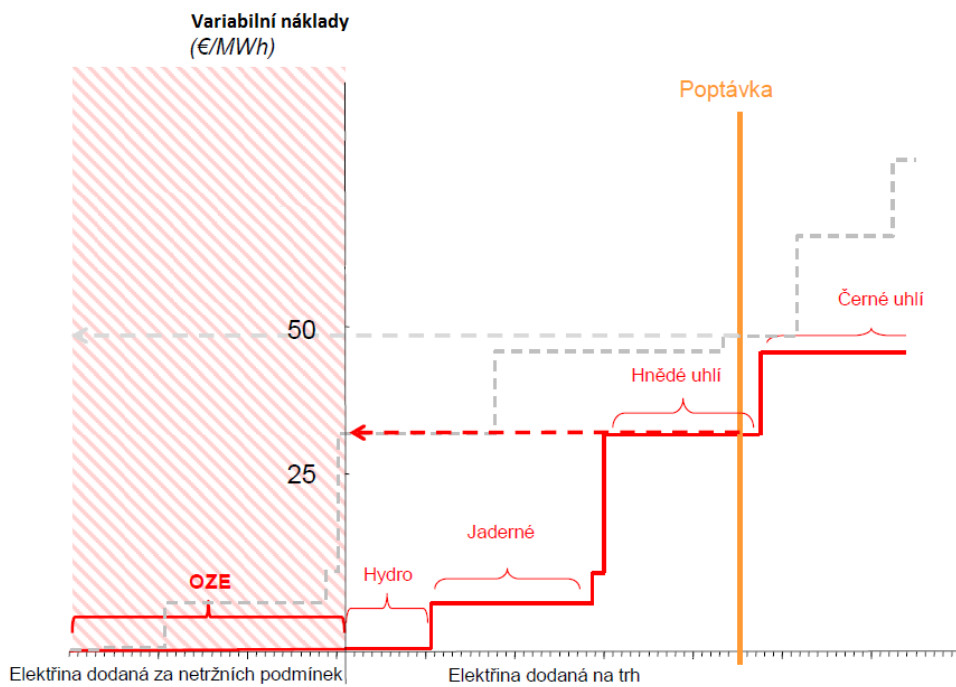
1.3.1 Uzavírání neziskových zařízení

Stabilita dodávky elektrické energie je závislá na dostatečném množství instalovaného výkonu elektráren, které pokryjí i špičkové výkyvy v odběrech. Na evropském trhu jsou pravidla nastavena tak, že se spotřební diagram nejprve vykrývá z obnovitelných zdrojů, poté přichází na řadu jaderné elektrárny a nakonec uhelné a paroplynové elektrárny. Ty v některých případech jsou v provozu jen, aby pokryly špičkové odběry nebo vyrovnaly nestabilitu, kterou do sítě zanáší obnovitelné zdroje

silně závislé na aktuálním počasí. Nejistota zisku nebo alespoň pokrytí variabilních nákladů nutí výrobce uzavírat nebo konzervovat provozuschopné elektrárny.



Obr. 4 - Pokrytí variabilních nákladů jednotlivých typů elektráren bez obnovitelných zdrojů energie (12)



Obr. 5 - Pokrytí variabilních nákladů jednotlivých typů elektráren s obnovitelnými zdroji energie (12)

Situaci před rozšířením obnovitelných zdrojů energie ukazuje Obr. 4. Vodní a jaderné elektrárny se využívaly k pokrytí základního zatížení a uhelné na pokrytí středního zatížení. Plynové a ostatní zdroje sloužily jako špičkové zdroje, u kterých nabíhá provoz nejrychleji a mohou nejlépe reagovat na náhlé výkyvy. Po rychlém rozvoji obnovitelných zdrojů a nastavení zvýhodňujících podmínek se snížila poptávka po klasických zdrojích na střední a špičkové zatížení, které mají vyšší náklady než ostatní elektrárny, jak je vidět na Obr. 5.

Velcí výrobci energií v Evropě, jako E.ON, RWE a EnBW, varují před uzavíráním většího instalovaného výkonu než se předpokládalo v důsledku nízkých cen silové elektřiny. (13) Nejúčinnější uhelná elektrárna na světě společnosti EnBW čtvrt roku po začátku provozu nevyrábí ani zlomek z celkového instalovaného výkonu. Nový blok elektrárny Rheinafen s účinností 46 % nenachází na přeplněném trhu odbyt, ale zůstává v provozu alespoň proto, aby pokryla výkyvy ve výrobě elektřiny z větru a slunce. (14)

E.ON utratil 400 milionů eur za stavbu nové elektrárny na zemní plyn Irsching-5, kterou musel po třech letech provozu v roce 2013 odstavit kvůli nedostatečným tržbám. V roce 2012 byla totiž v provozu méně než 25 % z celkové doby využití maxima. Tento vzor se opakuje po celé Evropě. Francouzští výrobci, jako GDF Suez SA a Centrica Plc, jsou nuceni zakonzervovat prodělečné plynové elektrárny. Výroba z francouzských plynových elektráren klesla v roce 2012 o 24 % a GDF plánuje uzavření nebo zakonzervování 10 GW instalovaného výkonu napříč Evropou. (15)

Podle analytiků bude potřeba vyřadit více jak 30 % instalovaného výkonu elektráren na spalování fosilních paliv k vyrovnání narůstající produkce větrných a solárních elektráren. (16)

1.3.2 Chybějící investice na stavbu nových zařízení

Investice do oblasti energetiky klesly na historicky nejnižší úroveň, což je způsobeno nepříznivým vývojem cen energií a nedostatečnou podporou ze strany EU. Energetické plány Evropské komise ale vyžadují vyšší investice do energetických zařízení, sítí, přenosových technologií, infrastruktury a energeticky nenáročných budov. K přechodu na bezpečnou konkurenceschopnou nízkouhlíkovou energii bude potřeba investic ve výši 1,5 % HDP ročně do roku 2050. Do roku 2020 se musí investovat

1 bilion USD na zajištění bezpečnosti dodávek energie, diverzifikace zdrojů, čistší energie a konkurenceschopných cen v rámci integrovaného trhu s energií. (17)

Nedostatečné propojení infrastruktury se zbytkem EU některých severoevropských a východoevropských států, které jsou závislé převážně na jednom zdroji dováženého zemního plynu, způsobují nerovnováhu v celé síti. Některé regiony mají problémy s nestálou energií z obnovitelných zdrojů, kterou nelze přepravit ke spotřebitelům z důvodu špatné infrastruktury. Na odstranění těchto problémů se musí investovat přibližně 200 miliard EUR do roku 2020 a zvýšení investic v období 2010-2020 o 50 % oproti období 2000-2010. (17)

Kvůli nízké poptávce po energii a rozmáhající se výrobě z obnovitelných zdrojů byly v předešlých čtyřech letech zrušeny či odloženy plány na stavbu plynových elektráren s celkovým výkonem 40 GW a uhelných elektráren s výkonem 25 GW. Neklesají jen investice do konvenčních zdrojů, peníze přestávají téct i do projektů obnovitelných zdrojů, např. ve Španělsku, Itálii a Francii spadly na minimum. (17)

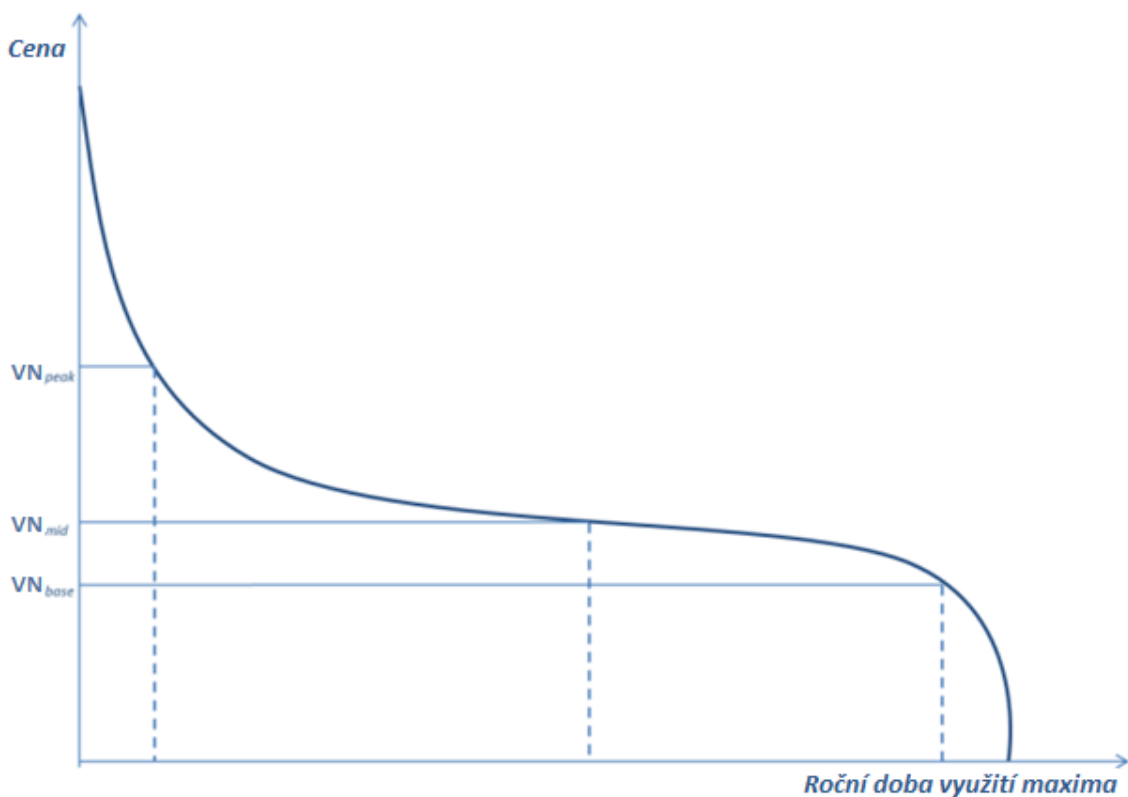
Tab. 1 - Investiční požadavky na záložní zdroje (17)

	Instalovaný výkon GW			Požadavky na investice GW		Vyjádřeno v % oproti roku 2010	
	2010	2020	2030	2011 - 2020	2021 - 2030	2011 - 2020	2021 - 2030
Středo-západní EU	263	238	158	26,4	99,1	10	37,7
Středo-jihní EU	121,5	113,8	103,1	4,2	18,3	3,5	15,1
Východní EU	63,9	58,4	43	10,5	31,5	16,4	49,2
Pyrenejský poloostrov	89,5	87,5	81,8	5,2	6,7	5,8	7,5
Britské ostrovy	95,8	71	60,1	9,8	18,2	10,2	18,9
Severské a baltské státy	69	98,2	73,8	5,3	24,3	7,6	35,2
Jihovýchodní EU	46,3	46,2	35,4	4,7	13,3	10,2	28,7

1.4 Klasický model trhu v EU tzv. “Energy-only market“

“Energy-only market“ je provedení energetického trhu, na kterém je jedinou obchodovatelnou komoditou elektrická energie (MWh). Na takovémto trhu mají dodavatelské společnosti zisk z prodeje energie na organizovaných velkoobchodních trzích nebo prostřednictvím smluv se zákazníky. Společnostem se navrátí investice a náklady na výrobu elektráren pokud jsou prodejní ceny nebo velkoobchodní tržní ceny vyšší než celkové náklady a to buď kontinuálně nebo periodicky ale v dostatečném množství hodin provozu. Jedinou motivací pro nové investice je cena silové energie na trhu a výsledný zisk z prodeje této energie, a to při současné situaci v EU se jeví jako největší problém.

Bez ohledu na strukturu trhu je optimální trh s energiemi takový, kde jsou minimalizovány náklady na výrobu energie a všechny elektrárny mají zisky k navrácení investovaného kapitálu. V krátkodobém horizontu je trh nastaven podle zdrojů s nejnižšími náklady, požadavků na flexibilitu, výkyvů poptávky a struktury přenosových sítí. Ideální situace je zjednodušeně znázorněna na Obr. 6.



Obr. 6 - Křivka závislosti ceny na faktoru zatížení při dlouhodobé rovnováze (18)

Elektrárny na pokrytí základního zatížení mají vysoký faktor zatížení a nízké variabilní náklady (VNbase), zatímco elektrárny pro střední zatížení mají nižší faktor zatížení a vyšší variabilní náklady na výrobu (VNmid), špičkové elektrárny mají nejvyšší variabilní náklady (VNpeak). V ideálním případě plocha mezi náklady elektráren a cenovou křivkou odpovídá výnosům na pokrytí fixních nákladů včetně navrácení investovaného kapitálu. (18)

Různé intervence do tržních procesů ze strany státu nebo regulátorů narušují rovnováhu na trhu. Jednou z nejčastějších regulací je nastavení cenového stropu, z důvodu omezení neúměrného nárůstu ceny při špičkovém zatížení. To vede k snižování výnosů všech zdrojů, ale především zdrojů na špičkové zatížení, které jsou na tomto nárůstu cen závislé. Problém chybějících peněz (missing money problem) vede ke snižování investic do nových zdrojů.

2 Kapacitní mechanismy

Kapacitní mechanismy jsou opatření, jejichž účelem je zajištění dostatečného dlouhodobého instalovaného výkonu (někdy překládáno jako kapacita) pro uspokojení poptávky po energii. Mají zajistit příjmy pro vybrané elektrárny, které se zaváží k tomu, že jejich instalovaný výkon bude k dispozici, a zaváží spotřebitele k zaplacení disponibility tohoto výkonu. Existuje mnoho různých druhů kapacitních mechanismů, nicméně ve všech je požadovaný instalovaný výkon přímo nebo nepřímo centrálně určen a není ponechán na rozhodnutí investorů na základě tržních cen.

2.1 Úloha kapacitních mechanismů na trhu

Hlavním úkolem kapacitních mechanismů je nastavení optimální kapacitní adekvátnosti, posílení investičních pobídek a zmírnění rizik při přechodu na stabilní a dlouhodobě fungující model trhu s energiemi. V současné době lze jen stěží vyvozovat závěry z již fungujících mechanismů v některých zemích EU, které jsou silně zkresleny expanzí obnovitelných zdrojů energie a politickou nestabilitou v oblasti energetiky. Zda jsou kapacitní mechanismy v dlouhodobém horizontu potřebné, ukáže až vývoj trhu, u krátkodobých trhů se projevují prospěšně.

Na rozdíl od “energy-only market“, kde je jedinou obchodovatelnou komoditou elektřina, mají trhy s kapacitními mechanismy navíc jednu komoditu – dostupný

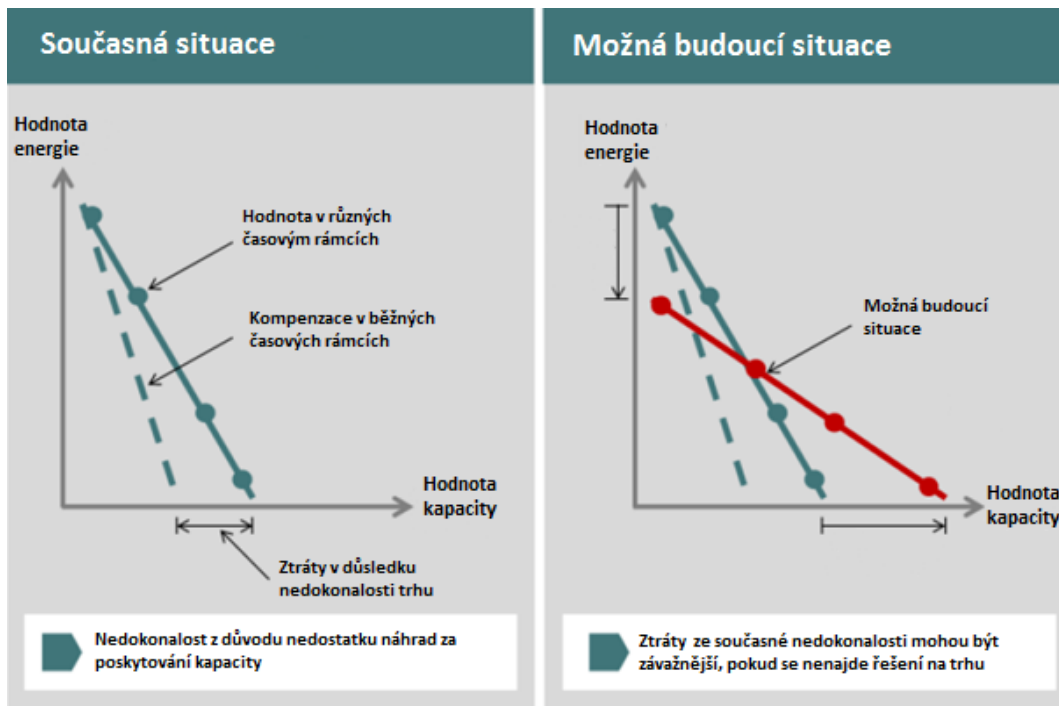
instalovaný výkon. Zavedení kapacitních mechanismů znamená, že elektrárny přijímají platby za dostupnost vedle výnosů z prodeje elektřiny. Obchod s elektřinou je tedy stále hlavním nástrojem pro krátkodobou optimalizaci, zatímco obchod s instalovaným výkonem je nástrojem pro dlouhodobý vývoj.

Adekvátnost instalovaného výkonu je na trzích s elektřinou obecně považována za schopnost systému uspokojit poptávku po elektřině po celou dobu provozu zejména ve špičkách. V praxi to znamená, že soustava musí disponovat dostatečným výkonem připraveným k provozu s přihlédnutím na předpověď špičkové poptávky, cenové elasticitě poptávky, spolehlivosti zdrojů a přenosového systému. Je-li adekvátnost nedostatečná, zvyšuje se pravděpodobnost poklesu napětí nebo náhodných výpadků dodávky elektřiny. Na energetických trzích mohou být projevy nedostatečné adekvátnosti extrémní cenové špičky.

Zatímco kapacitní mechanismy jsou obvykle zavedeny jako prostředek k zajištění dostatečného špičkového výkonu, liší se důvody proč se úřady a provozovatelé přenosových sítí obávají, že trh nebude poskytovat adekvátní výkon. Mohou to být obavy z krátkodobých výrazných výkyvů ve výrobě, které do systému zanesly obnovitelné zdroje, nebo vývoj evropské ekonomiky a politiky. Trhy se musí přizpůsobovat těmto změnám především v oblasti investice do instalovaného výkonu a infrastruktury stejně tak jako upravit celkový model trhu.

Přechod na výrobu elektřiny s nízkými emisemi uhlíku znamená zvyšující se podíl přerušovaného výkonu závislého na atmosférických podmínkách a s tím spojenou nutnost flexibilních a spolehlivých zdrojů. Soustava musí zvládnout rychlé změny v oblasti větrné a solární energie v krátké době a k tomu ještě obvyklé špičkové zatížení. Řešením těchto problémů mohou být právě kapacitní mechanismy, které se snaží zvýšit hodnotu služeb, zatímco hodnota energie může klesnout.

Obr. 7 zobrazuje, že platby za služby, jako je flexibilita, záložní zdroje, vyrovnávací zdroje a doplňkové služby, mohou být v budoucích trzích s přerušovaným a neřízeným instalovaným výkonem důležitější. Levá strana ukazuje současnou situaci, kdy hodnota kapacity má mnohem nižší váhu než hodnota vyrobené energie. Dopady tohoto systému budou pravděpodobně kritičtější v budoucnu a služby související s instalovaným výkonem se stanou cennější. (19)



Obr. 7 - Rozdíl mezi hodnotou energie a instalovaného výkonu v současném a budoucím trhu (19)

3 Druhy kapacitních mechanismů

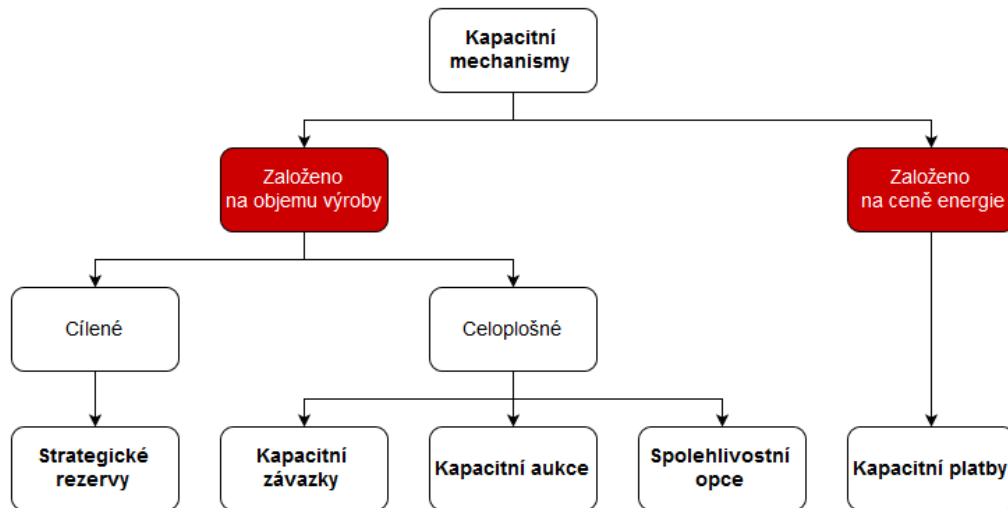
Stávající mechanismy jsou do značné míry přizpůsobeny konkrétním situacím na trhu a jsou zde velké rozdíly ve vlastnostech již zavedených systémů.

3.1 Základní přehled mechanismů

Kapacitní mechanismy mohou být rozděleny na 3 základní druhy (18):

- 1 Kapacitní platby (capacity payments) – elektrárny dostávají paušální platbu za to, že jsou k dispozici na trhu
- 2 Strategické rezervy (strategic reserves) – určené elektrárny jsou kompenzovány za to, že nejsou nabízeny na trhu, ale jsou udržovány jako rezervní zdroje
- 3 Kapacitní trhy (capacity markets) – trh s definovaným požadavkem na výkon, kde velikost kompenzačních plateb je určena nabídkou a poptávkou na trhu. Kapacitní trhy lze rozdělit na kapacitní závazky (capacity obligation), kapacitní aukce (capacity auction) a spolehlivostní opce (reliability option).

Další rozdělení se může provést dle toho, zda je mechanismus založen na objemu výroby, tzn. že platby se odvíjejí od množství instalovaného výkonu na trhu, nebo zda je založen na ceně energie na trhu, poté jsou platby určeny dle ceny elektrické energie na burze.



Obr. 8 - Členění kapacitních mechanismů

Porovnání zmíněných mechanismů se provádí dle několika základních vlastností (konkrétní případy jsou uvedeny v Tab. 2):

- a. Zda jsou mechanismy cílené nebo zavedené napříč celým trhem
- b. Zda jde o závazky pro současné nebo budoucí zdroje, popřípadě oboje
- c. Zda se vyžaduje úroveň adekvátního instalovaného výkonu
- d. Zda jsou požadavky na spolehlivost
- e. Jak jsou platby stanoveny
- f. Jak jsou náklady přidělovány. Zda jsou závazky uvaleny na provozovatele přenosové soustavy (centralizovaně) nebo na dodavatele (decentralizovaně)
- g. Pravidla pro provoz a zavedení zdrojů včetně účasti na energetickém trhu

Tab. 2 - Porovnání kapacitních mechanismů (18)

	Kapacitní platby	Strategické rezervy	Kapacitní trhy		
			Kapacitní závazky	Kapacitní aukce	Spolehlivostní opce
Napříč trhem / Cíleně	Může být obojí	Cíleně	Obojí, ale typicky napříč trhem	Obojí, ale typicky napříč trhem	Obojí, ale typicky napříč trhem
Současné nebo budoucí závazky	Může být obojí	Může být obojí	Může být obojí Pobídky na dlouhodobé smlouvy	Může být obojí	Budoucí, konkrétně navrženo tak, aby se posílily investice
Určení adekvátnosti	Nevyžaduje se	Vyžadováno	Vyžadováno	Vyžadováno	Vyžadováno
Požadavky na spolehlivost zdrojů	Nevyžadují se	Vyžadováno	Pravidla pro schválení / standartní certifikace	Pravidla pro schválení / standartní certifikace	Spojeno s cenou na trhu
Platby	Určeny regulátorem	Dle výběrového řízení nebo aukce	Dle trhu: Dvoustranné smlouvy nebo certifikovaný obchod	Prostřednictvím centralizovaných aukcí	Prostřednictvím centralizovaných aukcí
Přidělování nákladů	Mezi dodavatele (navýšení energetických poplatků)	Systém poplatků	Poplatky na prodej energie od dodavatelů	Poplatky na prodej, špičkové nebo systémové poplatky	Poplatek pro spotřebitele (ve špičce)
Pravidla pro provoz zdrojů	Žádné	Provozovány pouze při potřebě	Předpokládá se nabízení na trhu	Předpokládá se nabízení na trhu	Požadované nabízení na trhu, když cena překročí stanovenou mez

3.2 Kapacitní platby

Kapacitní platby je typ mechanismu, který poskytuje přímé platby za dostupný instalovaný výkon. Přímá platba posiluje motivaci k investicím do nových zařízení a udržování těch starých. Platby jsou určovány a kontrolovány regulačním orgánem což nabízí velkou flexibilitu v přidělování plateb jednotlivým zdrojům. Mohou se tedy vztahovat na všechny typy zdrojů nebo jen na vybrané. Doplňkově lze ještě rozdělovat mezi dodavatele, základní a špičkové, stávající a nové atd. Kapacitní platby se nemusí vztahovat pouze na současné zdroje, ale mohou se použít na plánované zařízení. Toho se využívá k posílení investic a stabilizaci trhu.

Energie produkovaná ze zdrojů dostávající kapacitní platby je klasicky prodávána na velkoobchodním trhu. Tento mechanismus se často kombinuje se zavedením cenového stropu na trhu, aby se zabránilo extrémním cenovým špičkám.

V případě, že kapacitní platba je navržena jako pevná hodnota pro všechny (stávající i budoucí) zdroje (*fixed capacity payment*), je krátkodobý účinek pouze zvýšení příjmů pro stávající elektrárny. Platby ale mohou odložit vyřazení některých starých zdrojů a zachovat jejich instalovaný výkon na trhu. Vzhledem k tomu, že staré zdroje mají převážně nízkou energetickou účinnost a vysoké náklady, je hlavní krátkodobý účinek snížení cen ve špičkovém zatížení. Aby se dosáhlo výstavbě nových zdrojů, je potřeba poskytnou další investiční pobídky. Pokud se platby vztahují pouze na existující nebo špičkové zdroje, cena energie má tendenci snižovat investice do zdrojů na základní a střední zatížení. Poté kapacitní platba může zlepšit adekvátnost instalovaného výkonu v krátkodobém horizontu, ale z dlouhodobého hlediska může mít negativní vliv.

Kapacitní platba nevyžaduje přesné určení hodnoty pro zachování spolehlivého chodu zařízení. Výše je poté určována dle aktuálního zisku elektrárny a jedná se o dynamické kapacitní platby (*dynamic capacity payments*). V takovém případě je třeba definovat hranice, na které se platba vztahuje. Výsledkem je odložení ukončení starých zdrojů a zvýšení investic do všech typů zdrojů.

3.3 Strategické rezervy

Další možností k zabezpečení dostatečného instalovaného výkonu jsou strategické rezervy, které pracují na principu dlouhodobých smluv se zdroji na pokrytí odběrových špiček. Tyto zdroje nejsou nabízeny na trhu a slouží jako záloha připravená kdykoliv vyrábět energii. Strategická rezerva je obecně zapojena pouze v případě, že trh není schopen pokrýt poptávku. Zdroje jsou vybírány na základě výběrového řízení pro specifické množství výkonu (MW). Tudiž platby jsou omezeny pouze na nasmlouvané zdroje, které musí být schopny reagovat na případné výkyvy. Strategické rezervy se mohou skládat ze stávajících nebo nových zdrojů plánovaných pro účely rezervní kapacity.

Mechanismus je většinou realizován uložením povinnosti na spolehlivost pro provozovatele přenosové soustavy. Specifikace na množství a typ výkonu mohou být založeny na spolehlivostních studiích a rezerva může obsahovat i zdroje, které jsou ve vlastnictví provozovatele přenosové soustavy.

Systém náhrad za absenci na trhu je uveden v zadávací dokumentaci a může se lišit případ od případu. Platby jsou buď přímé, ve formě opcí nebo obojí dohromady. Náklady na strategické rezervy jsou obvykle hrazeny z poplatků zahrnutých v přenosovém tarifu. Smlouvy s těmito zdroji obsahují ustanovení o oznámení doby provozu, délky provozu, kompenzace během provozu atd.

Dopady na trh závisí na pravidlech pro zapojení zdrojů - kdy je aktivováno, a pokud, jaký to má vliv na cenu energie na trhu. Typicky zapojení rezervního zdroje je spojeno s předem stanovenou prahovou cenou nebo spouštěcí cenou. Případně by mohla být aktivace v závislosti na reálné rovnováze na trhu, tedy aktivovat pouze tehdy, když nelze rovnováhu najít. V tomto případě výsledná tržní cena musí být administrativně stanovena.

Strategické rezervy mohou motivovat odchod zastarávajících zdrojů z trhu právě do rezerv. I když jsou platby velmi přesně cílené, je zde riziko, že se bude platit i těm zdrojům, které by byli k dispozici i bez tohoto mechanismu.

3.4 Kapacitní trhy

Kapacitní závazky

Kapacitní závazky jsou decentralizované opatření, které za normálních okolností klade povinnost rezervovat výkon na dodavatele. Ti mají povinnost uzavřít smlouvy s elektrárnami na určitou úroveň instalovaného výkonu, obvykle stanovenou jako procento nad jejich průměrné nebo špičkové dodávky energie. Závazky mohou být splněny nasmlouváním dostatečného množství certifikovaných zdrojů na trhu, vlastnictvím vlastních zdrojů nebo skrze dlouhodobé smlouvy se zdroji. Není-li závazek splněn, musí dodavatel zaplatit pokutu.

Cena za výkon je stanovena decentralizovaným způsobem, to znamená, že je na dodavatelích jak splní závazky. Mechanismus by měl zahrnovat regulační orgán, certifikační orgán a organizovaný trh s certifikovanými zdroji. Regulační orgán centrálním výpočtem stanoví spolehlivou hranici instalovaného výkonu obvykle na určité procento nad špičkovou nabídku. Proto závazky nevyžadují centrální předpověď budoucí poptávky.

I přestože jsou závazky uloženy na současné objemy dodávky energie, může být v zájmu dodavatelů uzavírat dlouhodobé smlouvy se zdroji na některé části jejich očekávaného budoucího prodeje. Nicméně mohou také uzavírat spotové smlouvy a tím přizpůsobit svou pozici a splnit aktuální závazky.

Skutečná vyrobená energie ze zdroje v rámci závazku je nabízena na velkoobchodním trhu nebo prodávána prostřednictvím dvoustranných smluv nezávisle na kapacitním závazku. Náklady na kapacitní závazky přechází na koncové uživatele.

Kapacitní aukce

Celkový požadovaný objem dostupného instalovaného výkonu je centrálně stanoven několik let dopředu. Cena je stanovena v aukci a platí jak pro stávající tak pro nové zdroje. Hlavní rozdíl od kapacitních závazků je, že ústřední orgán stanoví úroveň potřebného výkonu z odhadu budoucí poptávky. Ústřední aukce usnadňují standardizaci smluv a stanovení jednotné transparentní ceny instalovaného výkonu.

Aukce mohou být prováděny každý rok, a to i pro budoucí zdroje. Centralizovaná kapacitní aukce vyžaduje posouzení spolehlivosti, tzn. odhady celkové spotřeby energie včetně prognózy při nejvyšším zatížení a rozpětí rezerv.

Absence obchodovatelných certifikovaných zdrojů usnadňuje úpravu budoucí úrovně instalovaného výkonu, pokud dojde ke změně předpovědi poptávky.

Spolehlivostní opce

Tento mechanismus je obdoba centralizovaných kapacitních aukcí. Hlavní rozdíl je ale v provedení smlouvy. Smlouvy nabízené zdrojům v těchto aukcích mají obvykle podobu jednostranné kupní opce s dohodnutou cenou obvykle vyplývající z velkoobchodních cen. V tomto provedení trhu se provozovatelé zdrojů vzdávají nejistých příjmů v hodinách, ve kterých tržní cena je vyšší než dohodnutá cena, výměnou za určité příjmy z opcí. Spotřebitelé na druhé straně zaplatí navýšení ceny z opcí, aby se vyhnuli cenám vyšším, než je dohodnutá cena.

V zásadě se nevyžaduje ustanovení týkající se typu zdrojů nebo celkového spolehlivého množství dostupného výkonu elektráren, které se mohou účastnit trhu. Spolehlivostní opce jsou finanční nástroj a pokuty se platí pouze v případě, že smluvené zdroje nepokryje spotřebu v hodinách, kdy tržní cena převyšuje dohodnutou cenu.

Spolehlivostní opce vyžadují dobře fungující velkoobchodní trh a cenový systém. Funkčnost však závisí na existenci velkoobchodního trhu, který produkuje spolehlivou referenční cenu pro dohodu v opcích.

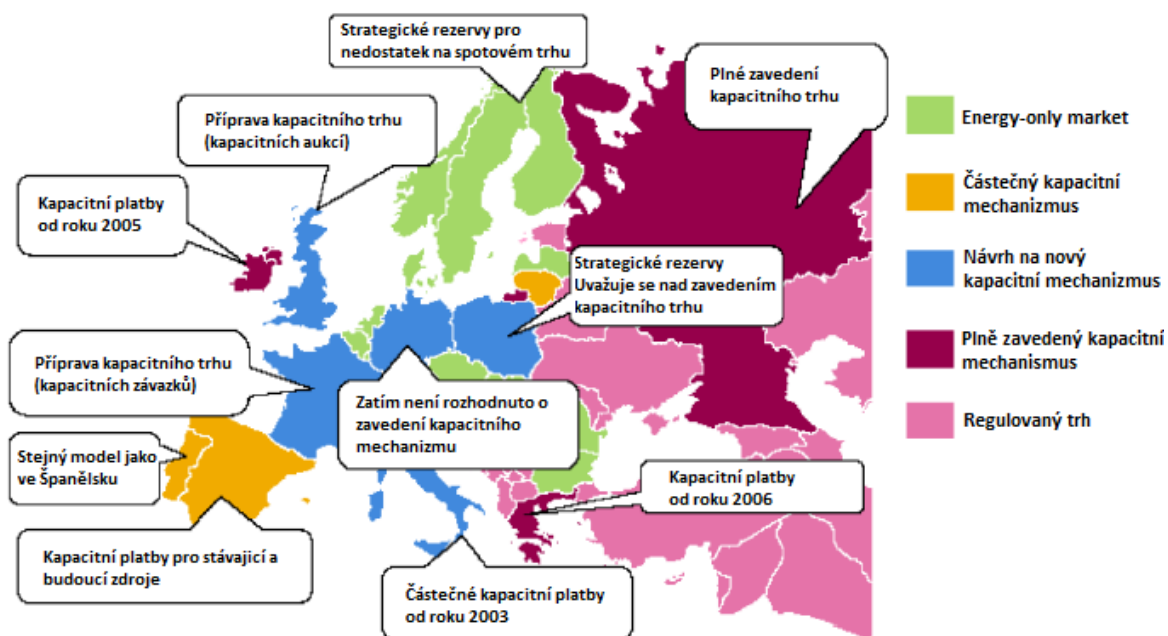
Opce nabízejí více efektivních řešení na energetickém trhu než ostatní dlouhodobé kapacitní mechanismy. Existuje však několik složitých regulačních otázek spojených s tímto systémem, z nichž jedna je administrativní stanovení celkového výkonu elektráren.

4 Kapacitní mechanismy v EU

“Energy-only market“ je jediný přípustný model trhu dle EU, nicméně regulační prvky kvůli spolehlivosti dodávky elektrické energie jsou často zavedeny i na těchto trzích. Kapacitní mechanismy v různých formách a různém rozsahu jsou již zavedeny v některých evropských státech. Stručný přehled zobrazuje Tab. 3 a Obr. 9.

Tab. 3 - Přehled kapacitních mechanismů v EU (18)

Model	Země	Rozsah zavedení na trhu	Mezistátní účast
Strategické rezervy	Švédsko / Finsko	Cíleně	Ne
	Polsko	Cíleně	Ne
	Norsko	Cíleně	Ne
Kapacitní platby	Irsko / Severní Irsko	Cíleně	Spolupráce
	Španělsko / Portugalsko	Cíleně	Ne
	Itálie	Cíleně	Ne
	Řecko	Cíleně	Ne



Obr. 9 - Současné a plánované kapacitní mechanismy v Evropě (19)

4.1 Aktuální stav

Švédsko a Finsko

Ve Švédsku a Finsku zavedli kapacitní mechanismy založené na strategických rezervách. Provozovatelé příslušného systému obstarávají smlouvy prostřednictvím aukcí. Aukce jsou otevřeny jen pro domácí výrobu a poptávku. Elektrárny jsou částečně nebo úplně vedeny jako rezervy a na trhu jsou nabízeny pouze v situacích, kdy je problém pokrýt poptávku. Odměňovány jsou pak na základě smluv.

Švédské rezervy jsou nasmlouvány každoročně na nadcházející zimní měsíce. Rezervy pro rok 2012 byly nastaveny na 1 759 MW (špičková poptávka se pohybuje kolem 25 GW (20)) a budou se postupně snižovat až do roku 2020, kdy budou zrušeny. Finské rezervy jsou nasmlouvány dvakrát ročně na pokrytí špičkové poptávky. (18)

Polsko

Polsko má v současné době rezervní službu podobající se strategickým rezervám zahrnující 1 700 MW výkonu v přečerpávacích elektrárnách. Neočekává se ale, že by tato rezerva v příštích letech byla dostačující a proto se uvažuje nad zavedením kapacitního mechanismu v podobě kapacitního trhu. (18)

Irsko

Irsko poprvé představilo kapacitní platby v roce 2003. Účelem bylo zajistit bezpečnost dodávek energie s ohledem na narůstající poptávku a slabému propojení s ostatními trhy. Výrobci, kteří se zavázali vystavět nové zdroje, uzavřeli smlouvy na platby až na deset let dopředu. Jednotný trh s elektřinou s jasně danými platbami byl zaveden v roce 2007, jehož součástí bylo i Severní Irsko.

Pro rok 2013 irský regulační úřad vypočítal roční sumu za kapacitní platby na 529 milionů eur. Přičemž 30 % je přiděleno na fixní platby pro předpokládanou poptávku, 40 % se odvíjí od prognóz pro zatížení a dostupnost zdrojů a 30 % je dle skutečného zatížení z minulých let. (18)

Španělsko a Portugalsko

Španělé mají zavedené kapacitní platby od liberalizace trhu v roce 1996. Nový systém byl zaveden v roce 2007, který představil novou službu – smlouvu mezi provozovatelem přenosové soustavy a elektrárnami vybranými jako rezervní na dobu jednoho roku a nové investice (v podobě kapacitních plateb) po dobu 10 let provozu. Výše odměny závisí na požadavcích na rezervu stanovenou provozovatelem přenosové soustavy. Nové zdroje mohou získat maximálně 28 000 €/MW ročně po dobu prvních deseti let provozu. Platby jsou určovány regulátorem na základě cenové křivky a rezervního rozpětí. Portugalsko zavedlo stejný systém v roce 2010. (18)

Itálie

Po blackoutu v roce 2003, v důsledku nedostatku rezervní výrobní kapacity, se italská vláda rozhodla přistoupit k opatření na zajištění adekvátnosti instalovaného výkonu. V roce 2004 zavedli dočasně systém kapacitních plateb, který stále běží. Tento program poskytuje náhradu výrobcům tvořícím rezervní výkon v kritických dnech. Náhrady jsou stanoveny provozovatelem přenosové soustavy v závislosti na nutnosti dodávek při každé hodině během dne. Výše je stanovena předem a odpovídá spíše prognózám než skutečné rovnováze mezi nabídkou a poptávkou. Odhadované celkové roční náklady na platby dosahují 1 miliardy eur, průměrné platby pro zdroje 24 200 €/MW ročně. (18)

Řecko

Kapacitní platby byly v Řecku představeny v roce 2006. Vztahují se na všechny zdroje určené ministerskou vyhláškou na základě návrhu regulátora a dostupností všech elektráren na fosilní paliva a vodních elektráren. Platby v roce 2013 se pohybovaly kolem hodnoty 41 000 €/MW ročně a jsou vypláceny bez ohledu na jejich skutečný provoz, musí být ale k dispozici po celou dobu. Tyto poměry se ale ke konci roku 2013 změnilы reformou, která upravuje úroveň plateb dle typu elektrárny, účinnosti, stáří a stupně provozu na velkoobchodním trhu. (18)

4.2 Plánované zavedení

Francie

Diskuze okolo adekvátnosti instalovaného výkonu se ve Francii objevily v roce 2005. Stávající nadbytek výkonu pomalu začal klesat a přistoupilo se k naplánování výstavby nových zařízení. Obavy z nárůstu poptávky v době špiček, nutnost nahrazení starých a neekologických elektráren na fosilní paliva a vhodný systém pro odměňování špičkových elektráren vedly k představení nového kapacitního mechanismu. Tímto novým modelem by měl být kapacitní trh, přesněji kapacitní závazky. Na konečné doladění mechanismu se však stále čeká. Vyhlášku je nutné doplnit o podrobné sekundární předpisy a dokončit konkrétní soubor pravidel zahrnující detaily jako dobu trvání smluv, výpočet požadavků na výkon a rozdělení závazků. (18)

Spojené království

Primární legislativa ohledně zavedení kapacitního mechanismu v podobě kapacitního trhu (kapacitní aukce) napříč celým trhem byla vládou přijata v roce 2012. V současné době se pracuje na základních parametrech celého systému. Konečné slovo zda zavést kapacitní trh budou mít ministři vlády. Toto rozhodnutí bude vycházet z analýzy adekvátnosti instalovaného výkonu poskytnuté provozovatelem přenosové soustavy. (18)

Německo

Pro Německo, jako jeden ze států s největším instalovaným výkonem z obnovitelných zdrojů, je zavedení kapacitního mechanismu prioritní otázkou. V roce 2012 zavedlo přechodné opatření proti uzavírání ztrátových elektráren, které by mohlo narušit bezpečnost dodávek energie. Několik klíčových studií došlo k závěru, že zavedení kapacitního trhu nebo speciálních smluv (na způsob spolehlivostních opcí) by mohlo zajistit vyhovující cenové signály pro nové investice. Studie preferuje variantu speciálních smluv před vytvoření strategických rezerv. Ty jsou považovány za vhodnější pro zajištění předepsaných dodávek energie a jsou v souladu se současným trhem. Analýza adekvátnosti instalovaného výkonu předpokládá, že domácí zdroje musí být schopny pokrýt špičky poptávky s pravděpodobností 99 %. To má za následek velké požadavky na instalovaný výkon v Německu. (18)

V lednu roku 2015 německý ministr průmyslu uvedl svůj nesouhlas s koncepcí kapacitních mechanismů. Zastává také názor, že se současný trh dokáže narovnat sám. (21)

5 Modelový propočet z pohledu výrobce pro kapacitní platby

Pro přiblížení problematiky kapacitních mechanismů jsou zde vytvořeny modelové elektrárny rozdělené dle průměrného využití na základní „z“, střední „s“ a špičkové „š“. Protože platby na kapacitních trzích a strategických rezervách se určují dle aukcí a lze jen stěží odhadnout chování účastníků, je propočet a vliv předveden na kapacitních platbách, které stanovuje regulátor.

Z teoretického hlediska byly navrženy kapacitní platby pro řešení špičkových cen v dokonale konkurenčních trzích. Na takovémto trhu všechny elektrárny prodávají energii za cenu svých variabilních nákladů, tedy za nejnižší možnou, a mají příjmy ve výši variabilních nákladů nejnákladnější elektrárny. Rozdíly v příjmech slouží k zaplacení fixních nákladů včetně počáteční investice. Navrácení počáteční investice platí pro všechny typy zdrojů kromě špičkových elektráren a rezervních zdrojů, které mají nejvyšší variabilní náklady. Protože trh za reálné situace není dokonalý, je průměrná tržní cena vyšší než průměrné variabilní náklady i pro špičkové elektrárny. (18). Pro stanovení kapacitních plateb je nejdříve potřeba vypočítat fixní a variabilní náklady elektráren.

5.1 Základní předpoklady pro určení nákladů na výrobu

5.1.1 Předpokládaná doba provozu elektrárny

Předpokládaná doba provozu určí, do jak dlouhého období se rozloží počáteční investice elektrárny. Jednotlivé hodnoty jsou určeny dle průměrné doby provozu elektrárny podle typu: (22)

Jaderná elektrárna	60 let
Uhelná elektrárna	40 let
Paroplynová elektrárna	30 let

5.1.2 Diskontování

Diskontování slouží k přepočtu budoucí hodnoty finančních toků (nákladů, výnosů, zisků) na současnou. Zahrnuje požadovaný výnos investora na základě inflace,

porovnání s bezrizikovými investicemi a příplatek za riziko investice. Přepočítání budoucí hodnoty na současnou se počítá dle vzorce-(1). (3)

$$PV = \frac{FV_t}{(1+r)^t} \quad (1)$$

- PV současná hodnota (present value)
 FV_t budoucí hodnota v roce *t* (future value)
 r roční sazba vyjadřující časovou hodnotu peněz
 t doba v rocích

Rozložení počáteční investice na dobu provozu se provede přepočítáním přes poměrnou anuitu za předpokládanou dobu provozu (2), která představuje pravidelnou splátku s přihlédnutím na časovou hodnotu peněz.

$$a = \frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \quad (2)$$

- a poměrná anuita (-)
 r diskont (%)
 T doba ekonomické životnosti (roky)

V elektroenergetice se diskont *r* nejčastěji pohybuje od 5 % do 10 %. Pro tento model je použita hodnota 6 %, která odpovídá průměrné ceně kapitálu (cost of capital) v energetickém průmyslu v Evropě. (23)

5.1.3 Emisní povolenky a produkce emisí

Cena emisních povolenek je stanovena dle aktuální ceny na burze, což je v současné době okolo 7 EUR/t CO₂ (6). Produkce emisí CO₂ představuje průměrnou hodnotu nepoužívanějších technologií jednotlivých typů elektráren: (22)

Jaderná elektrárna	0 t/MWh
Uhelná elektrárna – hnědé uhlí	1,2 t/MWh
Uhelná elektrárna – černé uhlí	0,9 t/MWh
Paroplynová elektrárna	0,33 t/MWh

5.1.4 Roční doba využití maxima elektrárny

Při porovnávání nákladů na výrobu u různých zdrojů je problém v tom, že nemají stejnou roční dobu využití maxima. První přístup k tomuto problému je přepočítání na stejné roční využití u všech typů elektráren. Výhodou prvního přístupu je rozložení fixních nákladů do stejného počtu výrobních hodin a tím lepší teoretická porovnatelnost. To ale neodpovídá reálné situaci, protože jaderná elektrárna obvykle nebude mít nikdy stejné využití jako paroplynová. Proto pro výpočty je použit druhý přístup, kdy je zachována reálná hodnota využití, která odpovídá skutečnosti. Průměrné hodnoty ročního využití jsou následující: (24)

Jaderná elektrárna	85 % (7446 h/rok)
Uhelná elektrárna	55 % (4818 h/rok)
Paroplynová elektrárna	40 % (3504 h/rok)

5.1.5 Počáteční investice

Počáteční investice zahrnuje náklady spojené s naplánováním celého projektu, samotné náklady na výstavbu zařízení a případné doplňkové náklady během výstavby. Průměrné počáteční investice jsou následující: (22)

Jaderná elektrárna	2 800 000 EUR/MW
Uhelná elektrárna – hnědé uhlí	1 400 000 EUR/MW
Uhelná elektrárna – černé uhlí	1 600 000 EUR/MW
Paroplynová elektrárna	1 000 000 EUR/MW

K rozložení počáteční investice do nákladů během celé doby provozu je použito diskontování z kapitoly 5.1.2 dle vzorce-(3).

$$IN_{1 \text{ rok}} = a \cdot IN \quad (3)$$

$IN_{1 \text{ rok}}$	počáteční investice rozpočítaná jako náklad za jeden rok (EUR/MW)
IN	celková počáteční investice (EUR/MW)

5.1.6 Náklady na vyřazení z provozu

Náklady na vyřazení z provozu zahrnují náklady na postupnou likvidaci zařízení a náklady na rekultivaci. Pro uhelné a paroplynové elektrárny se obvykle předpokládá, že zůstatková hodnota zařízení a materiálu pokryjí náklady na demontáž a rekultivaci, což má za následek prakticky nulové náklady na vyřazení. V tomto výpočtu je ale použita pesimistická varianta, kdy se počítá s tím, že nějaké náklady vzniknou. U jaderných elektráren je situace odlišná z důvodu náročnější demontáže celého zařízení. Zvolené hodnoty jsou určeny jako procento z investičních nákladů: (22)

Jaderná elektrárna	15 % _{inv}
Uhelná elektrárna	5 % _{inv}
Paroplynová elektrárna	5 % _{inv}

K rozložení nákladů na vyřazení z provozu do nákladů během celé doby provozu je použito diskontování z kapitoly 5.1.2 dle vzorce (4).

$$N_{\text{vyřazení}}_{1 \text{ rok}} = a \cdot N_{\text{vyřazení}} \quad (4)$$

$N_{\text{vyřazení}}_{1 \text{ rok}}$	náklady na vyřazení z provozu za jeden rok (EUR/MW)
$N_{\text{vyřazení}}$	celkové náklady na vyřazení z provozu (EUR/MW)

5.1.7 Náklady na provoz a údržbu

Náklady na provoz a údržbu zahrnují náklady spojené s provozem, údržbou a správou elektrárny. Jsou to převážně náklady, které se nemění s množstvím vyrobené energie, ovšem zde pro zjednodušení obsahují i náklady, které částečně na výrobě závisí jako například koloběh vody (u jaderných elektráren i jiného moderátoru), vzduchu a kouřových plynů. Pro výpočet jsou hodnoty určeny jako procento z investice: (22)

Jaderná elektrárna	2,5 % _{inv}
Uhelná elektrárna	2,2 % _{inv}
Paroplynová elektrárna	1,5 % _{inv}

5.1.8 Náklady na palivo

Náklady na palivo zahrnují náklady na nákup, dopravu, uskladnění a zpracování paliva. U paliva pro jaderné elektrárny obsahují náklady na transport, skladování, zpracování a likvidaci vyhořelého paliva. Průměrné náklady na palivo jednotlivých typů elektráren: (22)

Jaderná elektrárna	6,5 EUR/MWh
Uhelná elektrárna – hnědé uhlí	9 EUR/MWh
Uhelná elektrárna – černé uhlí	15 EUR/MWh
Paroplynová elektrárna	35 EUR/MWh

5.2 Výpočet celkových nákladů na výrobu

Výpočet je rozložen na fixní (5) a variabilní (6) náklady.

$$FN = a(IN_{1rok} + Nvyřazení_{1rok}) + Nprovoz \quad (5)$$

$$VN = Npalivo + Nemise \quad (6)$$

FN	fixní náklady (EUR/MW)
Nprovoz	náklady na provoz a údržbu (EUR/MW)
VN	variabilní náklady (EUR/MWh)
Npalivo	náklady na palivo (EUR/MWh)
Nemise	náklady na emisní povolenky (EUR/MWh)

Celkové náklady jsou poté dány součtem fixních nákladů vydělených roční dobou využití maxima a variabilních nákladů (7).

$$CN = \frac{FN}{h} + VN \quad (7)$$

CN	celkové náklady (EUR/MWh)
h	roční doba využití maxima (h/rok)

5.2.1 Celkové náklady modelových elektráren

Kompletní výpočet celkových nákladů modelových elektráren je uveden v příloze (Příloha 1, Příloha 2, Příloha 3). V Tab. 4 je stručný přehled.

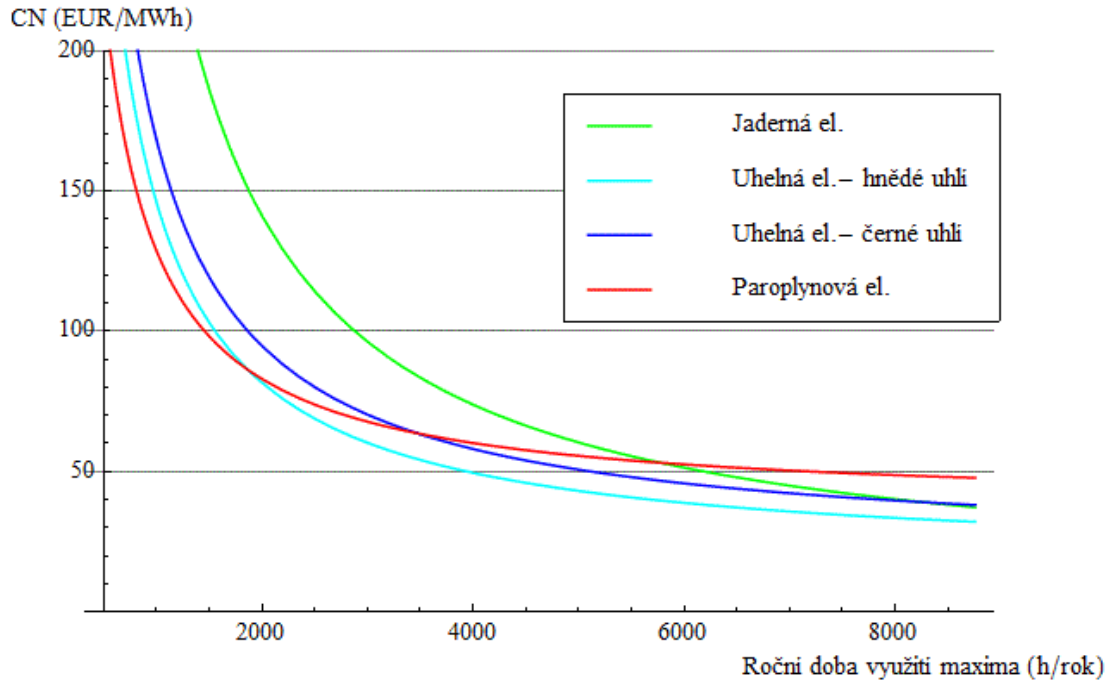
Tab. 4 - Celkové náklady modelových elektráren

Zatížení	Typ elektrárny	Průměrná roční doba využití maxima	Variabilní náklady	Fixní náklady	Celkové náklady
		h/rok	EUR/MWh	EUR/MW	EUR/MWh
Základní	Jaderná el.	7446	6,5	269 240	42,66
Střední	Uhelná el. - hnědé uhlí	4818	17,40	128 498	44,07
	Uhelná el. - černé uhlí	4818	21,30	146 855	51,78
Špičkové	Paroplynová el.	3504	37,31	91 281	63,36

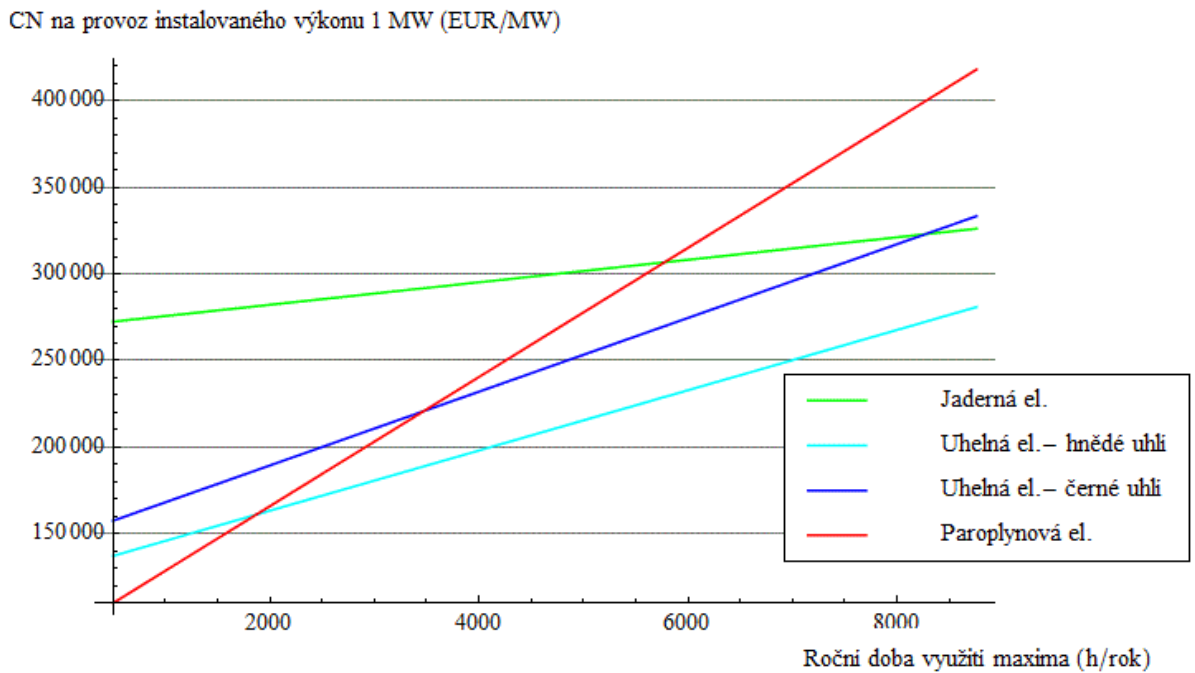
5.2.2 Citlivostní analýza celkových nákladů

Protože jsou výpočty založeny na průměrných hodnotách, je vhodné zde uvést, jak se budou lišit celkové náklady při změně jednotlivých parametrů výpočtu. Citlivostní analýza je provedena pro změnu roční doby využití maxima (Obr. 10, Obr. 11), změnu diskontu (Obr. 12), změnu ceny emisních povolenek (Obr. 13) a relativní změnu ceny paliva (Obr. 14).

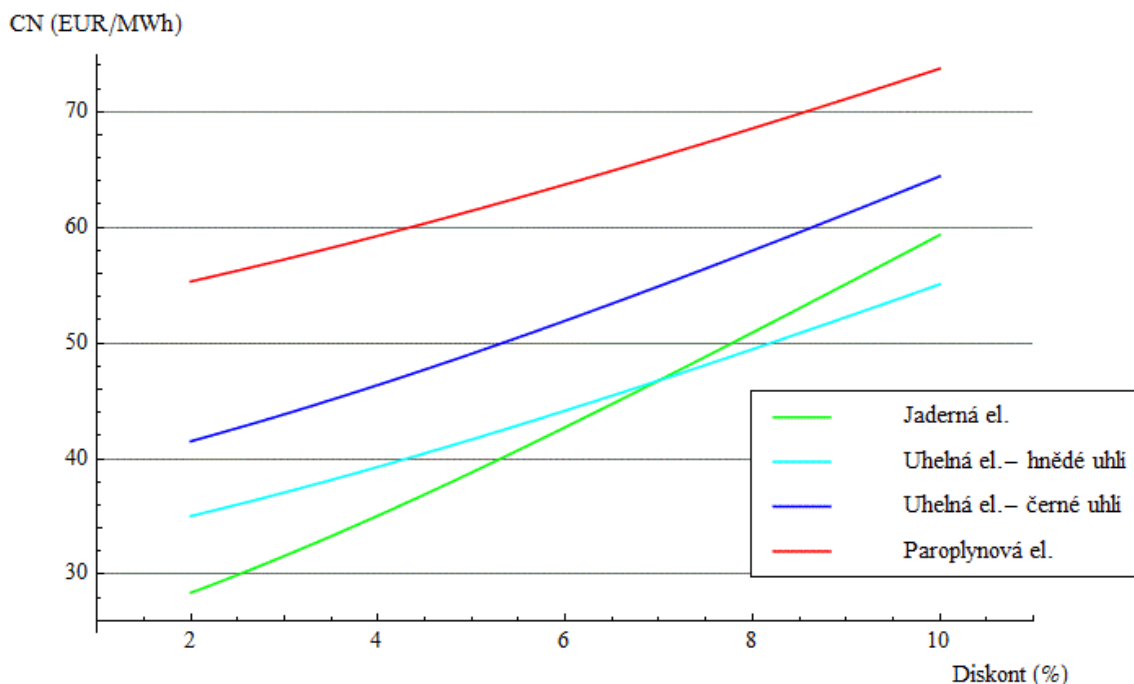
První analýza je zaměřena na změnu roční doby využití maxima z grafů (Obr. 10, Obr. 11) je vidět že při nízké době využití (do 2000 h/rok) mají nejnižší celkové náklady paroplynové elektrárny a to jak na výrobu 1 MWh, tak na provozování instalovaného výkonu 1 MW. Uhelné elektrárny je vhodné provozovat v rozmezí 3000 až 7500 h/rok s ohledem na technické možnosti. Jaderné elektrárny je nejvhodnější provozovat s ročním využitím minimálně 7500 h/rok, kdy se fixní náklady (nejvyšší ze všech čtyř typů elektráren) rozdělí do dostatečného množství vyrobené energie a tím klesnou dostatečně celkové náklady na 1MWh.



Obr. 10 - Závislost celkových nákladů na roční době využití maxima elektrárny



Obr. 11 - Závislost celkových nákladů na provoz 1 MW instalovaného výkonu na roční době využití maxima elektrárny

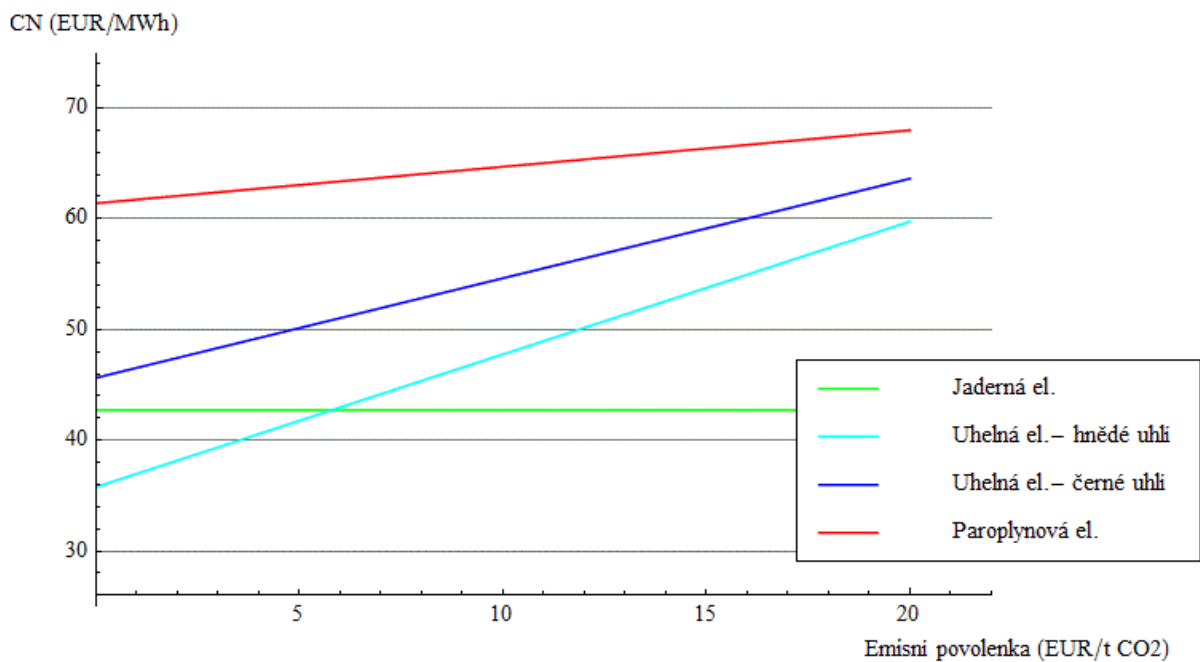


Obr. 12 - Závislost celkových nákladů na zvoleném diskontu

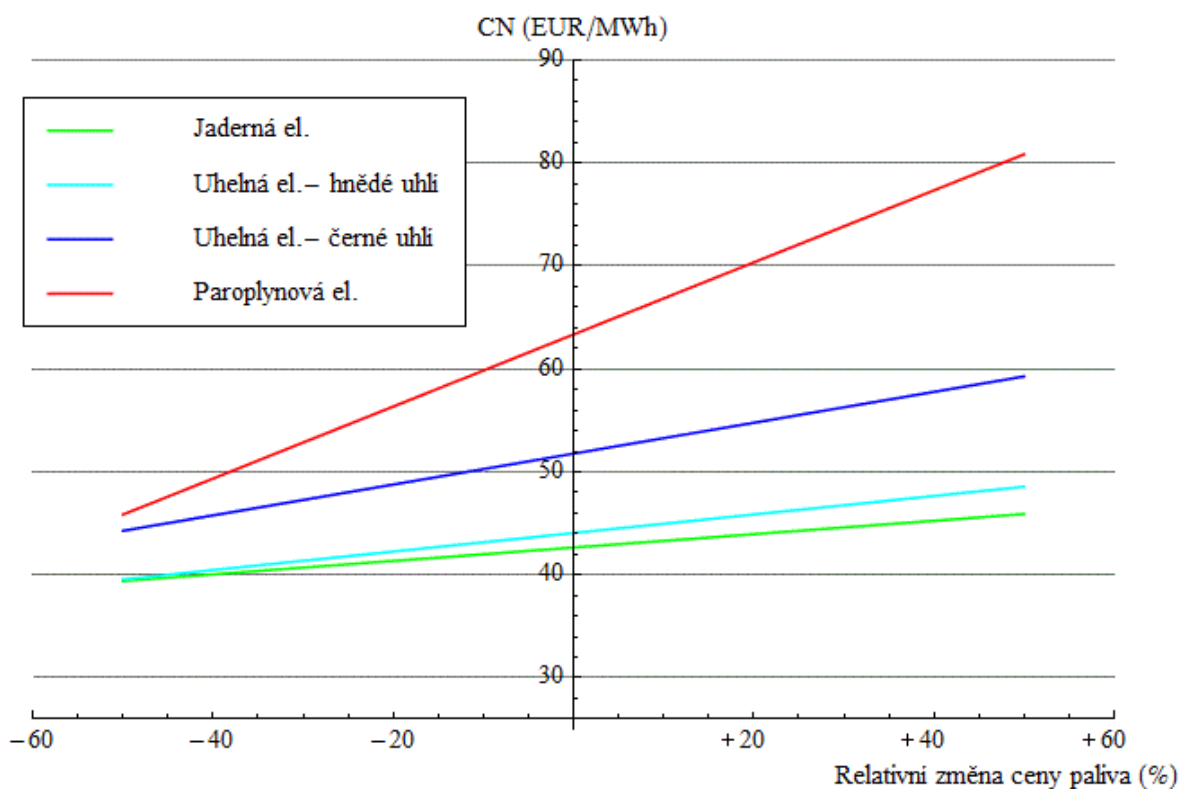
Z Obr. 12 je vidět, že změna diskontu bude mít největší vliv na celkové náklady jaderné elektrárny, která má největší počáteční investice (2 800 000 EUR/MW) a největší náklady na vyřazení z provozu (15 %_{inv}), jenž se rozpočítávají na celou předpokládanou dobu provozu. Zatímco celkové náklady paroplynové elektrárny (nejnižší počáteční investice – 1 000 000 EUR/MW) se budou s diskontem měnit nejméně.

Změna ceny emisních povolenek (Obr. 13), která se v současné době jeví jako nejrealističtější, bude mít největší vliv na uhelné elektrárny s největší produkcí CO₂ (hnědé uhlí 1,2 t/MWh; černé uhlí 0,9 t/MWh). Jaderných elektráren se tato změna nedotkne a paroplynových jen nepatrně (0,33 t/MWh).

Výkyvy ve změně ceny paliva se nejvíce projeví na celkových nákladech paroplynové elektrárny (Obr. 14), jejíž celkové náklady jsou z největší části tvořeny náklady na palivo. Zatímco poměrná cena paliva jaderné elektrárny je nejnižší a nejstabilnější z uvedených.



Obr. 13 – Závislost celkových nákladů na ceně emisních povolenek



Obr. 14 – Závislost celkových nákladů na relativní změně ceny palíva

5.3 Stanovení kapacitních plateb

5.3.1 Obecný výpočet plateb

Pro výpočet je použit předpoklad třech druhů elektráren (z – základní, s – střední, š špičkové) s rozdílnými náklady na výrobu a roční dobou využití maxima. Příjmy P (EUR/MW) těchto třech druhů elektráren jsou dány následně: (18)

Elektrárny na základní zatížení (jaderná elektrárna):

$$P_z = TC_z \cdot h_z \quad (8)$$

Elektrárny na střední zatížení (uhelná elektrárna):

$$P_s = TC_s \cdot h_s \quad (9)$$

Elektrárny na špičkové zatížení (paroplynová elektrárna):

$$P_{\xi} = TC_{\xi} \cdot h_{\xi} \quad (10)$$

$P_{z-s-\xi}$ příjmy elektráren na základní-střední-špičkové zatížení (EUR/MW)

$TC_{z-s-\xi}$ tržní cena baseload-mediumload-peakload (EUR/MWh)

$h_{z-s-\xi}$ roční dobou využití maxima základní-střední-špičkové elektrárny (h)

Zisk/Ztráta Z (EUR/MW) elektráren je dán následně:

Elektrárny na základní zatížení (jaderná elektrárna):

$$Z_z = P_z - VN_z \cdot h_z - FN_z \quad (11)$$

Elektrárny na střední zatížení (uhelná elektrárna):

$$Z_s = P_s - VN_s \cdot h_s - FN_s \quad (12)$$

Elektrárny na špičkové zatížení (paroplynová elektrárna):

$$Z_{\xi} = P_{\xi} - VN_{\xi} \cdot h_{\xi} - FN_{\xi} \quad (13)$$

$Z_{z-s-\xi}$ zisk/ztráta elektráren na základní-střední-špičkové zatížení (EUR/MW)

$VN_{z-s-\xi}$ variabilní náklady elektráren na základní-střední-špičkové zatížení (EUR/MWh)

$FN_{z-s-\xi}$ fixní náklady elektráren na základní-střední-špičkové zatížení (EUR/MW)

Fixní kapacitní platby

Základním předpokladem fixních kapacitních plateb *FKP* (EUR/MW) je pokrytí ztráty špičkových elektráren. Tyto platby jsou ale ve stejné výši vypláceny i ostatním druhům elektráren bez ohledu na to, zda jsou ve ztrátě. Fixní kapacitní platby jsou vypočítány pro nulový zisk špičkových elektráren ($Z_s = 0$): (18)

$$0 = P_s - VN_s \cdot h_s - FN_s + \mathbf{FKP} \quad (14)$$

$$\mathbf{FKP} = FN_s - (TC_s - VN_s) \cdot h_s \quad (15)$$

FKP roční fixní kapacitní platba (EUR/MW)

Zisk elektráren poté bude vypadat následovně:

Elektrárny na základní zatížení (jaderná elektrárna):

$$Z_z = P_z - VN_z \cdot h_z - FN_z + \mathbf{FKP} \quad (16)$$

Elektrárny na střední zatížení (uhelná elektrárna):

$$Z_s = P_s - VN_s \cdot h_s - FN_s + \mathbf{FKP} \quad (17)$$

Elektrárny na špičkové zatížení (paroplynová elektrárna):

$$Z_s = P_s - VN_s \cdot h_s - FN_s + \mathbf{FKP} \quad (18)$$

Dynamické kapacitní platby

Na rozdíl od fixních plateb dynamické platby jsou počítány tak, aby elektrárna nebyla ve ztrátě. Druhy elektráren se poté liší výší přijímaných plateb: (18)

Elektrárny na základní zatížení (jaderná elektrárna):

$$\text{Pokud } Z_z < 0 \quad \mathbf{DKP}_z = FN_z - (TC_z - VN_z) \cdot h_z \quad (19)$$

Elektrárny na střední zatížení (uhelná elektrárna):

$$\text{Pokud } Z_s < 0 \quad \mathbf{DKP}_s = FN_s - (TC_s - VN_s) \cdot h_s \quad (20)$$

Elektrárny na špičkové zatížení (paroplynová elektrárna):

$$\text{Pokud } Z_s < 0 \quad \mathbf{DKP}_s = FN_s - (TC_s - VN_s) \cdot h_s \quad (21)$$

DKP_{z-s-s} dynamická kapacitní platba pro základní-střední-špičkové el. (EUR/MW)

Zisk elektráren poté bude vypadat následovně:

Elektrárny na základní zatížení (jaderná elektrárna):

$$Z_z = P_z - VN_z \cdot h_z - FN_z + DKP_z \quad (22)$$

Elektrárny na střední zatížení (uhelná elektrárna):

$$Z_s = P_s - VN_s \cdot h_s - FN_s + DKP_s \quad (23)$$

Elektrárny na špičkové zatížení (paroplynová elektrárna):

$$Z_{\xi} = P_{\xi} - VN_{\xi} \cdot h_{\xi} - FN_{\xi} + DKP_{\xi} \quad (24)$$

Z tohoto výpočtu vyplývá, že výše kapacitních plateb bude záviset na tržní síle účastníků, na stavu trhu a na regulátorovi. Regulátor nemusí být ochoten kapacitními platbami dorovnávat celou ztrátu elektráren, ale jen část a část zodpovědnosti nechá na provozovateli. Proto může stanovit maximální hodnotu platby.

5.3.2 Výpočet kapacitních plateb pro modelové elektrárny

Pro správné určení kapacitních plateb je nejen nutné znát fixní a variabilní náklady elektráren ale i tržní cenu, za kterou elektrárny svou energii prodávají. Při výpočtu fixních kapacitních plateb se používá dlouhodobý průměr cen, protože se vypočítávají na určitou dobu (nejčastěji rok) dopředu. U dynamických kapacitních plateb se porovnává aktuální cena s aktuálními náklady pro určité období. Pro zjednodušení je ale i u dynamických plateb použit dlouhodobý průměr. K tomuto modelovému výpočtu jsou použity 200-denní průměry cen z německé burzy EPEX SPOT – Tab. 5. (25)

Tab. 5 - Průměrná tržní cena na německé burze EPEX SPOT (25)

		Před krizí	Po krizi		
		2006	2011	2013	2014/2015
Průměrná tržní cena EUR/MWh	Základní (baseload)	60	53	49	32
	Střední (mediumload)	68	58	53	36
	Špičková (peakload)	72	60	55	38

Tab. 6 - Roční bilance zisku a ztráty elektráren pro ceny v roce 2014/2015 (Příloha 4)

Zatížení	Typ elektrárny	Průměrná roční doba využití maxima	Variabilní náklady	Fixní náklady	Celkové náklady	Průměrná tržní cena*	Příjmy	Zisk/Ztráta	
		h/rok	EUR/MWh	EUR/MW	EUR/MWh	EUR/MWh		EUR/MW	EUR/MWh
Základní	Jaderná el.	7446	6,5	269 240	42,66	32	238 272	-79 367	-10,66
Střední	Uhelná el. - hnědé uhlí	4818	17,40	128 498	44,07	36	173 448	-38 884	-8,07
	Uhelná el. - černé uhlí	4818	21,30	146 855	51,78	36	173 448	-76 031	-15,78
Špičkové	Paroplynová el.	3504	37,31	91 281	63,36	39	136 656	-85 360	-24,36

Tab. 7 - Kapacitní platby pro rok 2014/2015 (Příloha 4)

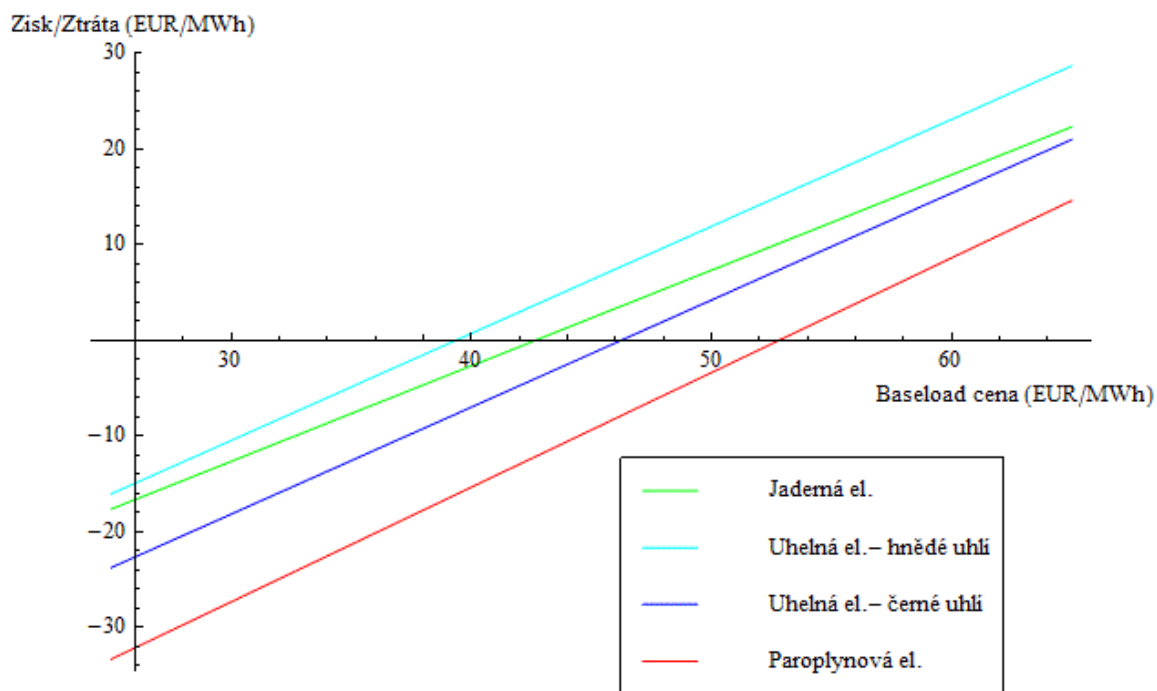
Zatížení	Typ elektrárny	Fixní kapacitní platby						Dynamické kapacitní platby			
		Zisk/Ztráta		Kapacitní platby		Zisk/Ztráta s KP		Kapacitní platby		Zisk/Ztráta s KP	
		EUR/MW	EUR/MWh	EUR/MW	EUR/MWh	EUR/MW	EUR/MWh	EUR/MW	EUR/MWh	EUR/MW	EUR/MWh
Základní	Jaderná el.	-79 367	-10,66	85 360	11,46	5 993	0,80	79 367	10,66	0	0
Střední	Uhelná el. - hnědé uhlí	-38 884	-8,07	85 360	17,72	46 476	9,65	38 884	8,07	0	0
	Uhelná el. - černé uhlí	-76 031	-15,78	85 360	17,72	9 329	1,94	76 031	15,78	0	0
Špičkové	Paroplynová el.	-85 360	-24,36	85 360	24,36	0	0	85 360	24,36	0	0

Výpočty zisku a ztráty (Tab. 6, Obr. 15, Obr. 16) ukazují, že při současných cenách elektrické energie na burzách jsou ztrátové všechny typy elektráren. Nejlépe jsou na tom hnědouhelné elektrárny se ztrátou 8 EUR/MWh díky nízkým cenám uhlí a emisních povolenek. Naopak paroplynové elektrárny v nejkrajnějším případě pokryjí pouze své variabilní náklady a jsou ve ztrátě rovnající se fixním nákladům (24 EUR/MWh). Z grafu (Obr. 15) je vidět, že baseload cena energie musí stoupnout nad 53 EUR/MWh, aby se ze ztráty dostaly i špičkové elektrárny.

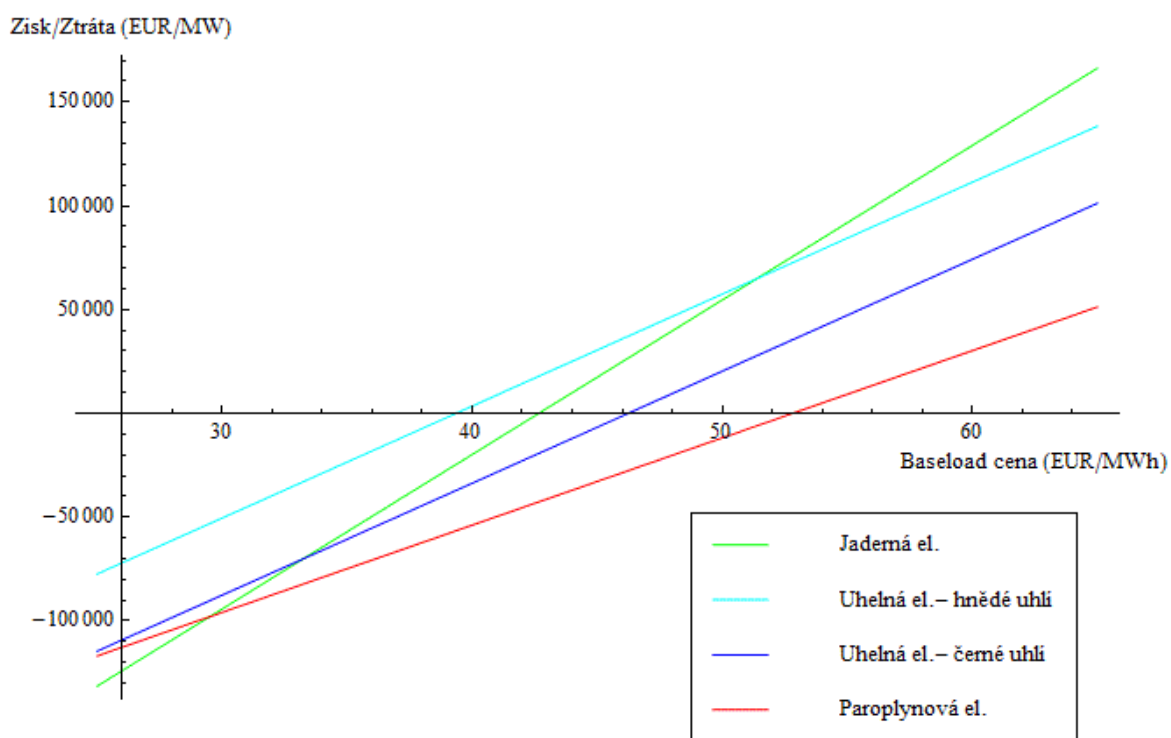
Při zavedení **fixních kapacitních plateb** ve výši ztráty špičkových elektráren 85 360 EUR/MW (Tab. 7) se odstraní problém ztrátových špičkových elektráren a zároveň zlepší bilanci ostatních typů elektráren, které při připočítání kapacitních plateb dostanou do zisku až 9,65 EUR/MWh (hnědouhelné elektrárny) na rozdíl od jaderné se ziskem 0,8 EUR/MWh a černouhelné se ziskem 1,94 EUR/MWh. Na Obr. 17 je vidět, jak platby zmírní pokles zisku a u špičkových elektráren úplně dorovnájí ztrátovost.

Výhodou fixních kapacitních plateb je, že nezvýhodňuje žádný typ elektráren na trhu. Na druhou stranu pokud je špatné portfolio zdrojů, fixní kapacitní platby nezvýší výrazně investice do potřebných typů elektráren. Na tomto příkladu je vidět, že nejvýdělečnější budou hnědouhelné elektrárny, které by se měli naopak podporovat nejméně z důvodu nízké účinnosti a vysokým emisím.

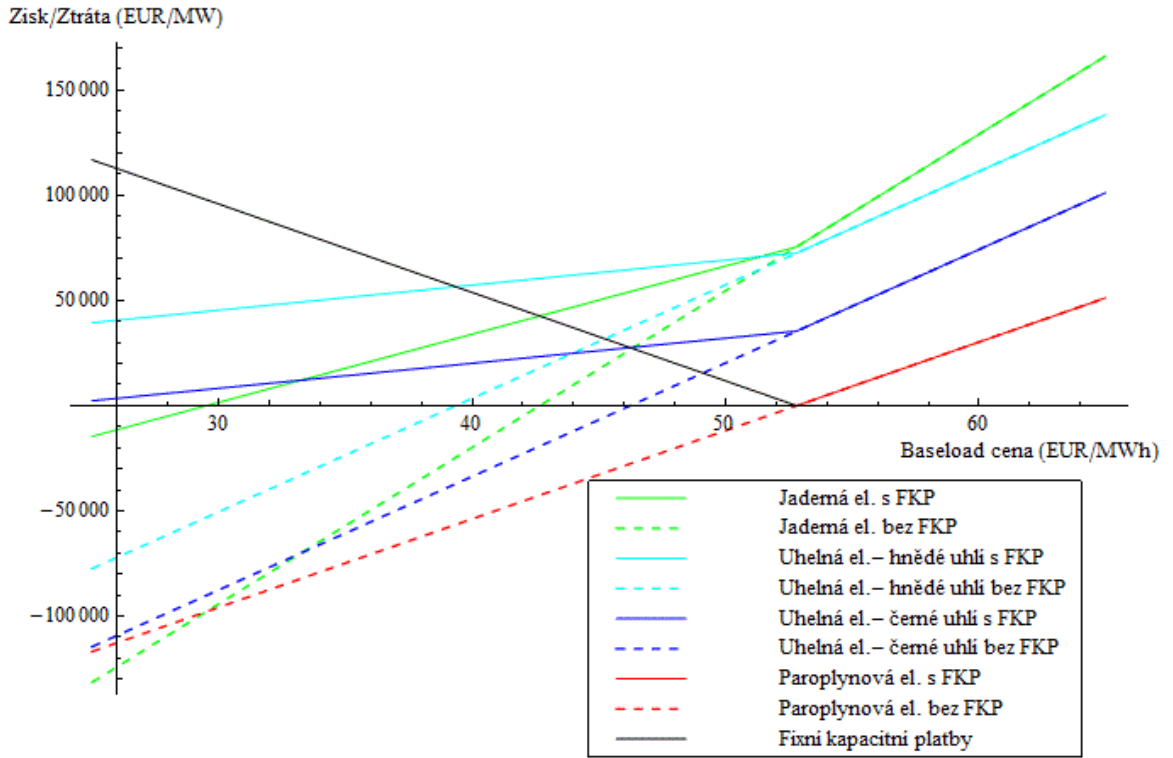
Při zavedení stropu kapacitních plateb (Obr. 18, maximální výše plateb je nastavena na 50 000 EUR/MW) je situace rozdílná, protože kapacitní platby pokryjí ztráty jen do určité výše. Pokud cena energie na burze klesne pod hranici, kde už se kapacitní platby dále nemohou zvedat, dostanou se špičkové elektrárny opět do ztráty.



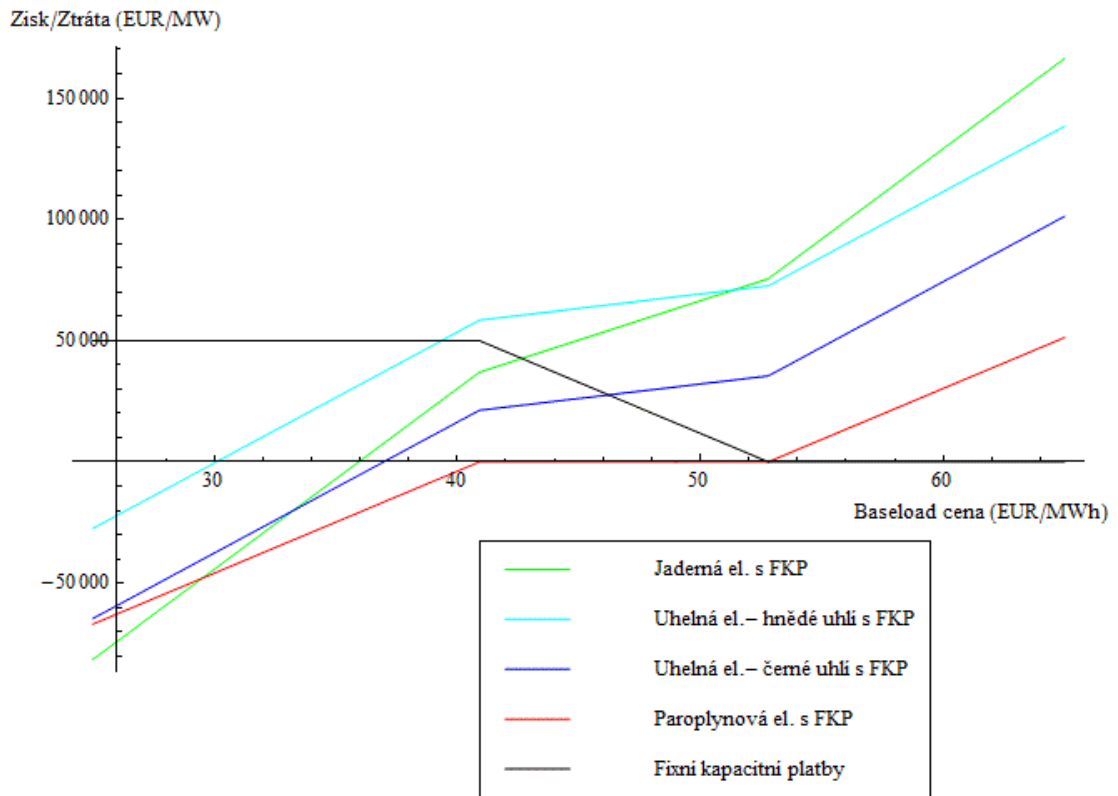
Obr. 15 - Zisk/Ztráta na 1 MWh vyrobené energie při změně ceny energie na burze



Obr. 16 - Zisk/Ztráta na 1 MW instalovaného výkonu při změně ceny energie na burze



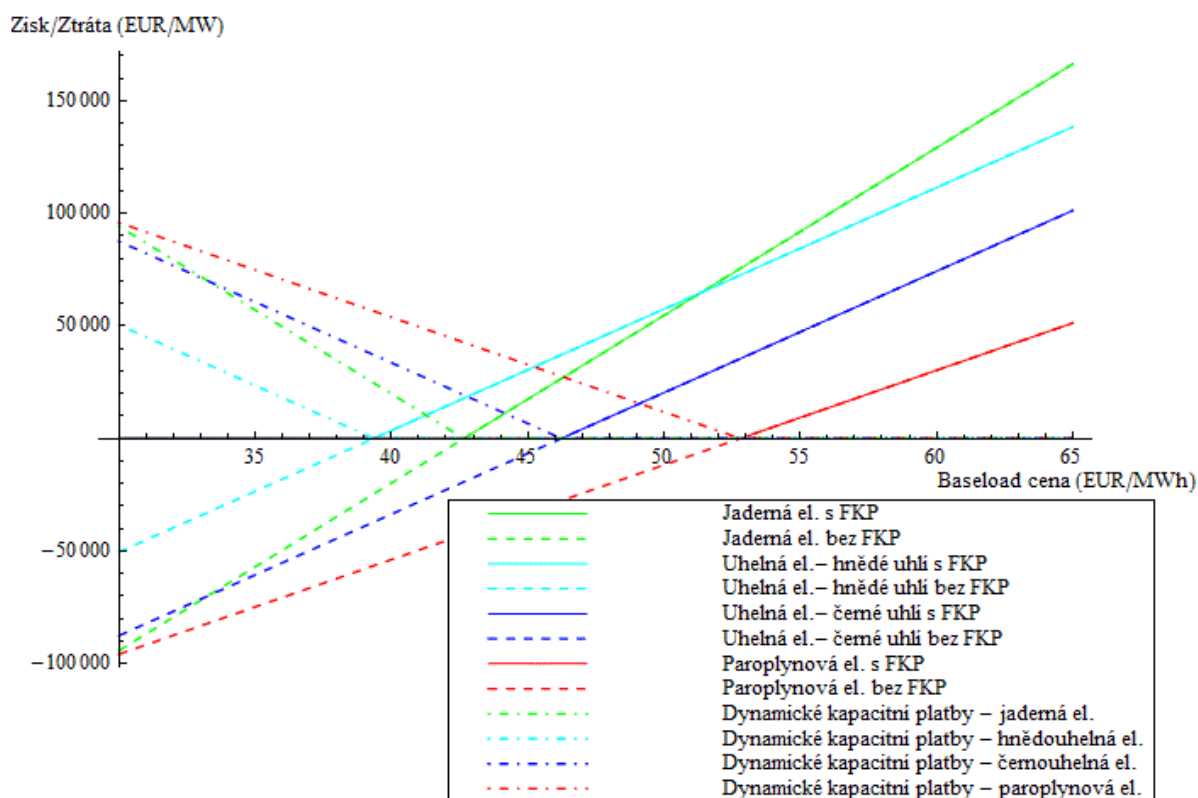
Obr. 17 - Vliv fixních kapacitních plateb na zisk/ztrátu elektráren



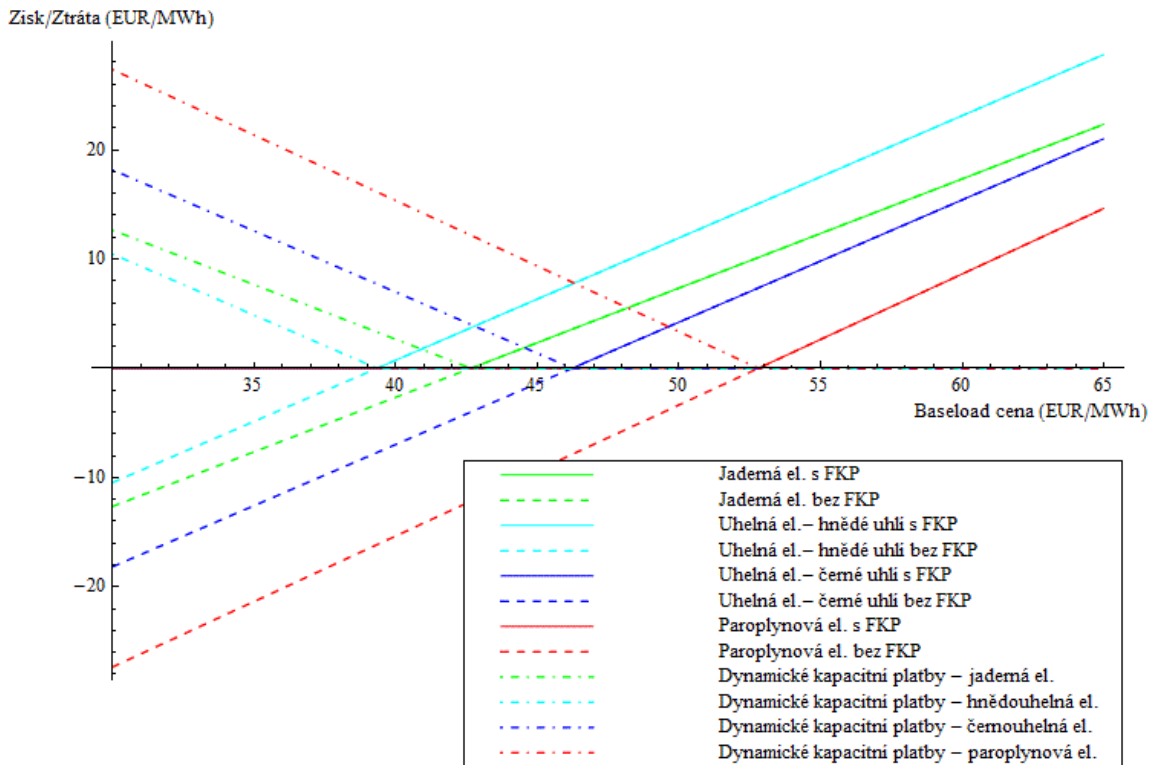
Obr. 18 - Vliv fixních kapacitních plateb se stropem 50 000 EUR/MW na zisk/ztrátu elektráren

Na rozdíl od fixních plateb, kde je výše určena dle špičkových elektráren, jsou **dynamické kapacitní platby** určeny pro každou elektrárnu zvlášť (Tab. 7). Na Obr. 19 jsou modelově znázorněny dynamické platby pro jednotlivé typy elektráren a na Obr. 20 jsou tyto platby rozpočítány na vyrobenou 1 MWh. V tomto případě platby přesně odpovídají ztrátám. Při zavedení stropu (Obr. 21, maximální výše plateb je nastavena na 50 000 EUR/MW) je situace podobná jako u fixních plateb, kde platby dokážou vyrovnat jen určitý pokles ceny na burze.

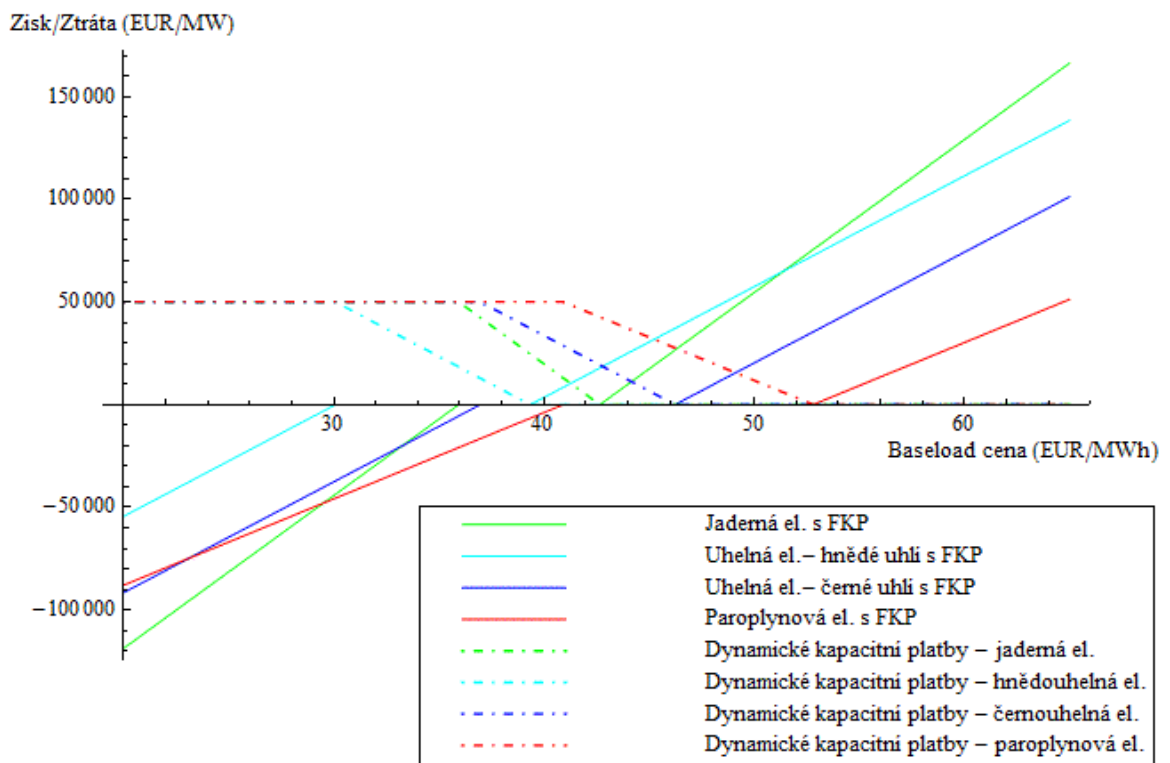
Nevýhodou dynamických plateb je rozdílná výše plateb pro každou elektrárnu, a tím zvýhodňování určitých elektráren. To se ale ve výsledku může použít ke stabilizaci trhu s energií a dosažení optimálního portfolia elektráren a adekvátnosti instalovaného výkonu. Z dlouhodobého pohledu se jeví dynamické platby jako vhodnější.



Obr. 19 - Vliv dynamických kapacitních plateb na zisk/ztrátu elektráren



Obr. 20 - Vliv dynamických kapacitních plateb na zisk/ztrátu elektráren na 1 MWh



Obr. 21 - Vliv dynamických kapacitních plateb se stropem 50 000 EUR/MW na zisk/ztrátu elektráren

Závěr

Cílem této práce je zhodnotit situaci na evropském trhu s elektrickou energií, popsat dostupné kapacitní mechanismy a provést modelový propočet kapacitních plateb pro výrobce elektrické energie.

Pro přiblížení problematiky kapacitních mechanismů je v první části práce popsána současná situace trhu. Největším problémem se jeví rychlý pokles ceny silové elektrické energie na německé burze, která se v současné době pohybuje těsně nad hranicí 30 EUR/MWh (baseload cena). V porovnání s rokem 2011, kdy byla na hranici 53 EUR/MWh, je to značný rozdíl. Za tímto poklesem stojí převážně rozvoj výroby z obnovitelných zdrojů, největší podíl mají větrné a sluneční elektrárny, a jejich dotace ze stran vlád a podpora Evropské unie. Obecně se větrné a sluneční elektrárny vyznačují nestabilní výrobou a prakticky nulovými variabilními náklady, což jim s přednostním právem prodeje energie umožňuje prodávat za nejnižší ceny na trhu.

Dopad poklesu ceny je hlavně na elektrárny na jaderné a fosilní paliva (uhelné a paroplynové elektrárny), jejichž majitelé přistupují k omezení výroby uzavíráním nebo konzervováním elektráren a tím zmírnění ztrát. To ve svém důsledku může vést k nedostatku výkonu v soustavě a neočekávaným výpadkům ve špičkovém zatížení. Současná cena nemá negativní vliv jen na dnešní investory ale i ty budoucí, kteří při vysoké nejistotě zisku nebudou ochotni investovat do nových zdrojů.

Řešením může být jedna z popisovaných variant kapacitních mechanismů představených v druhé části práce. Kapacitní mechanismy jsou založeny na obchodu s instalovaným výkonem elektráren. Elektrárny mají poté příjmy nejenom z prodané elektrické energie ale i za dostupnost na trhu. Tímto způsobem lze nasmlouvat adekvátní velikost instalovaného výkonu v soustavě na bezpečné pokrytí špičkového zatížení.

První kapacitním mechanismem založeným na ceně energie jsou kapacitní platby. Platby jsou určovány regulátorem na základě aktuální ceny energie a jsou vypláceny přímo všem elektrárnám nebo jen vybraným. To umožňuje krátkodobou stabilizaci trhu, z dlouhodobého hlediska se ukazují kapacitní platby jako nevhodné. Pro dlouhodobější stabilizaci jsou vhodnější kapacitní trhy, které plošně zavádějí obchod s instalovaným výkonem elektráren na organizovaných aukcích. Cena

instalovaného výkonu není tedy určena regulátorem, ale odvíjí se od situace na trhu. Třetím typem mechanismů jsou strategické rezervy fungující na principu výběru rezervních zdrojů sloužících k pokrytí největšího špičkového zatížení. Elektrárnám umístěným do rezerv jsou vypláceny platby a jsou udržovány jako záložní.

Poslední část práce je zaměřena na výpočet celkových nákladů elektráren na jaderné a fosilní paliva, z nichž jsou poté určeny kapacitní platby pro elektrárny. V tomto modelovém výpočtu jsou elektrárny rozděleny dle zatížení na základní (jaderná elektrárna), střední (hnědouhelná a černouhelná elektrárna) a špičkové (paroplynová elektrárna). Nejnížší celkové náklady při definovaném ročním využití maxima mají jaderné elektrárny (42,6 EUR/MWh) a hnědouhelné elektrárny (44 EUR/MWh), černouhelné elektrárny kvůli vyšším nákladům na palivo se pohybují kolem 51,8 EUR/MWh. Paroplynové elektrárny s nejvyššími náklady na palivo mají i nejvyšší celkové náklady (63,3 EUR/MWh). Pro doplnění výpočtů je provedena citlivostní analýza celkových nákladů na změnu roční doby využití maxima, diskontu, cenu paliva a cenu emisních povolenek.

Výpočet kapacitních plateb je rozdělen na fixní a dynamické platby. Fixní platby jsou určeny dle ztráty špičkové elektrárny (paroplynové el.) a jsou vypláceny všem elektrárnám ve stejné výši. Při současných cenách na burze (32 EUR/MWh) by platby musely být 85 360 EUR/MW (24,3 EUR/MWh u paroplynové elektrárny). U dynamických plateb je výpočet mírně odlišný. Odvíjí se od ztráty v jednotlivých typech elektráren tak aby ztráta byla u všech nulová. Pro jaderné by to bylo 79 367 EUR/MW (10,6 EUR/MWh), hnědouhelné by dostávaly 38 884 EUR/MW (8 EUR/MWh) a černouhelné 76 031 EUR/MW (15,8 EUR/MWh).

Tyto výpočty jsou za předpokladu, že je regulátor ochotný dorovnat celou ztrátu elektráren. Proto je i graficky znázorněna situace se zavedením stropu pro kapacitní platby a pro různou cenu elektrické energie na burze.

Dlouhodobý vliv kapacitních mechanismů na trh zatím není prověřený, ale krátkodobé výsledky ukazují na částečnou stabilizaci. Pokud v dohledné době cena silové elektrické energie na burze nestoupne alespoň k 53 EUR/MWh, bude se muset přistoupit k dlouhodobému a kompletnímu plánu zavedení některého z mechanismů či jiného způsobu narovnání trhu.

Seznam použité literatury

1. Elektřina - aktuální a historické ceny elektřiny, graf vývoje ceny elektřiny. *Kurzycz*. [Online] 2015. [Citace: 5. 4 2015.] <http://www.kurzycz.com/komodity/cena-elektriny-graf-vyvoje-ceny/>
2. Quarterly report on EEM. *European Council*. [Online] 2014. [Citace: 29. 4 2014.] https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly_report_on_european_electricity_markets_2014_q4.pdf
3. Fialová, Helena a Fiala, Jan. *Ekonomický výkladový slovník*. 2011. ISBN 978-80-903804-5-5.
4. Conclusions on 2030 Climate and Energy Policy Framework. *European Council*. [Online] 2014. [Citace: 5. 4 2015.] http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/en/ec/145356.pdf
5. Politika a výzvy v oblasti energetiky. *European Commission*. [Online] 2013. [Citace: 6. 4 2015.] http://ec.europa.eu/europe2020/pdf/energy2_cs.pdf
6. European Emission Allowances Auction. *EEX*. [Online] [Citace: 5. 4 2015.] <https://www.eex.com/en/market-data/emission-allowances/auction-market/european-emission-allowances-auction#!/2015/04/02>
7. Německo by rádo zkrotilo uhelný boom, ale neví jak. *HN*. [Online] 2014. [Citace: 6. 4 2015.] <http://archiv.ihned.cz/c1-63057730-nemecko-by-rado-zkrotilo-uhelny-boom-ale-nevi-jak>
8. Energy from renewable sources. *Eurostat*. [Online] 2014. [Citace: 4. 29 2015.] http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy_from_renewable_sources
9. Supply, transformation, consumption - electricity - annual datas. *Eurostat*. [Online] 2015. [Citace: 6. 4 2015.] <http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/>
10. Energie stagnuje – její výroba a spotřeba v ČR neroste ani neklesá. *E15*. [Online] 2014. [Citace: 14. 12 2014.] <http://zpravy.e15.cz/byznys/prumysl-a-energetika/energie-stagnuje-jeji-vyroba-ani-spotreba-v-cr-neroste-ani-neklesa-989300>
11. GUTMANN, K., J. Huscher, D. Urbaniak, A. White, CH. Schaible, M. Brick. How hte EUs coal-fired power plants are undermining its climate efforts. *WWF*. [Online] 2014. [Citace: 7. 12 2014.] http://awsassets.panda.org/downloads/dirty_30_report_finale.pdf
12. Kanta, J. SEK a současný stav elektroenergetiky z pohledu ČEZ. *ČEZ*. [Online] 2014. [Citace: 14. 12 2014.] <http://static.tot.upgates.com/6/652e268c31e45d-kanta-sek-a-soucasny-stav-elektroenergetiky-z-pohledu-cez.pdf>
13. RWE to close or idle power plants. *BBC*. [Online] 2014. [Citace: 14. 12 2014.] <http://www.bbc.com/news/business-23692530>
14. Nejúčinnější uhelná elektrárna v Německu kvůli cenám téměř nevyrábí. *IDNES*. [Online] 2014. [Citace: 14. 12 2014.] http://ekonomika.idnes.cz/elektrarna-rheinhafen-nevyrabi-d3a-/eko-zahranicni.aspx?c=A140903_114844_eko-zahranicni_neh

15. Europe Gas Carnage Shown by EON Closing 3-Year-Old Plant. *Bloomberg*. [Online] 2014. [Citace: 7. 12 2014.] <http://www.bloomberg.com/news/2013-03-12/europe-gas-carnage-shown-by-eon-closing-3-year-old-plant-energy.html>
16. The beginning of the end for centralised generation? *REneweconomy*. [Online] 2013. [Citace: 4. 29 2015.] <http://reneweconomy.com.au/2013/the-beginning-of-the-end-for-centralised-generation-84641>
17. Politika a výzvy v oblasti energetiky: Příspěvek Komise k zasedání Evropské rady dne 22. května 2013. *Evropská komise*. [Online] 2013. [Citace: 29. 4 2015.] http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/consultations/doc/20130207_generation_adequacy_study.pdf
18. Tennbakk, B., J.-B. LAFFITE, P. CAPROS, C. Delkis, N. Tasios, M. Zabara, C. H. Noreng, A. B. Skånlund, and Å. Jenssen. Capacity mechanisms in individual markets within the IEM. *Evropská komise*. [Online] 2013. [Citace: 7. 12 2014.] https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20130207_generation_adequacy_study.pdf
19. Keay-Bright, S. Capacity mechanisms for power system reliability. *RAP*. [Online] 2013. [Citace: 4. 12 2014.] www.raponline.org/document/download/id/6805
20. Nordic Market report 2013. *Nordic energy regulators*. [Online] 2013. [Citace: 29. 4 2015.] http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2013/02/Nordic_Market-report_2013.pdf
21. Morris, C. Did Germany reject or just postpone capacity payments? *Energy Transition*. [Online] 2015. [Citace: 7. 5 2015.] <http://energytransition.de/2015/01/did-germany-reject-or-just-postpone-capacity-payments/>
22. Projected costs of generating electricity. *International Energy Agency*. [Online] 2010. [Citace: 6. 5 2015.] https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/projected_costs.pdf
23. Data: Current. *Damodaran*. [Online] 2015. [Citace: 5. 5 2015.] <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>
24. Chapter 5 - Electricity. *GOV.UK*. [Online] 2014. [Citace: 7. 5 2015.] https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/337649/chapter_5.pdf
25. Market Data, Day-Ahead Auction. *EPEX SPOT*. [Online] 2015. [Citace: 3. 5 2015.] <https://www.epexspot.com/en/market-data/dayaheadauction/chart/auction-chart/2015-05-03/DE/1d/200d>

Seznam obrázků

Obr. 1 – Baseload cena silové elektrické energie na energetické burze PXE.....	10
Obr. 2 - Rozdělení produkce energie z obnovitelných zdrojů dle typu elektrárny	12
Obr. 3 - Spotřeba elektrické energie v EU	13
Obr. 4 - Pokrytí variabilních nákladů jednotlivých typů elektráren bez obnovitelných zdrojů energie	15
Obr. 5 - Pokrytí variabilních nákladů jednotlivých typů elektráren s obnovitelnými zdroji energie	15
Obr. 6 - Křivka závislosti ceny na faktoru zatížení při dlouhodobé rovnováze	18
Obr. 7 - Rozdíl mezi hodnotou energie a instalovaného výkonu v současném a budoucím trhu .	21
Obr. 8 - Členění kapacitních mechanismů	22
Obr. 9 - Současné a plánované kapacitní mechanismy v Evropě.....	28
Obr. 10 - Závislost celkových nákladů na roční době využití maxima elektrárny	38
Obr. 11 - Závislost celkových nákladů na provoz 1 MW instalovaného výkonu na roční době využití maxima elektrárny.....	38
Obr. 12 - Závislost celkových nákladů na zvoleném diskontu.....	39
Obr. 13 – Závislost celkových nákladů na ceně emisních povolenek.....	40
Obr. 14 – Závislost celkových nákladů na relativní změně ceny paliva.....	40
Obr. 15 - Zisk/Ztráta na 1 MWh vyrobené energie při změně ceny energie na burze	46
Obr. 16 - Zisk/Ztráta na 1 MW instalovaného výkonu při změně ceny energie na burze	46
Obr. 17 - Vliv fixních kapacitních plateb na zisk/ztrátu elektráren	47
Obr. 18 - Vliv fixních kapacitních plateb se stropem 50 000 EUR/MW na zisk/ztrátu elektráren	47
Obr. 19 - Vliv dynamických kapacitních plateb na zisk/ztrátu elektráren	48
Obr. 20 - Vliv dynamických kapacitních plateb na zisk/ztrátu elektráren na 1 MWh.....	49
Obr. 21 - Vliv dynamických kapacitních plateb se stropem 50 000 EUR/MW na zisk/ztrátu elektráren.....	49

Seznam tabulek

Tab. 1 - Investiční požadavky na záložní zdroje	17
Tab. 2 - Porovnání kapacitních mechanismů	23
Tab. 3 - Přehled kapacitních mechanismů v EU	28
Tab. 4 - Celkové náklady modelových elektráren	37
Tab. 5 - Průměrná tržní cena na německé burze EPEX SPOT	43
Tab. 6 - Roční bilance zisku a ztráty elektráren pro ceny v roce 2014/2015	44
Tab. 7 - Kapacitní platby pro rok 2014/2015	44

Seznam příloh

Příloha 1 - Výpočet celkových nákladů jaderné elektrárny

Příloha 2 - Výpočet celkových nákladů uhelné elektrárny

Příloha 3 - Výpočet celkových nákladů paroplynové elektrárny

Příloha 4 – CD s výpočty v programu EXCEL a Mathematica a elektronickou verzí práce ve formátu .pdf

Jaderná elektrárna

Parametry pro výpočet

Předpokládaná doba provozu	60	let
Diskont	6	%
Poměrná anuita za dobu životnosti	0,062	-
Cena povolenek CO2	7	EUR/t CO2
Produkce CO2	0	t/MWh
Koeficient ročního využití	85	%
Průměrná roční doba využití maxima	7446	h/rok

Náklady na výrobu el. energie při průměrném provozu

Počáteční investice	Náklady na vyřazení z provozu		Náklady na provoz a údržbu		Náklady na palivo	Náklady na nákup povolenek	Fixní náklady		Variabilní náklady	Celkové náklady	
	EUR/MW	% _{inv} /MW*	EUR/MW	% _{inv} /MW*			EUR/MW	EUR/MWh			EUR/MW
2 800 000	15	420 000	2,5	70 000	9,40	6,5	0	269 240	36	6,5	42,66

* Vyjádření nákladů jako procento z investičních nákladů

Uhelná elektrárna

Parametry pro výpočet

Předpokládaná doba provozu	40	let
Diskont	6	%
Poměrná anuita za dobu životnosti	0,066	-
Cena povolenek CO2	7	EUR/t CO2
Produkce CO2 - hnědé uhlí	1,2	t/MWh
Produkce CO2 - černé uhlí	0,9	t/MWh
Koeficient ročního využití	55	%
Průměrná roční doba využití maxima	4818	h/rok

Náklady na výrobu el. energie při průměrném provozu

	Počáteční investice	Náklady na vyřazení z provozu		Náklady na provoz a údržbu		Náklady na palivo	Náklady na nákup povolenek	Fixní náklady		Variabilní náklady	Celkové náklady	
	EUR/MW	% _{inv} /MW*	EUR/MW	% _{inv} /MW*	EUR/MW	EUR/MWh	EUR/MWh	EUR/MW	EUR/MWh	EUR/MWh	EUR/MWh	
Hnědé uhlí	1 400 000	5	70 000	2,2	30 800	6,39	9	8,40	128 498	27	17,40	44,07
Černé uhlí	1 600 000	5	80 000	2,2	35 200	7,31	15	6,30	146 855	30	21,30	51,78

* Vyjádření nákladů jako procento z investičních nákladů

Paroplynová elektrárna

Parametry pro výpočet

Předpokládaná doba provozu	30	let
Diskont	6	%
Poměrná anuita za dobu životnosti	0,073	-
Cena povolenek CO2	7	EUR/t CO2
Produkce CO2	0,33	t/MWh
Koeficient ročního využití	40	%
Průměrná roční doba využití maxima	3504	h/rok

Náklady na výrobu el. energie při průměrném provozu

Počáteční investice	Náklady na vyřazení z provozu		Náklady na provoz a údržbu		Náklady na palivo	Náklady na nákup povolenek	Fixní náklady		Variabilní náklady	Celkové náklady	
	EUR/MW	% _{inv} /MW*	EUR/MW	% _{inv} /MW*			EUR/MW	EUR/MWh			EUR/MW
1 000 000	5	50 000	1,5	15 000	4,28	35	2,31	91 281	26	37,31	63,36

* Vyjádření nákladů jako procento z investičních nákladů