



ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

---

Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomie, manažerství a humanitních věd

Motivace investorů k budování nového jaderného zdroje  
za podmínek současného trhu

Motivation of investors for nuclear power plants construction  
under current market conditions

Diplomová práce

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management

Studijní obor: Elektrotechnika a management

Vedoucí práce: Ing. Július Bemš, Ph.D.

Vítězslav Štván

---

Praha 2016



České vysoké učení technické v Praze  
Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

## ZADÁNÍ DIPLOMOVÉ PRÁCE

Student: Štván Vítězslav

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management  
Obor: Ekonomika a řízení energetiky

Název tématu: Motivace investorů k budování nového jaderného zdroje za podmínek současného trhu

Pokyny pro vypracování:

- popis teoretických variant zajištění finanční návratnosti NJZ
- analýza podpory JE v EU
- sestavení výpočetního modelu pro jednotlivé varianty podpory NJZ v tržních podmínkách ČR
- optimální způsob podpory NJZ na území ČR

Seznam odborné literatury:

Nuclear energy: an introduction to the concepts, systems, and applications of nuclear processes, Murray  
Kapitálové investice a finanční rozhodování, Levy

Vedoucí diplomové práce: Ing. Július Bemš, Ph.D. – ČVUT FEL, K 13116

Platnost zadání: do konce letního semestru akademického roku 2016/2017

L.S.

*Prof. Ing. Jaroslav Knápek, CSc.*  
vedoucí katedry

*Prof. Ing. Pavel Ripka, CSc.*  
děkan

V Praze dne 11.2.2016



## *Prohlášení*

*Prohlašuji, že jsem diplomovou práci vypracoval samostatně a v souladu s Metodickým pokynem o dodržování etických principů pro vypracování závěrečných prací, a že jsem uvedl všechny použité informační zdroje.*

*V Praze dne*

*podpis*



## *Poděkování*

*Rád bych poděkoval vedoucímu mé práce, panu Ing. Júliusovi Bemšovi, Ph.D. za jeho vzácný čas, vstřícný přístup, věcné připomínky a cenné rady.*

*Zároveň děkuji své rodině a své přítelkyni za podporu při tvorbě této práce a celém studiu.*





## Abstrakt

Obsahem této diplomové práce je širší pohled na podporu nových jaderných zdrojů na území Evropské unie, podložený výpočty ekonomické návratnosti jednotlivých variant. Díky vysokým investičním i provozním nákladům a velmi nízké velkoobchodní ceně elektrické energie jsou případné nové jaderné zdroje nekonkurenceschopné, a tudíž je finanční podpora nezbytná.

V první kapitole jsou popsány podpůrný mechanismus Contract for Difference, mechanismus Mankala, kapacitní mechanismy, mechanismus pevných výkupních cen či jaderných bonusů a varianta výstavby, kdy je ekonomická stránka projektu upozaděna.

Druhá část podrobně popisuje projekt výstavby dvou nových bloků v britské jaderné elektrárně Hinkley Point C s očekávanou formou podpory mechanismem Contract for Difference a projekt výstavby bloků pět a šest v maďarské elektrárně Paks, která je podpořena úvěrem od ruského Rosatomu.

V kapitole číslo 3 jsem na základě podrobně popsaných vstupních parametrů sestavil ekonomické modely pro výpočet čisté současné hodnoty projektu bez podpory, projektu s podporou mechanismem Contract for Difference a projektu s podporou na základě kapacitních mechanismů. V modelu jsem uvažoval s výstavbou jednoho bloku o výkonu 1 200 MW<sub>e</sub> s uvedením do provozu v roce 2035. NPV projektu bez podpory je neuvěřitelných téměř minus 93 miliard korun, což dokazuje, že bez podpory s novým jaderným blokem na našem území počítat nemůžeme. Při podpoře pomocí CfD po dobu 30 let je strike price pro dosažení nulového NPV 99,1 euro za prodanou megawatthodinu. Podpora kapacitními mechanismy se pro nový jaderný zdroj ukázala jako absolutně nevhodná zejména z důvodu nízkých marginálních nákladů.

V poslední kapitole rozebírám citlivostní analýzy jednotlivých modelů a pomocí jednoduchých rozhodování vydávám finální doporučení jak Vládě České republiky, tak případnému investorovi. Zajímavou alternativou je využít nový jaderný zdroj i pro vytápění větších sídel. V případě Prahy generuje tato investice NPV ve výši 18,6 mld. Kč. Vládě České republiky doporučuji podpořit nový jaderný zdroj formou investiční podpory, protože je snadno pochopitelná pro laickou veřejnost, nenese žádná ekonomická zatížení do budoucna, a tudíž se nestane břemenem rozpočtů budoucích vlád. Investorovi naopak doporučuji požadovat podporu mechanismem Contract for Difference, protože lépe pokrývá rizika, která přináší současné nevyzpytatelné energetické prostředí, a protože jeho volba je spíše vhodná při očekávání nepříznivého vývoje cen elektrické energie, s čímž se ztotožňuji.

## Klíčová slova

jaderná elektrárna, ekonomická podpora, Contract for Difference

## Abstract

The content of this diploma thesis is a wider view on the support of new nuclear power plants in the European Union, underpinned by economic return calculations of individual variants. Due to the high investment and operating cost and very low wholesale electricity prices are potential new nuclear power plants uncompetitive and therefore the financial support is necessary.

The first chapter describes the support mechanism Contract for Difference, Mankala mechanism, capacity mechanisms, fixed purchase prices mechanism, the nuclear bonuses mechanism and the options for construction, where the economic aspect of the project is not the priority.

The second part describes in detail the project of construction of two new blocks in the British nuclear plant Hinkley Point C with the expected form of support mechanism Contract for Difference and construction project of blocks number five and number six in the Paks NPP, which is backed by a loan from the Russian Rosatom.

In chapter 3, I compiled, based on the in-depth described input parameters, economic models to calculate the net present value of the project without support, a project supported by mechanism Contract for Difference and a project supported by the capacity mechanisms. In the model I was considering the construction of one unit with an output of 1200 MW<sub>e</sub>, with commissioning in 2035. NPV of the project without support is unbelievable almost minus 93 billion CZK, which proves that without financial support we can't count with a new nuclear block in our country. Considering support by the CfD for 30 years is the strike price, to achieve zero NPV, 99.1 euro per sold megawatt hour. Support by the capacity mechanisms for new nuclear power plant proved to be totally unsuitable in particular because of the low marginal cost.

The last chapter analyses the sensitivity analysis models and by using simple decision mechanisms I give out my final recommendations to the Government of the Czech Republic and to a possible investor. An interesting alternative is to use a new nuclear power source for heating larger settlements. In case of Prague, this investment generates a NPV of 18.6 billion CZK. I recommend to the Government of the Czech Republic to support a new nuclear power in the form of investment support, since it is easily understandable by the general public, it bears no economic burden in the future and won't become a burden on the budgets of future governments. Instead, I advocate support mechanism Contract for Difference for the investor, because of better cover risks related to the current unpredictable environment among energy markets, and because this choice is more suitable for anticipated adverse development in electricity prices.

## Key words

nuclear power plant, economic support, Contract for Difference

## Obsah

Úvod .....	12
1. Teoretické varianty zajištění finanční návratnosti NJZ.....	14
1.1. Současná situace na trhu.....	14
1.2. Contract for Difference .....	15
1.2.1. Contract for Difference v energetice.....	15
1.2.2. Výhody Contract for Difference .....	17
1.2.3. Nevýhody Contract for Difference .....	17
1.3. Mankala.....	18
1.3.1. Výhody modelu Mankala.....	21
1.3.2. Nevýhody modelu Mankala.....	21
1.4. Kapacitní mechanismy.....	21
1.4.1. Strategické rezervy a jednorázové tendry.....	23
1.4.2. Kapacitní platby.....	24
1.4.3. Kapacitní trhy (kapacitní certifikáty a kapacitní aukce).....	25
1.5. Pevné výkupní ceny a jaderný bonus .....	25
1.5.1. Výhody podpory formou pevných výkupních cen a jaderných bonusů .....	26
1.5.2. Nevýhody podpory formou pevných výkupních cen a jaderných bonusů .....	27
1.6. Státem vynucená výstavba.....	27
1.6.1. Výhody státem vynucené výstavby .....	27
1.6.2. Nevýhody státem vynucené výstavby .....	27
1.7. Další možnosti .....	28
1.8. Pohled státu .....	28
2. Podpora JE v EU.....	29
2.1. Hinkley Point C .....	29
2.1.1. O elektrárně Hinkley Point .....	29
2.1.2. Plánované bloky elektrárny Hinkley Point C.....	30
2.1.3. Forma podpory elektrárny Hinkley Point C.....	31
2.2. Jaderná elektrárna Paks 5, 6.....	32
2.2.1. O elektrárně Paks .....	32
2.2.2. Plánované bloky elektrárny Paks 5, 6.....	32
2.2.3. Forma podpory elektrárny Paks 5, 6 .....	33
2.3. Dostavba jaderných elektráren v České republice .....	34
3. Varianty zajištění finanční návratnosti projektu NJZ v ČR.....	36
3.1. Státní energetická koncepce .....	36
3.1.1. Jaderná energetika ve Státní energetické koncepci.....	36

3.2.	Národní akční plán rozvoje jaderné energetiky v ČR .....	37
3.3.	Vstupy výpočetního modelu.....	39
3.3.1.	Referenční model .....	39
3.3.2.	Diskont.....	40
3.3.3.	Růst cen služeb a energií .....	40
3.3.4.	Parametry elektrárny .....	40
3.3.5.	Cena elektřiny.....	41
3.3.6.	Odepisování.....	41
3.3.7.	Investice.....	42
3.3.8.	Provozní náklady .....	43
3.3.9.	Přírůstkové náklady .....	44
3.3.10.	Vytápění.....	44
3.3.11.	Ostatní .....	46
3.4.	Státem vynucená výstavba.....	46
3.4.1.	Postup výpočtu a získané výsledky.....	47
3.5.	Contract for Difference .....	50
3.6.	Kapacitní mechanismy.....	53
3.7.	Možnosti pro Českou republiku .....	56
4.	Optimální způsob podpory NJZ v ČR .....	58
4.1.	Citlivostní analýzy .....	58
4.1.1.	Státem vynucená výstavba.....	58
4.1.2.	Contract for Difference.....	61
4.1.3.	Kapacitní mechanismus.....	68
4.2.	Výběr optimální varianty z pohledu vlády ČR .....	69
4.3.	Doporučení pro investora .....	73
	Závěr.....	75
	Seznam použité literatury .....	77
	Seznam obrázků .....	80
	Seznam tabulek .....	80
	Seznam příloh.....	81
	Přílohy.....	82

## Úvod

Energetické odvětví se v dnešní době nachází na významném rozcestí. Směr, kterým se vydá, bude udávat trendy celého oboru na mnoho dekád. Jednou z možných variant je volba jaderných zdrojů jako páteře budoucí evropské, potažmo české energetiky. Výhody jaderné energetiky jsou značné a do velké míry korelují se současnými cíli Evropské unie. Jaderné elektrárny, stejně jako OZE, jsou bezemisním zdrojem, čímž převyšují uhelné a plynové elektrárny. Oproti OZE jsou plně regulovatelné bez závislosti na vnějších krátkodobých i dlouhodobých podmínkách atmosféry. Těžba uranu pro jaderné zdroje nedevastuje rozsáhlou krajinu díky vyšší koncentraci energie v palivu. Světové zásoby uranu při vhodné recyklaci vystačí ještě na mnoho století. Oproti uhelným elektrárnám produkují jaderné bloky i méně odpadu, ten je však nebezpečnější. Ovšem i problém vyhořelého jaderného paliva se aktivně řeší napříč Evropou a už je v podstatě vyřešen. Zbývá pouze nalézt dostatek vhodných lokalit pro budoucí hlubinná úložiště.

Byť se jaderná energetika jeví jako ideální zdroj, doba je pro ni velmi těžká a nepříznivá. Neobeznámení politici i veřejnost volají po okamžitém zavírání jaderných elektráren, aniž by si uvědomovali případné důsledky do budoucna. Naštěstí v České republice je situace nadprůměrná. Čeští politici si uvědomují rizika, která odklon od jaderné energetiky v době, kdy se nezvratně blíží odstavení první české jaderné elektrárny v Dukovanech, a kdy nás čeká zavírání většiny hnědouhelných elektráren (nemluvě o ubývajících využitelných zásobách hnědého uhlí). Proto Ministerstvo průmyslu a obchodu ve státní energetické koncepci počítá s výstavbou nových jaderných zdrojů na našem území s ohledem na zajištění energetické soběstačnosti České republiky. Ze stejného důvodu se již nyní v naší zemi zvyšují zásoby jaderného paliva a zároveň se opět testuje palivo od amerického dodavatele pro pokrytí případných výpadků jeho dodávek z Ruska. A nejen čeští politici, ale i česká veřejnost podporuje jadernou energetiku, za což jsem osobně rád.

Bohužel doba je dnes nepříznivá i výstavbě nových jaderných zdrojů. Velkoobchodní ceny elektrické energie jsou příliš nízké, investiční i provozní náklady jsou příliš vysoké. Náklady jsou velmi vysoké zejména z důvodu narůstajících bezpečnostních nároků, které jsou velmi často způsobeny reakcí veřejnosti na jaderné havárie zaviněné situací, která na daném území nebo v daném reaktoru nemůže nastat. Tržní ceny elektřiny jsou v České republice neustále sráženy zejména nepřírozenou podporou OZE v ČR a Německu. Díky tomu je trh významně pokřiven a cena elektrické energie sleduje spíše aktuální počasí než tržní principy. V takovém prostředí není možné postavit ekonomicky návratný jaderný zdroj bez patřičné finanční podpory, což mě přivedlo právě k sepsání této diplomové práce na téma Motivace investorů k budování nového jaderného zdroje za podmínek současného trhu.

Proto se v první kapitole této práce zaměřím právě na teoretickou ekonomickou podporu nových jaderných zdrojů, která investorovi zajistí finanční návratnost vložených prostředků. Popíši všechny ve světě používané nebo zvažované podpory, z nichž by mnohé mohly být využitelné i pro nový jaderný zdroj v ČR.

Druhá kapitola bude podrobně popisovat dva modely podpory, které jsou v Evropě právě převáděny v realitu. Prvním je mechanismus Contract for Difference, který by měl zajistit návratnost projektu výstavby dvou bloků v britské jaderné elektrárně Hinkley Point C. Druhý model je velice specifická podpora výstavby dvou nových jaderných bloků v maďarské elektrárně Paks zajišťována ruskou společností z konsorcia ROSATOM, která je umožněna díky mezivládní dohodě mezi Maďarskem a Ruskem.

V další části této práce popíšu sestavení výpočetních ekonomických modelů na principu výpočtu čisté současné hodnoty pro zajištění vhodné podpory nového jaderného zdroje na našem území. Výstupem budou tři hlavní modely pro variantu realizace projektu bez podpory nebo s investiční podporou, projektu s podporou mechanismem Contract for Difference a projektu s podporou na základě kapacitních mechanismů.

V poslední kapitole této práce u jednotlivých ekonomických modelů budu provádět a vyhodnocovat citlivostní analýzy, na základě kterých společně s jednoduchým vícekriteriálním rozhodováním vyberu optimální variantu podpory nového jaderného zdroje na území České republiky jak z pohledu investora, tak z pohledu naší vlády, potažmo obyvatel.

Cílem této diplomové práce tedy je všestranně posoudit podporu nových jaderných zdrojů ve světě i v České republice, ekonomicky propočítat některé varianty a na základě výsledků výpočetních modelů a z nich vytvořených citlivostních analýz zvolit optimální způsob podpory pro výstavbu nových jaderných zdrojů v České republice.

## 1. Teoretické varianty zajištění finanční návratnosti NJZ

V této kapitole se zabývám teoretickými variantami podpory investorů, kteří budou, anebo již v současné době budují nový jaderný zdroj za nevyhovujících tržních podmínek. Základy těchto mechanismů popisují obecně pro kterýkoliv západní stát, ale u detailnějšího rozboru pasuji, vzhledem ke specifickým jaderné energetiky, jednotlivé příklady do českého prostředí.

### 1.1. Současná situace na trhu

V dnešní době je ekonomická efektivnost investice do nového jaderného zdroje v Evropě finančně problematická [4]. Důvodů této situace je několik. Nejzásadnější důvody jsem rozepsal v následujícím seznamu.

#### a) **Nízká cena elektřiny na trhu**

Na spotovém trhu se elektrická energie obchoduje průměrně pod 30 €/MWh. Na Pražské energetické burze je cena jedné MWh pro základní zatížení, kam jaderné zdroje zatím bezpochyby stále patří, na rok 2017 dokonce pouze 24,5 €. Takto nízká cena je hluboko pod nákladovou cenou jedné megawatthodiny, při které by se projekt výstavby nového jaderného zdroje v České republice investorovi finančně vyplatil. Jeden z důvodů takto nízké tržní ceny elektrické energie je pokřivení trhu dané politikou podpory elektrické energie vyrobené v obnovitelných zdrojích, zavedené v EU, potažmo v České republice. V důsledku tohoto pokřivení se pravděpodobně bez podpory neobejde ani nový jaderný zdroj v České republice, čímž se zabývá právě tato diplomová práce.

#### b) **Zvyšující se bezpečnostní nároky**

S vývojem společnosti a novými vědeckými poznatky rostou postupně bezpečnostní nároky, které se aplikují na již provozované elektrárny, ale samozřejmě se týkají i nových a budovaných jaderných elektráren. Stejně tak po každé jaderné havárii dle Mezinárodní stupnice jaderných událostí (The International Nuclear Event Scale – INES) se tyto nároky zvýší, nýbrž ne postupně, ale skokově. Poslední takový výrazný cenový skok byl zřejmý po jaderné havárii stupně 7 v japonské jaderné elektrárně Fukušima 1. Zejména Fukušimská havárie, následné stresstesty evropských jaderných bloků a z nich vyplývající opatření měla vliv na náhlý nárůst investičních nákladů v té době budovaných a plánovaných evropských bloků. Samozřejmě byly nutné i investice miliard eur do fungujících bloků, což se významně dotklo i českých jaderných elektráren Dukovany a Temelín.

#### c) **Renesance jaderných elektráren**

V poslední dekádě zažívaly jaderné elektrárny v Evropské unii jakýsi stavební boom. Bohužel tato renesance přišla, jak už to bývá, po období útlumu, kdy se v Evropě jaderné elektrárny téměř nebudovaly. Nyní se budují v EU 4 reaktory, po jednom ve Francii a Finsku a dva na Slovensku. Kromě toho je k říjnu 2015 dalších 19 reaktorů plánovaných v Británii, Bulharsku, České republice, Finsku, Litvě, Maďarsku, Polsku a Rumunsku [5]. Právě z důvodu náhlé změny trendu ve výstavbě nových jaderných zdrojů se rapidně zvýšila poptávka po společnostech, které jsou schopny materiálně, personálně i režijně zajistit tak velký projekt jako je budování nového jaderného zdroje. Takovou poptávku mají společnosti i globálně problém pokrýt, což vede nejen k časové prodlevě při výstavbě, ale logicky i k výraznému nárůstu investičních nákladů z důvodu nedostatečné nabídky.

#### d) **Obavy z Číny a Ruska**

Existují země jako právě Čína a Rusko, které jsou schopné pomoci státům nejen Evropské unie s levnější výstavbou nových jaderných zdrojů výměnou za určité závazky. Takové projekty jsou realizovány téměř výhradně čínskými nebo ruskými firmami. U zemí Evropské unie panují většinou z takové varianty spíše obavy, zejména bezpečnostní a politické. Společnosti samozřejmě chtějí následné podíly v jaderných elektrárnách, výměnou za nižší cenu výstavby a za pomoc při financování investice. V současné době si dovolí málokteré evropské země vložit své jaderné zdroje do rukou cizí mocnosti, zejména právě Ruska a Číny. Ovšem i tento koncept už se v Evropské unii realizuje a to v Maďarsku v jaderné elektrárně Paks, o čemž píše v další kapitole.

Z těchto důvodů je jasné patrné, že pokud je potřeba v Evropské unii budovat nové jaderné zdroje, například z důvodu energetické bezpečnosti a soběstačnosti, je potřeba investorům zajistit finanční návratnost jejich vložených prostředků. Teoretických způsobů provedení je v energetickém prostředí zmiňováno několik. V následujících kapitolách nejnámější a nejčastěji se vyskytující popisují.

### 1.2. **Contract for Difference**

Jednou z variant zajištění finanční návratnosti výstavby nového jaderného zdroje investorovi je garance ceny pomocí Contract for Difference.

Contract for Difference je svým způsobem OTC finanční derivát, který umožní investorovi spekulaci na cenu podkladového aktiva, případně se právě proti cenovým výkyvům aktiva finančně zajistit. Contract for Difference je ve skutečnosti smlouva mezi kupujícím a prodávajícím, kde kupující nebo prodávající dorovnáva druhému rozdíl mezi aktuální cenou podkladového aktiva a cenou aktiva v okamžiku uzavření smlouvy. Směr toku financí samozřejmě závisí na tom, zda je tento rozdíl kladný nebo záporný. V případě, že je tento rozdíl kladný, platí prodávající kupujícímu a je-li záporný, tak naopak. Výhodou tohoto derivátu je, že umožňuje investorovi spekulovat na cenu podkladového aktiva, aniž by toto aktivum musel ve skutečnosti vlastnit.

Česká republika je v globálním měřítku jedna z minority zemí, kde je oficiálně Contract for Difference povolen. Kromě ČR je CfD legálně povoleno v několika zemích západní Evropy, větších zemích Commonwealthu v čele s Velkou Británií a několika jihoasijských zemích. Jako velká protiváha stojí Spojené státy americké, kde Contract for Difference povoleno není.

#### 1.2.1. **Contract for Difference v energetice**

Aplikujeme-li Contract for Difference v energetickém prostředí, může sloužit jako nástroj motivace investorů k budování nových (nejen) jaderných, ale obecně nízkouhlíkatých, zdrojů. Hlavní účel samozřejmě zůstává zajištění návratnosti investovaných prostředků vložených zaštiťující entitou.

Pro začátek se musí určit kompromisem několik stěžejních parametrů:

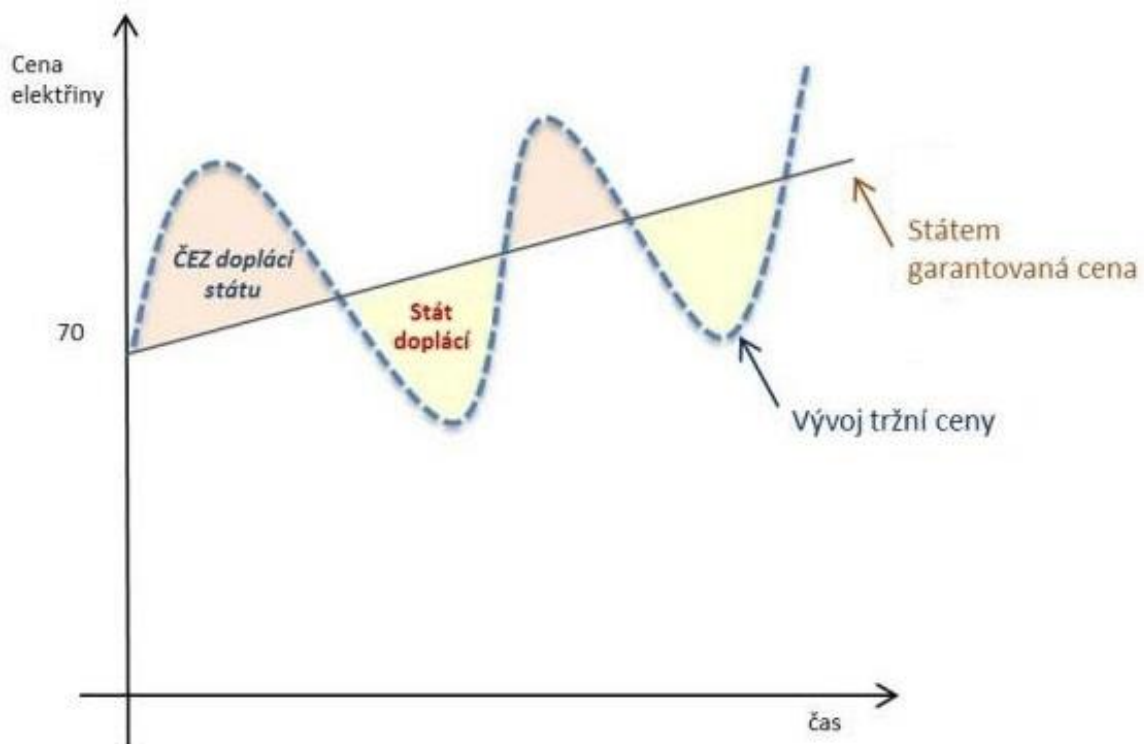
- **Cena za jednu MWh** – Cena může být konstantní, s konstantním růstem, odvíjející se od inflace a obecně jakákoli, jak je napsáno ve smlouvě. Je vhodné, aby byla snaha o to, aby smluvní cena reflektovala očekávaný vývoj ceny elektrické energie na trhu, čímž se alespoň částečně zvýší pravděpodobnost, že ani jedna strana příliš neprodělá. Ovšem to není vždy proveditelné, a kdyby bylo, nebylo by potřeba Contract for Difference používat.



- **Délka kontraktu** – Smlouva se může nastavit na celou projektovanou životnost jaderné elektrárny, nebo na kratší dobu. Uzavírat smlouvu na 60 - 100 let se může jevit jako nerozumné, ale pro zákazníka, kterému by se významný nárůst ceny mohl vyplatit, by to bylo jistě vhodnější. Každopádně v českých médiích se v posledních letech skloňuje podpora po dobu 30 – 40 let. Kratší smlouva samozřejmě zvýší cenu za jednu MWh, aby byla zachována finanční návratnost pro investora.
- **Míra finanční návratnosti** – Je potřeba určit, zda se spokojíme s nulovou čistou současnou hodnotou, s velikostí vnitřního výnosového procenta na úrovni diskontu investora, či jakkoli jinak stanovit cílovou hodnotu pro cenu jedné megawatthodiny při dané délce trvání kontraktu.

V praxi by Contract for Difference v českém prostředí pro nový jaderný zdroj fungovalo tak, že by se cena za kterou byla elektřina prodána na burze porovnávala se smluvní cenou, což je cena, která je uvedena ve smlouvě jako vztažná pro vyhodnocování, a došlo by k vyrovnávací platbě. Pokud by prodejní cena byla nad smluvní cenou, platil by výrobce elektřiny (potažmo investor) zákazníkovi (reprezentovaným státem) platbu ve výši rozdílu cen. Samozřejmě pokud by měl rozdíl cen opačné znaménko, což je minimálně v prvních letech pravděpodobné, platba by probíhala opačným směrem.

Ideální příklad fungování mechanismu je na následujícím obrázku. Obrázek předpokládá jako investora a provozovatele polostátní společnost ČEZ, což je to jedna ze zvažovaných variant.

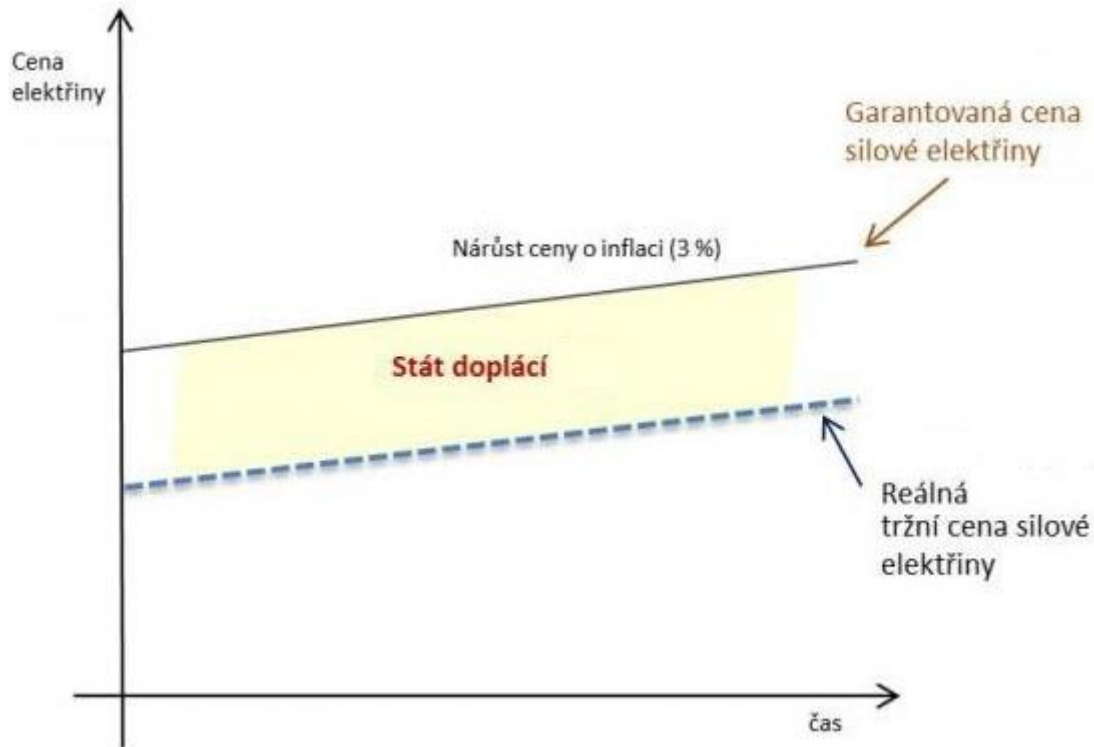


Obrázek 1-1: Ideální příklad fungování mechanismu CfD v ČR [6] - upraveno

Na první pohled se může tento mechanismus jevit jako jednoznačně finančně nevýhodný pro stát. Dle mého názoru to tak i opravdu bude. Každopádně existuje nenulová pravděpodobnost, že během trvání kontraktu dojde k nárůstu cen elektrické energie nad očekávání a situace se otočí. V takovém případě

by provozující společnost přebytky vyplácela státu a tomu by se mohly vrátit peníze zaplacené na podporu v minulých letech.

Na Obrázek 1-2 je zobrazen skeptický, a dle mého názoru realističtější, pohled na budoucí fungování podpory NJZ pomocí CfD v České republice.



Obrázek 1-2: Skeptický pohled na budoucí fungování CfD v ČR [6] - upraveno

### 1.2.2. Výhody Contract for Difference

- Motivuje investory k výstavbě nových zdrojů elektrické energie.
- Investor není vystaven následkům rizik spojených s volatilitou cen elektřiny.
- Správně nastavená smluvní cena a trvání kontraktu může v sumě po letech mít na obě smluvní strany finančně neutrální dopad. V jednotlivých letech bude systém bezpochyby dotován jednou či druhou stranou.
- Jelikož jsou vyrovnávací platby počítány za každou vyrobenou a prodanou MWh, tak je výrobce nucen stále vyrábět a na trhu prodávat maximální možné objemy.

### 1.2.3. Nevýhody Contract for Difference

- Contract for Difference pokřivuje trh. Je zřejmé, že provozující společnost má nulovou motivaci prodávat za co nejvyšší cenu a tudíž může na burzu dávat nabídky za libovolnou i zápornou cenu. Taková záležitost by měla být smluvně ošetřena, stejně tak celý mechanismus a způsob prodávání zdrojem vyrobené elektřiny. Obzvláště v českém prostředí si umíme představit, co s cenou elektřiny udělá nabízený výkon přes 2 GW za zápornou cenu. Podporovaný zdroj je tedy významně zvýhodněn proti konkurenci.
- Dle mého názoru stát pravděpodobně významně prodělá. Ale opět zmiňuji, že problém je komplexnější a nejde ho měřit pouze finančně.

### 1.3. Mankala

Mankala je dalším z netržních principů, kterým je možné motivovat investory k budování nového jaderného zdroje. Teoreticky by šlo tento model použít i při budování nejaderných zdrojů, to ale v nejbližší době neočekávám. Model Mankala tak, jak ho popisují, je použitelný pouze v energetice.

Princip Mankala byl poprvé uplatněn ve Finsku při budování jaderného zdroje Olkiluoto 3, čímž finské vládě ulevil od finančních problémů, které jsou s takto velkými investicemi do budování nového jaderného zdroje spojené. Zpoždění celého projektu není dle mého názoru následkem zvoleného financování, ale jinými faktory popsány například v [4].

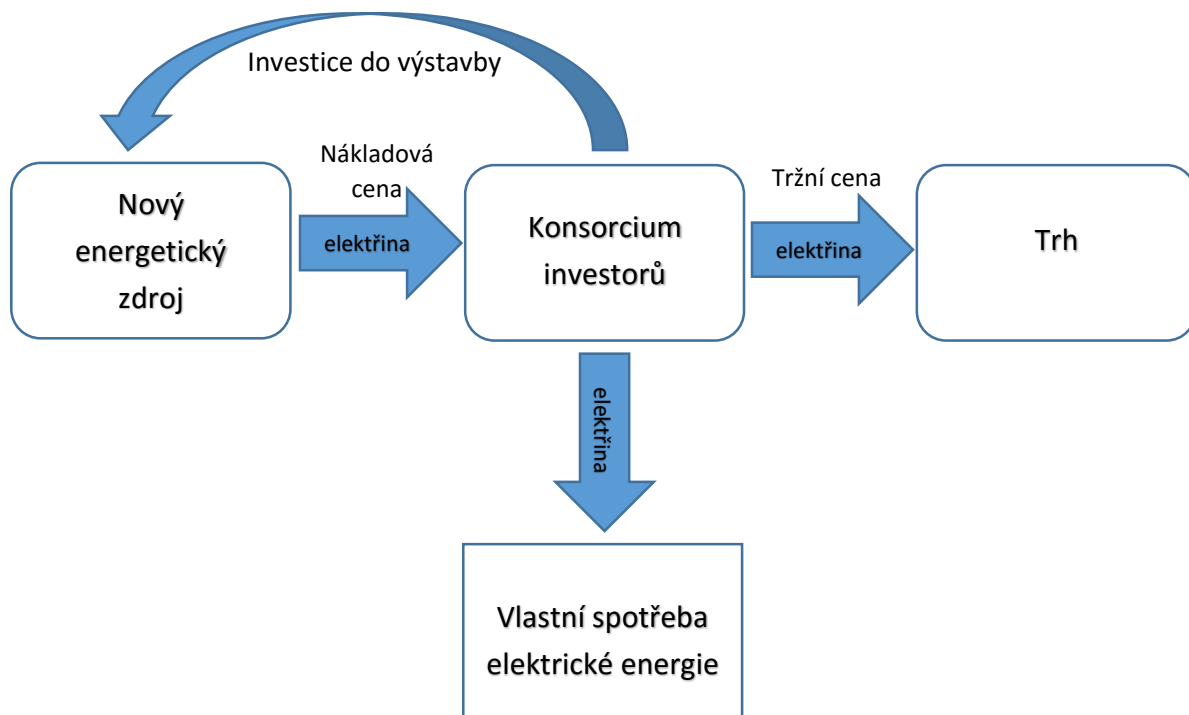
Aby Mankala v praxi fungovala je zapotřebí, aby vzniklo konsorcium složené ze soukromých společností. Tyto společnosti by prostřednictvím konsorcia investovaly finanční prostředky do budování nového jaderného zdroje. Samozřejmě by to společnosti nedělaly jen tak. Odměnou by jim byla elektřina za cenu nákladů a to v garantovaném množství dle výše jejich podílu v investovaných prostředcích. Krásně jednoduchou definici uvádí [7]:

---

*Společnost... ..fungující na tzv. mankalovském modelu, což je určitá forma družstva vyrábějícího elektřinu pro potřeby svých vlastníků, kteří ji vykupují za výrobní cenu v množství úměrném jejich vlastnickému podílu. [7]*

---

Na následujícím obrázku je přehledně graficky zobrazeno fungování modelu Mankala tak, jak by mělo v praxi fungovat.



Obrázek 1-3: Schéma principu Mankala modelu

Jak investoři s elektřinou naloží je čistě v jejich gesci. V praxi mají podílníci dvě možnosti:

- 1) Spotřebují elektrickou energii pro vlastní účely. V takovém případě jsou hlavní výhody v garanci dodávky elektřiny ve smluveném množství a také v ceně elektrické energie za provozní náklady.
- 2) Prodají elektřinu na trhu s elektrickou energií. Pokud bude tržní cena elektrické energie nad cenou, za kterou budou společnosti elektřinu z nového zdroje odebírat, půjde svým způsobem v daný moment o arbitráž, protože společnost energii koupí a obratem prodá za vyšší cenu, čímž se jí bude generovat zisk.

Každopádně pro společnosti sdružené v konsorciu se jedná o jistou formu hedgingu, kdy si zajistí stabilní dodávky elektrické energie za garantovanou cenu na úrovni provozních nákladů. Mezi potenciální účastníky Mankala modelu připadají v úvahu velké zejména průmyslové podniky s významnou spotřebou elektrické energie:

- automobilky,
- hutní společnosti,
- železniční dopravci,
- sklárny
- a další.

Kromě společností z průmyslu by se mohly zapojit i subjekty obchodující s elektrickou energií například na burze nebo společnosti prodávající elektřinu domácnostem.

Z hlediska společností v konsorciu přináší model Mankala obdobná rizika jako jiné modely pro zvýšení motivace investorů pro budování nového jaderného zdroje. Zejména nejvyšší riziko je spojené s vývojem cen elektrické energie. V případě, že ceny budou stále takto nízko či budou dokonce klesat, se pravděpodobně při dnešní odhadované výši ceny za nový jaderný zdroj stanou investice pro konsorcium nerentabilní. Na druhou stranu, pokud ceny porostou, budou mít například právě zahedgované průmyslové podniky levnější elektrickou energii a jako sekundární efekt dojde i k podpoře průmyslu.

Se zmírněním rizik a zároveň se zesílením výhod může pomoci stát prostřednictvím podílu na investici. Pokud je objem investice nad rámec možností účastnících se podniků, je účast státu nezbytná. Otázkou potom samozřejmě zůstává, jak to bude s rozdělováním vyrobené elektrické energie. V zásadě jsou tři hlavní teoretické možnosti:

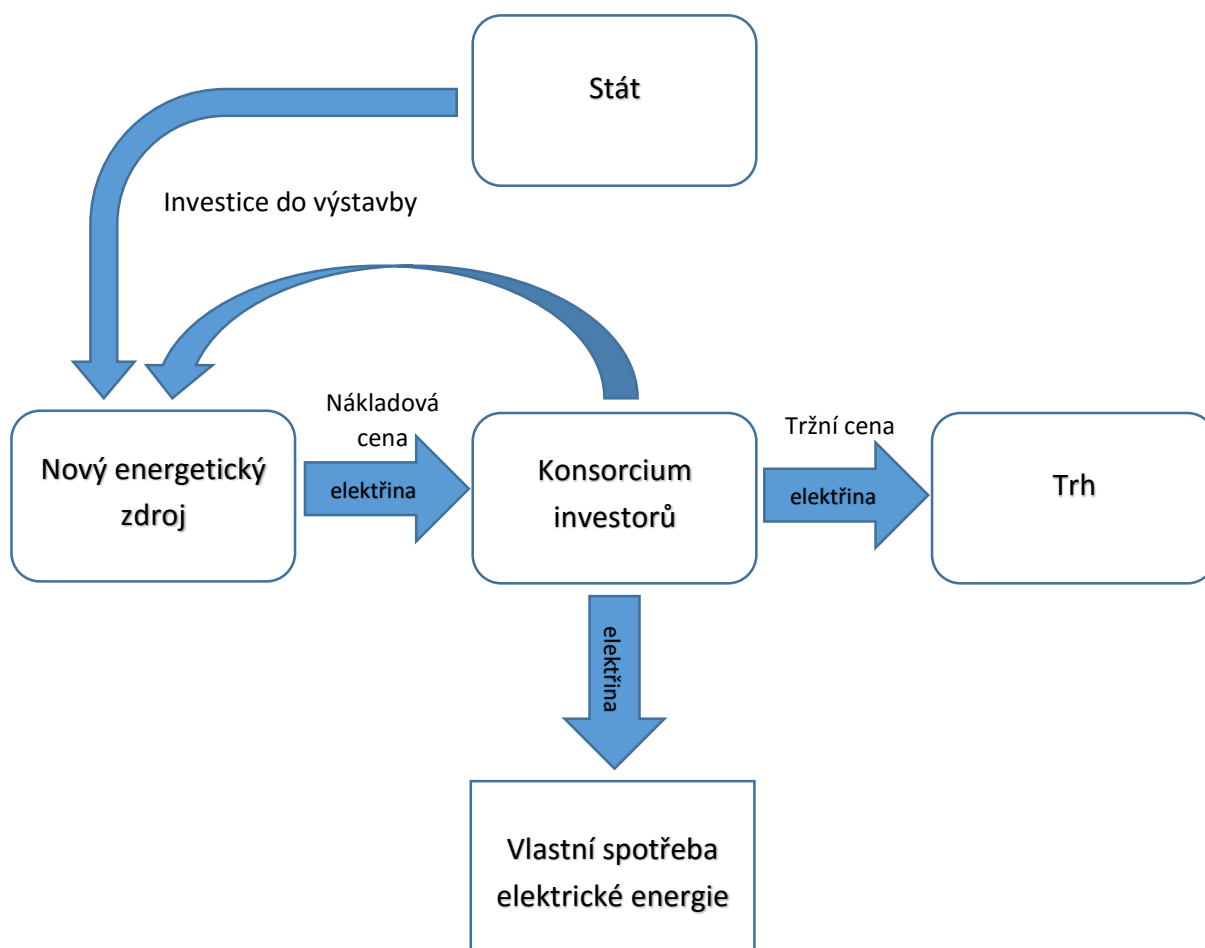
- 1) Stát se podílí na investici bez jakýchkoliv nároků. V takovém případě si veškerou vyrobenou elektřinu mezi sebe rozdělí společnosti z konsorcia, které mají ještě nižší cenu elektrické energie právě díky státnímu podílu na investici. Tato varianta je dle mého názoru reálná pouze v omezené míře a v případě, kdy společnosti investují majoritu z celkového objemu investice.
- 2) Stát se podílí na investici prostřednictvím státní společnosti, skrze kterou během provozu elektrárny prodává vyrobenou elektrickou energii ze svého podílu. V tomto případě funguje model nepokřiveně a státní společnost se na fungování podílí stejným způsobem jako ostatní společnosti konsorcia.

- 3) Stát poskytne na výstavbu nového jaderného zdroje úvěr, který bude postupně splácen, a tudíž bude cena elektřiny pro soukromé investory vyšší.

Zaangažování státu bude také nutné pro případ, že se nenajde dostatečný počet investorů, respektive objem prostředků na investici nebude dostatečný. V takovém případě budou zainteresované orgány stát před rozhodnutím, zda model dofinancovat nebo neuskutečnit.

Varianta zapojení státu do podpory modelu Mankala by byla jistě nutná i pro podmínky České republiky. Dle mého názoru by se v České republice nenašel dostatečný počet podniků, které by dohromady byly schopné (a zejména ochotné) vybudovat na vlastní náklady nový jaderný zdroj. Model by se dal uplatnit například pouze na jeden blok, či na výstavbu menšího bloku – což však nekoreluje se Státní energetickou koncepcí.

Schéma principu fungování modelu Mankala za účasti státu je na následujícím obrázku. Stát by se však nepodílel pouze investicí, ale také by nesl finanční rizika vyplývající zejména z prodloužení a prodražení projektu.



Obrázek 1-4: Schéma principu Mankala modelu s účastí státu

Pro aplikaci modelu Mankala by musela být v České republice upravena příslušná legislativa. Jelikož současný právní řád neumožňuje vstup soukromých investorů do jaderné energetiky, bylo by potřeba upravit zejména atomový zákon (18/1997 Sbírky) a navazující zákon (číslo 19/1997 Sbírky). Nutno

dodat, že úprava legislativy by byla nutná prakticky pro jakoukoliv formu podpory zvýšení motivace investorů k budování nového jaderného zdroje v České republice.

#### 1.3.1. Výhody modelu Mankala

- Snižuje zátěž státního rozpočtu při budování nového jaderného zdroje.
- Zvyšuje konkurenceschopnost průmyslu, čímž podporuje jeho rozvoj a zároveň přispívá ke snížení nezaměstnanosti. Za předpokladu, že společnosti konsorcia odebírají elektřinu za nižší než tržní cenu.
- Je principiálně jednoduchý a po nutných legislativních úpravách je i značně jednodušší na provedení oproti jiným modelům.
- Dle mého názoru, v případě stoprocentní investice formou soukromých společností, model Mankala nepokřivuje trh. A v rámci maximalizace zisků společností konsorcia by měl stále nutit společnosti, které prodávají přebytky, aby tak činily za maximální možnou cenu na trhu, jelikož nemají garantovanou žádnou výkupní cenu.

#### 1.3.2. Nevýhody modelu Mankala

- Hrozí nedostatek společností, které by byly ochotné investovat do takového projektu prostředky.
- Tržní riziko pro investory v případě dlouhodobě nízkých cen elektrické energie přes celou nebo většinou životnost nového jaderného zdroje je vysoké.
- V případě účasti státu může být pro stát finančně nevýhodné. Z pohledu jiných faktorů však může být výhodné.
- Řešení neplánovaných situací jako prodloužení výstavby, prodražení výstavby, poruchy a výpadky, budoucí investice do obnovy, vylepšení či nutných oprav atp.

### 1.4. Kapacitní mechanismy

Další možností zvýšení motivace investorů jsou kapacitní mechanismy. Přestože je tato práce z elektrotechnického odvětví, nejedná se o elektrickou kapacitu (jednotka farad), ale o kapacitu výkonovou, pro niž se v elektroenergetice v posledních letech vžil označení „kapacita“. Proto v dalších částech této práce při použití slova „kapacita“ budu mít na mysli vždy tuto kapacitu výkonovou, jejíž přesnější vyjádření popíši v této kapitole.

Tržní energetické prostředí, ve kterém je zavedena jakákoliv forma kapacitního mechanismu, rozlišuje dvě základní komodity (oproti pouze elektrické energii jako v běžném trhu s elektrickou energií):

- Elektrická práce tak jak s ní obchodujeme v České republice například dnes v Kč/MWh nebo v €/MWh a
- elektrický výkon, v této kapitole také pod označením „kapacita“, za který se platí v Kč/MW, případně €/MW.

Abychom doplnili terminologii užívanou při popisech kapacitních mechanismů, je potřeba zavést definici stavu elektrárny, která pracuje buď:

- **V režimu výroby**, kdy je elektrárna provozována tak, jak byla projektována. Tudiž vyrábí elektrickou energii, kterou obchodníci prodávají standardně na trhu a získávají platby ve výši tržních cen elektřiny. I v režimu výroby se může elektrárna stát cílem podpory kapacitních mechanismů, protože právě točící se generátory jsou jedním ze základních pilířů přenosové

soustavy, které udržují stabilitu soustavy a frekvenci, a svými setrvačnými hmotami snižují vlivy přechodových jevů v případě výkyvů aktuálního vyráběného výkonu.

- **V režimu kapacitní zálohy**, kdy je elektrárna schopna zvýšit nebo zahájit svou výrobu v určitém časovém úseku o dohodnutý výkon. Elektrárna je tudíž buď odstavena, nebo je provozu, avšak ne na maximálním technickém výkonu. Za tuto kapacitu (pohotovost, nevýrobu,...) dostává samozřejmě provozovatel elektrárny zaplacen a ještě samozřejmě ušetří na variabilních nákladech.

Z výše uvedeného vyplývá, že v případě zavedení kapacitních mechanismů, budou v režimu výroby spíše elektrárny s horšími regulačními schopnostmi, které jsou nejspíše již nyní provozovány zejména pro pokrývání základního zatížení. Mezi takové patří například staré uhelné bloky a v dnešní době provozované jaderné elektrárny. Ovšem zvýšení stability soustavy může být žádoucí i ve specifických časových intervalech – například v době nárůstu výroby z fotovoltaických elektráren. Pro takové účely jsou vyhovující zdroje, které jsou schopné fázovat a odstavovat například na denní bázi, ale není u nich potřeba častá a rychlá změna výkonu. Samozřejmě takové řízení zdroje bude mít vliv i na opotřebení zařízení a provozní náklady obecně, což musí být zohledněno ve výši podpory kapacitním mechanismem. Mezi takové zdroje patří například novější uhelné bloky nebo některé akumulární vodní elektrárny.

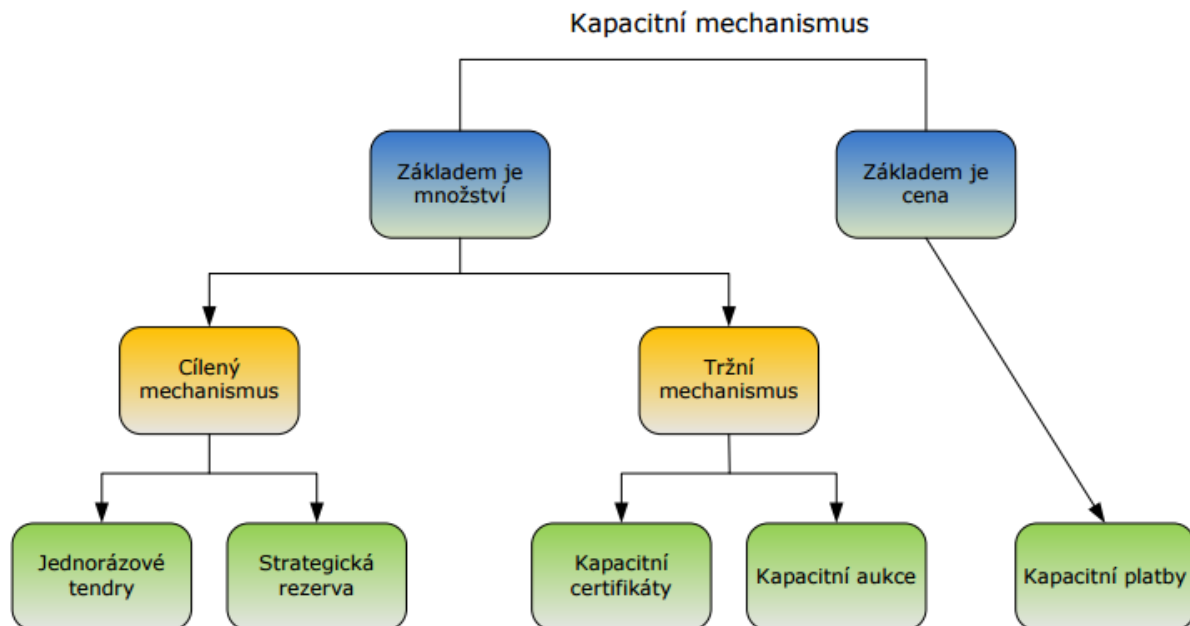
Pro režim kapacitní zálohy bude žádoucí spíše opačné chování bloků. Jedná se o bloky schopné velmi pružné regulace pro případ náhlého pokrytí změny výroby. Bloky, které jsou schopné rychlého fázování i odstavení. Mezi takové bloky patří akumulární vodní elektrárny, přečerpávací vodní elektrárny, plynové a paroplynové elektrárny. Jelikož, jak jsem zmínil výše, se nemusí jednat jen o fázování a odstavování, tak požadavku na pružnou regulaci v objemech větších než základní podpůrné služby mohou vyhovět i nové, plánované, jaderné bloky a moderní uhelné elektrárny, které už by měly být na podobné řízení připravené, a tudíž by to nemělo vést ke zvýšení opotřebení, potažmo nákladů.

Vidíme tedy, že jaderné elektrárny jsou schopny provozu v obou zmíněných režimech, a tudíž má smysl pro zvyšování motivace investorů k budování nových jaderných zdrojů využívat právě i kapacitní mechanismy, jejichž detailnější popis zejména z ekonomického hlediska je popsán v následujících odstavcích. Každopádně kapacitní mechanismy, na rozdíl od ostatních popsanych metod, neslouží pouze ke zvyšování motivace investorů k výstavbě, ale i k zajištění bezpečného chodu soustavy. To je také důvodem, proč může být tato metoda uplatněna i na staré dlouho provozované bloky, jejichž provoz už dávno nemusí být rentabilní a které by jejich provozovatel jinak již nadobro odstavil.

Pro kompletní výčet možností musím také samozřejmě uvést, že kapacitními mechanismy mohou být podporováni i významní spotřebitelé, kteří naopak mohou pomoci soustavě snížením svého odběru, respektive trvalou pohotovostí k tomuto snížení. Samozřejmostí je, že platby z podpory plynoucí musí minimálně pokrýt například výpadky výroby apod.

V podstatě rozlišuje tři hlavní varianty kapacitních mechanismů, které se od sebe méně či více liší. První dělení je na základě toho, čeho chceme dosáhnout. Stát, případně provozovatel přenosové soustavy, si stanoví, jestli jeho hlavním kritériem je množství nebo cena. V případě ceny stanoví maximální možnou platbu za kapacitu, kterou je ochoten zaplatit. V případě množství se nejprve určí množství potřebných kapacit a posléze se určuje cena za kapacitu. Ta je buď přesně dána, nebo je určena na

základě tržních principů samotným trhem. Schématické rozdělení kapacitních mechanismů je na obrázku 1-5.



Obrázek 1-5: Rozdělení kapacitních mechanismů [8]

Jednotlivé kapacitní mechanismy popisují v následujících podkapitolách.

Kapacitní mechanismy se od Contract for Difference liší zejména tím, že provozovatel elektrárny dostává stálý příjem „za pouhé“ držení elektrárny v pohotovosti, i když elektrárna nevyrobí jedinou megawatthodinu. Platba přímo za vyrobenou elektrickou energii je u kapacitních mechanismů také možná, čímž by se poté podobaly podpoře mechanismem CfD.

#### 1.4.1. Strategické rezervy a jednorázové tendry

Principiálně nejjednodušší možností je tento cílený mechanismus, ve kterém je základem stanovené množství kapacit. Tyto strategické rezervy jsou buď vysoutěženy nebo určeny provozovatelem přenosové soustavy jako svým výkonem významné a pro soustavu klíčové zdroje. Taková výkonová záloha je aktivována až jako poslední varianta pro záchranu sítě, kdy krátkodobý trh není schopen pokrýt poptávku po elektrické energii. Strategické rezervy jsou aktivovány provozovatelem přenosové soustavy, tudíž v České republice společností ČEPS a.s.

Pro účely strategických rezerv mohou být využity staré a nerentabilní elektrárny, které by bez podpory byly již natrvalo odstavené.

Jinou variantou strategických rezerv je možnost, že by každý výrobce elektřiny měl povinnost držet určitou strategickou rezervu v poměru k instalovanému výkonu nebo tuto povinnost přenést na jiný subjekt. Pokud by například byla určena kvóta 5 %, znamenalo by to, že provozovatel 1000MW bloku by měl povinnost mít k dispozici zvýšení výkonu o 50 MW v jakýkoliv okamžik před aktivací.

##### 1.4.1.1. Výhody kapacitního mechanismu strategických rezerv

- Jedná se o principiálně jednoduchý model.
- Takováto varianta se zdá být poměrně snadno politicky průchodná.
- Mechanismus je principiálně jednoduchý a transparentní.



- Pokud by bylo určeno pouze několik systémově významných zdrojů, nedocházelo by k přesměrování pokřivení trhu.
- Naopak pokud by byla povinnost všech podílet se na strategické rezervě, byl by systém spravedlivý.

#### 1.4.1.2. Nevýhody kapacitního mechanismu strategických rezerv

- Vzhledem k tomu, že množství kapacit určuje provozovatel přenosové soustavy, je zde riziko, že nakoupí zbytečně velké množství, které se například vůbec nevyužije a kompletní poptávku pokryje trh.
- To, že cenu určuje státní orgán (nejspíše provozovatel přenosové soustavy nebo ERÚ), je riskantní z toho hlediska, že na rozdíl od trhu může cenu přehodnotit a ve výsledku to zaplatí koncoví zákazníci.
- Svým způsobem by se jednalo o další variantu podpůrné služby, která by byla aktivována opravdu až v případě ohrožení soustavy. Taková služba by se mohla jmenovat například „Studená záloha“.

#### 1.4.2. Kapacitní platby

Metoda kapacitních plateb je další vcelku jednoduchá varianta kapacitního mechanismu, ve kterém je základem cena. V případě kapacitních plateb jsou výrobci elektřiny placeni za vyrobenou energii i za pohotovostní výkon svého zdroje, tedy výše zmíněné €/MWh + €/MW. Mohou (ale nemusí) svou elektřinu prodávat na trhu a k tomu dostávají podporu ve formě kapacitních plateb, které si můžeme představit jako zdroj financí sloužící ke snížení fixních nákladů. Kromě kapacitních plateb může výrobce také profitovat z výše zmíněných výkonových rezerv.

Principiálně funguje systém tak, že státní subjekt (opět nejspíše provozovatel přenosové soustavy nebo Energetický regulační úřad) určí podmínky pro dosažení kapacitních plateb a výši podpory a následně čeká, kolik kapacit se z trhu přihlásí, což s sebou přináší další rizika v podobě přebytku nebo nedostatku kapacit.

Dalším problémem je, jak kapacitní platbu funkčně legislativně zakotvit. Pokud svážeme kapacitní platbu s elektřinou na trhu skutečně prodanou, hrozí, že výrobci budou prodávat pod svými náklady, které si dorovnájí právě kapacitní platbou. Naopak se může stát, že zdroj bude připraven do sítě dodávat pouze papírově a připravenost bude dokazovat nabídkami na burze. Nabídky však například nacení tak vysoko, že nebudou mít šanci se na trhu prosadit. Tomuto se lze vyvarovat systémem pokut a kontrol, který však celý systém prodraží a zkomplikuje.

##### 1.4.2.1. Výhody kapacitního mechanismu kapacitních plateb

- Systém kapacitních plateb je jednoduchý, ale pouze v tržním prostředí, kde všichni „hrají férově“.
- Silně motivuje investory k budování nových zdrojů.
- Díky kritériím pro dosažení kapacitních plateb se dá zohlednit, jak který zdroj přispívá ke stabilnějšímu chodu soustavy,

##### 1.4.2.2. Nevýhody kapacitního mechanismu kapacitních plateb

- Počáteční stanovení výše kapacitní platby státním subjektem je/bude velmi obtížné.
- Výsledný efekt celého systému je nejistý.
- Pro koncové laické zákazníky může být nejasné, za co a proč vlastně platí.

### 1.4.3. Kapacitní trhy (kapacitní certifikáty a kapacitní aukce)

Kapacitní trhy jsou další z variant kapacitních mechanismů, kde je základem množství žádaných kapacit, které určí státní orgán (nejspíše provozovatel přenosové soustavy) buď v celkové výši na oblast, nebo pro jednotlivé obchodníky dle množství a charakteru odběratelů. Cenu za kapacitu posléze určí sám trh.

První možností je kapacitní trh prostřednictvím centrální aukce, kde jediným kritériem je cena a tudíž se akceptují nabídky až do poptávaného množství, které se posléze ocení cenou nejvyšší přijaté nabídky (obdobně jako u spotového trhu v České republice).

Druhou zmíněnou možností je založení trhu s kapacitními certifikáty, které by v České republice měly dopad hlavně na činnost subjektů zúčtování. Ty by měly za povinnost mít zajištěné kapacity na pokrytí maximální špičkové spotřeby svých zákazníků buď z vlastních zdrojů, nebo právě nákupem kapacitních certifikátů od výrobců elektřiny – elektráren. Touto povinností vznikne trh s kapacitními certifikáty. V tomto případě lze využít i výše zmíněné snížení spotřeby jako certifikovanou kapacitu.

#### 1.4.3.1. Výhody kapacitního mechanismu kapacitních trhů

- Trh s kapacitními certifikáty, případně i centrální aukce, dává informace investorům, kteří uvažují o budování nových energetických zdrojů.
- Dává možnost výdělků i spotřebitelům formou certifikovaného snížení spotřeby. Pro nabízené množství se užívá trefný pojem „negawatty“.

#### 1.4.3.2. Nevýhody kapacitního mechanismu kapacitních trhů

- Je zřejmé, že ten, kdo náklady na kapacitní certifikáty zaplatí, bude koncový zákazník. Na druhou stranu, dle mého názoru, to byli právě koncoví zákazníci, kteří zvolili vlády, které způsobily podporou zelených zdrojů nerentabilitu investic do konvenčních energetických zdrojů, čímž způsobily příčiny, na které je potřeba hledat mechanismy, kterými se v této práci zabývám.
- Samozřejmě, stejně jako u strategických rezerv, je problémem určení poptávaného množství výkonových kapacit.
- Menší trh se může při nedokonalém právním základu stát zmanipulovatelným ze stran dominantních výrobců.
- Při nevhodném nastavení pravidel trhu a aplikací, v EU tolika oblíbených, výjimek, může dojít ke stejnému fiasku jako na trhu s emisními povolenkami CO<sub>2</sub>.

## 1.5. Pevné výkupní ceny a jaderný bonus

Zavedení pevných výkupních cen na výkup elektrické energie z nového jaderného zdroje je další možností, jak zvýšit motivaci investorů k jejich budování. Většina občanů České republiky si při spojení „pevné výkupní ceny“ vybaví podporu obnovitelných zdrojů na našem území, která se dle mého názoru, neprovedla úplně optimálně z pohledu státu, ani z pohledu investorů. Z tohoto důvodu si myslím, že pevné výkupní ceny pro projekt tak velkého rozsahu, kterým vybudování nové jaderné elektrárny bezesporu je, by bylo potřeba provést odlišně. Proto v této části popíšu svůj názor na optimální variantu podpory formou pevných výkupních cen.

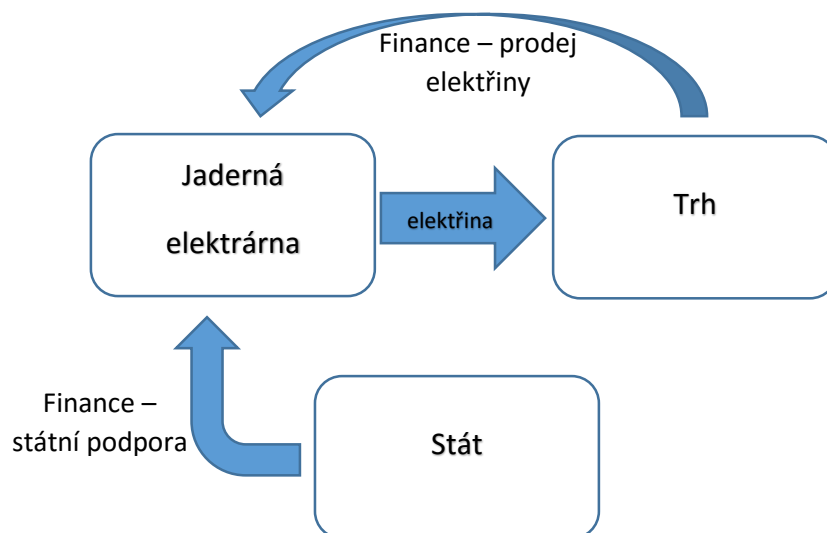
Předně si nemyslím, že je z tržního pohledu vhodné vykupovat elektřinu za pevné ceny, protože tak dochází k největšímu pokřivení trhu. Proto bych se přikláněl k podpoře formou jaderných bonusů, což je dle mé představy obdoba zelených bonusů pro výkup elektřiny z OZE a KVET v České republice.

Naprostě zásadní pro tuto formu podpory bude stanovení výše jaderného bonusu. Výše bonusu by měla být stanovena tak, aby vlastníkově elektrárny postupem času zaeliminovala finanční deficit projektu, ale zároveň tak, aby motivovala investora uplatňovat elektřinu na trhu za cenu co nejbližší ceně tržní. Tím by se, dle mého názoru, mohl snížit negativní dopad na trh s elektrickou energií.

Dalším důležitým prvkem pro snížení rizika investora bude garance podpory na celou smluvní dobu. Obzvláště v dnešní době, kdy na konci roku 2015 reálně hrozilo nevypsání podpory pro některé obnovitelné zdroje, bude garance podpory pro investora určitě zásadní záležitostí.

Zároveň zastávám názor, že nejen doba, ale i průběh podpory by měl být dopředu dán a smluvně ošetřen. To opět zajistí investorovi potřebné jistoty a zvýší to jeho motivaci nový zdroj budovat. Pokud se ovšem bavíme o době podpory např. 30 let, může předepsaný průběh výše jaderného bonusu způsobovat potíže buď investorovi při velkém poklesu cen elektřiny, či státu při velkém nárůstu cen, který by tudíž podporoval projekt zbytečně a vlastníkově by generoval zbytečně veliké zisky, nehledě na neblahý vliv na trh, kde by investor mohl prodávat elektřinu pod cenou. Pro zamezení negativních efektů při nepředvídané fluktuaci cen by se mohla výše bonusu navázat např. na cenu elektřiny na burze s možností ročních aktualizací. Ovšem taková flexibilita podpory jí velmi přibližuje mechanismu Contract for Difference, od které by se de facto lišila jen četností aktualizace tržní ceny.

Osobně si myslím, že podpora formou pevných výkupních cen či jaderných bonusů není pro projekt jaderné elektrárny s instalovaným výkonem 1 000 – 3 000 MW, roční dobou využití maxima mezi 7 a 8 tisíci hodinami a životností 60 – 70 let nejvhodnější. Všechna tato čísla jen ukazují, jak je projekt násobně rozsáhlejší oproti podpoře OZE a tudíž i rizika s takovouto podporou jsou značně větší. Myslím si, že bychom se měli od staromódní formy podpory oprostít a z minulosti se poučit.



Obrázek 1-6: Schéma podpory formou jaderných bonusů

#### 1.5.1. Výhody podpory formou pevných výkupních cen a jaderných bonusů

- Systém podpory tímto mechanismem je principiálně velmi jednoduchý.
- Stát bude dopředu celkem přesně vědět, jaké množství finančních prostředků bude potřeba v budoucnu vyhradit na podporu nového jaderného zdroje.

### 1.5.2. Nevýhody podpory formou pevných výkupních cen a jaderných bonusů

- Jak je zmíněno výše, nejobtížnější na celém tomto mechanismu je stanovení výše podpory s ohledem na budoucí vývoj cen na trhu.
- V minulosti se na území České republiky podpora formou pevných výkupních cen a zelených bonusů, dle mého názoru, příliš nezdařila.
- V zemi, kde na každý den zobchoduje množství elektrické energie v řádu tisíců megawattů [9], může přepodporovaný zdroj pro pokrývání základního zatížení o instalovaném výkonu 1 – 3 tisíce megawattů pořádně zahýbat s celým trhem.
- Rizika jednoznačně převyšují výhody. Proto tento způsob podpory není zmiňovaný politiky, odborníky ani médii a ve výčtu podpor je spíše pro úplnost seznamu.

### 1.6. Státem vynucená výstavba

Pod spojením státem vynucená výstavba mám na mysli situaci, kdy bude stát potřebovat nový jaderný zdroj vybudovat rychle bez ohledu na jeho aktuální finanční rentabilitu. Příčin vzniku takové situace může být mnoho od prudké změny směřování energetické politiky v České republice nebo Evropské unii, až po náhlé ohrožení energetické bezpečnosti naší země. Analýza těchto příčin není přímo náplní této kapitoly.

Když se tedy zaměříme na situaci v České republice, tak mají politici v zásadě jedinou možnost, jak přinutit Skupinu ČEZ (přiznejme, že v současné chvíli není v České republice jiný potencionální subjekt schopný vybudovat nový jaderný zdroj), aby neprodleně zahájila výstavbu proti finanční logice. A to tak, že jako většinový vlastník má stát ve Skupině ČEZ rozhodující podíl. Prostřednictvím téměř sedmdesátiprocentního podílu [10] je v silách vlády, přesněji spíše Ministerstva financí, přinutit Skupinu ČEZ prakticky k čemukoliv. Otázkou ovšem zůstává, který management bude ochotný vzít takové rozhodnutí na svá bedra.

Stát by ovšem také mohl dát investorovi investiční podporu, kterou by snížil pravděpodobné negativní dopady na společnost i mimostátní akcionáře. Dostatečná investiční podpora by mohla rázem změnit finanční návratnost celého projektu. Avšak i částečná podpora by alespoň zmírnila negativní důsledky a při pozitivní souhře s budoucí eskalací cen elektrické energie by i snížila riziko finančního deficitu projektu.

Každopádně jako autor této práci doufám, že pokud již k podpoře dojde, nebude to, s ohledem na situace, které to mohou vyvolat, investiční podpora a nedojde ani na bezohlednou vynucenou výstavbu. Obzvláště, když jsou popsány a i prakticky ověřené sofistikovanější mechanismy, zmíněné výše.

#### 1.6.1. Výhody státem vynucené výstavby

- Stát může přímo ovlivnit rozsah projektu a nařídít investorovi jeho výstavbu.
- V případě investiční podpory se vyplatí naráz, nebo v brzkých letech projektu, a nepotáhne se se státním rozpočtem několik dekad.

#### 1.6.2. Nevýhody státem vynucené výstavby

- Nařízení a vynucení výstavby je, dle mého názoru, přinejmenším pouze kontroverzní.
- Management se takovému kroku bude určitě usilovně bránit, a proto by pravděpodobně byly nutné personální změny, čímž by společnost většinově vlastněná státem mohla přijít o kvalitní špičkové manažery.

- Jedná se o mechanismus, který je prakticky mimo trh, ale zároveň na něj má obrovský vliv.
- Jedna ze smluvních stran vždycky finančně prodělá. Každopádně, jak jsem již zmínil výše, rozhoduje se pouze o tom, zda bude tratit jen stát, nebo s sebou stáhne i minoritní akcionáře.

### 1.7. Další možnosti

Výše jsem vyjmenoval, dle mého názoru, všechny mechanismy podpory, kterými jsme schopni v České republice reálně zvýšit motivaci investorů k budování nového jaderného zdroje. Samozřejmě existují i další možnosti zvýšení motivace, které ovšem podle mě nejsou dostatečně silné, aby měly vliv na budování nových jaderných elektráren. Patří mezi ně zejména:

- **Daňové úlevy** pro investora – taková motivace je opět jednostranně nevýhodná pro stát.
- Možnosti **zrychleného odpisu investice** – investor využije výhod daňového štítu v raných letech projektu, čímž projektu vylepší čistou současnou hodnotu.
- Obdoba **zelených certifikátů** – zastávám názor, že jaderná energie je jedna z nejšetrněji získaných forem energie a tudíž i spojení zelený certifikát si dovedu představit pro elektřinu z jaderných elektráren. V praxi by celý systém mohl fungovat jako například v Rumunsku, kde výrobci za zelenou energii dostávají certifikáty, které posléze na burze prodávají dodavatelským společnostem, pro něž jsou státem stanovené kvóty, jaký podíl zelené energie mají zákazníkům dodávat. [11]

### 1.8. Pohled státu

Závěrem této kapitoly bych rád uvedl, že pokud chceme na našem území nový jaderný zdroj, je určitý mechanismus zvýšení motivace investorů k jeho budování takřka nutností. Důvody na straně investora jsou samozřejmě finanční. Na druhé straně u většiny mechanismů stojí stát, který se finančním garancím samozřejmě brání, protože ve většině případů by podpora znamenala pro státní rozpočet pouze výdaje. V takovém případě by ovšem na stát mohly mít vliv nefinanční aspekty, které by samozřejmě měly převládat nad finančními. Pokud by tomu tak nebylo, zůstává otázkou, proč stát vlastně nový jaderný zdroj na svém území vyžaduje.

## 2. Podpora JE v EU

Jelikož, jak jsem zmínil v první kapitole, je finanční rentabilita nových jaderných zdrojů v Evropské unii nepříznivá, tak se i ostatní evropské státy musí s tímto problémem vypořádat, a pokud o výstavbu nových bloků opravdu stojí, musí určitou formu zvýšení motivace investorů k jejich budování akceptovat. Toto téma je samozřejmě také velice aktuální pro Českou republiku, kde se již několik let intenzivně zvažuje rozšíření Jaderné elektrárny Dukovany či dostavba Jaderné elektrárny Temelín. V Evropě jsou nyní ve výstavbě jaderné bloky ve třech elektrárnách (francouzské Flamanville, finské Olkiluoto a slovenské Mochovce) a dalších několik má svou výstavbu téměř jistou (např. britské Hinkley Point, maďarský Paks,...). Bohužel první dva zmíněné projekty (Flamanville a Olkiluoto) provází během výstavby mnoho problémů a dochází k významným prodloužením výstavby a znásobení investiční ceny.

V této kapitole popisují dva konkrétní projekty, které mě zaujaly svým mechanismem podpory, který je pro ně zvažován. Prvním je již zmíněná britská elektrárna Hinkley Point C, která má v případě výstavby prakticky jistou podporu výše popsaným mechanismem Contract for Difference. A druhým, dle mého názoru, zajímavým projektem je plánované rozšíření maďarské Jaderné elektrárny Paks, uskutečněné ruskou společností Rosatom, které bude financováno zejména s pomocí desetimiliardového úvěru (přes 80 % plánované investice), který Maďarsku poskytne Rusko.

### 2.1. Hinkley Point C

Ve Velké Británii je k roku 2016 v provozu 16 jaderných reaktorů, z nichž ovšem bude po roce 2028 v provozu pouze jediný z důvodu jejich velkého stáří a tedy postupnému odstavení [12]. Britská vláda již od roku 2008 prohlašuje, že dosluhující jaderné bloky nahradí novými jadernými bloky a tudíž, že Velká Británie technologii výroby elektrické energie z jádra nezavrhne. Na podzim roku 2010 britská vláda schválila seznam osmi lokalit, kde by se měla do roku 2025 zahájit výstavba nových jaderných bloků. Jednou položkou na schváleném seznamu je i lokalita současné jaderné elektrárny v Hinkley Point.

#### 2.1.1. O elektrárně Hinkley Point

Jaderná elektrárna Hinkley Point se nachází v britském hrabství Somerset. Provozovatelem elektrárny je od roku 2009 francouzská společnost EDF (Électricité de France), která vlastnictví britských jaderných elektráren hbitě využívá k snadnějšímu ovlivnění britského veřejného názoru na jadernou energetiku včetně dostavby nových jaderných bloků.

První dva jaderné reaktory byly v této lokalitě uvedeny do provozu v roce 1965. Jednalo se o reaktory typu Magnox (GCR - Gas Cooled, Graphite Moderated Reactor) s instalovaným výkonem 2 x 250 MW. Zajímavostí reaktorů Magnox je přírodní uran jako palivo, který je obměňován za provozu, a oxid uhličitý používaný jako teplotnosné médium a chladivo. Reaktory elektrárny Hinkley Point A, jak se prvním dvěma blokům říkalo, byly trvale odstaveny v roce 2000.

Výstavba elektrárny Hinkley Point B byla zahájena prakticky ihned po uvedení do provozu elektrárny Hinkley Point A. Dva pokročilé plynem chlazené reaktory (AGC - Advanced Gas Cooled) o instalovaném výkonu 410 a 430 MW dodávají elektrickou energii od roku 1973.

Na konci 80. let minulého století se plánovala dostavba třetí části elektrárny – Hinkley Point C, od které bylo počátkem 90. let odpuštěno z důvodu finanční nevýhodnosti. [13] V současné době je právě velice aktuální dostavba dvou jaderných bloků označovaných jako Hinkley Point C.

### 2.1.2. Plánované bloky elektrárny Hinkley Point C

V elektrárně Hinkley Point C plánuje francouzská společnost EDF vybudovat dva nové bloky o instalovaném elektrickém výkonu 3 200 MW (2x 1 600 MW). Jedná se o dva tlakovodní bloky III. generace typu EPR (European Pressurized Reactor nebo Evolutionary Power Reactor) nabízené francouzskou společností Areva<sup>1</sup>, které jsou v současné době na světě budovány 4 ve třech lokalitách:

- Finská jaderná elektrárna Olkiluoto 3: Projekt od počátku provází potíže s technologií, způsobené pravděpodobně zakrněním evropského jaderného průmyslu zmíněného v kapitole 1. Výstavba elektrárny započala v roce 2005 s plánovaným uvedením do provozu v roce 2009. V současnosti je plánovaný termín uvedení do provozu v roce 2019. [15] Společnost Areva se ve smlouvě zavázala k vybudování „jaderné elektrárny na klíč“ za cenu 3 miliardy euro, avšak nyní se už odhadované náklady vyšplhaly na 9 miliard euro, což také jistě zapříčinilo současné finanční problémy společnosti Areva. [16]
- 3. blok jaderné elektrárny Flamanville: Tímto projektem chtěly pravděpodobně francouzské energetické společnosti Areva a EDF předvést svůj nejmodernější produkt – reaktor EPR. Bohužel stejně jako v případě finského Olkiluota i projekt ve Flamanville musí čelit celé řadě problémů. Od zahájení výstavby v roce 2007 se odhadované náklady zvýšily z původních 3,3 miliard eur na dnešních bezmála 9 miliard euro a plán uvedení do provozu se oproti původnímu posunul o 5 let na rok 2017 [17]. Závažným ohrožením celého projektu reaktorů EPR se stal v červnu 2015 objevený problém se strukturou oceli reaktorového pláště.
- 2 bloky v budované čínské jaderné elektrárně Taishan: Poslední dva v současnosti budované jaderné reaktory typu EPR jsou ve výstavbě v elektrárně Taishan jižně od Pekingu. Výstavba započala v roce 2010 a již nyní má dvouleté zpoždění. Navíc se u reaktorové nádoby objevily stejné problémy jako ve francouzském Flamanville [18].

Z důvodu komplikací s garancí britské vlády (popsané dále) a technickými obtížemi, které provází sesterské projekty Hinkley Point C (popsané výše) se neustále posouvá termín zahájení i plánovaného dokončení projektu. Z původního plánu uvedení do provozu v roce 2017 je nyní v témže roce plán zahájení výstavby s, dle mého názoru, velmi optimistickým termínem dokončení v roce 2023 [16]. Každopádně i přes výše zmíněné v lokalitě už od roku 2012 probíhají přípravné práce a stavba jako taková má všechna technická, bezpečnostní a ekologická povolení. Jediné, co stavbu stále brzdí je nedořešený systém podpory a nedostatek investorů, kteří jsou ochotní podstoupit riziko spojené s tímto projektem. [19]

Hinkley Point C	
Počet bloků:	2
Elektrický výkon:	2x 1 600 MW
Životnost:	60 let
Plán zahájení výstavby:	2017
Plán uvedení do provozu:	2023 a 2024

Tabulka 2-1: Technický přehled plánované elektrárny Hinkley Point C

<sup>1</sup> Společnost Areva se s nabídkou reaktorů EPR účastnila tendru na dostavbu 3. a 4. bloku JE Temelín, ze kterého však byla na podzim 2012 společností ČEZ vyřazena. [14]



### 2.1.3. Forma podpory elektrárny Hinkley Point C

V říjnu 2013 britská vláda potvrdila, že jako první na světě, bude podporovat nový jaderný zdroj mechanismem Contract for Difference (popsaným v kapitole 1.2.) po dobu 35 let. Smluvní cena (strike price) je domluvena 92,5 liber za megawatthodinu v cenách roku 2012, která bude každoročně upravována o inflaci. Zároveň je součástí dohody i doložka, která uvažuje případné zlevnění opakované investice při budování dalších britských jaderných zdrojů společností EDF, která bude smluvní cenu snižovat dle vypočítaných průměrných nákladů pro více nových jaderných elektráren [12].

V prosinci 2013 evropská komise oznamuje, že zahajuje řízení přezkumu podpory nových jaderných elektráren mechanismem Contract for Difference ve Velké Británii, které ukončuje v říjnu 2014 s kladným stanoviskem. Takové rozhodnutí se nelíbí antijadernému Rakousku, které v roce 2015 podává proti tomuto rozhodnutí stížnost<sup>2</sup>. Rakousko sice napadá legislativní podložení podpory, ale je zřejmé, že případná protiprávnost podpory a starost o spravedlivý energetický trh je to poslední, o co se Rakousku jedná.

Právě různá šetření a žaloby stále způsobují posun učinění finálního investičního rozhodnutí a zahájení výstavby, a prohlubují nejistotu a potenciální riziko projektu samotného. EDF má pochopitelně obavy a proto sháněla silné partnery, kteří by převzali část investičního rizika. Úspěch tohoto snažení potvrdil britský premiér David Cameron během tiskové konference při podzimní návštěvě čínského prezidenta Si Ťin-pchinga ve Velké Británii v roce 2015. Je pochopitelné, že zapojení do takto velkého rizika není pro mnoho firem přijatelné a proto musela Velká Británie přijmout, pravděpodobně jedinou nabídku, přicházející z Číny.

Vlastnická struktura elektrárny bude nejspíše následující [12]:

- 45 – 50 % - francouzská EDF,
- 30 – 40 % - čínské skupiny CGN a CNNC, které mimo jiné budují již zmíněné reaktory EPR v elektrárně Taishan,
- 10 % - francouzská Areva, jako hlavní dodavatel technologie – zapojení Arevy do vlastnické struktury však není jisté z důvodu jejich finančních problémů a možného převzetí společností EDF a
- zbylých až 15 % - ostatní partneři.

V současné době jsou náklady na projekt odhadnuty na neuvěřitelných 24,5 miliardy liber [19].

Finální investiční rozhodnutí k lednu 2016 nebylo ani na devátý pokus učiněno, což společnost EDF zdůvodnila prioritním vyřešením finančních problémů a případným převzetím svého hlavního dodavatele, společnosti Areva [21].

<b>Hinkley Point C</b>	
<b>Odhad investice:</b>	24,5 miliardy £
<b>Mechanismus:</b>	Contract for Difference
<b>Smluvní cena:</b>	£ 92,5/MWh
<b>Délka podpory:</b>	35 let

Tabulka 2-2: Ekonomický přehled plánované elektrárny Hinkley Point C

<sup>2</sup> Rakousko oznámilo, že v případě rozhodnutí stavby nových jaderných zdrojů na českém území bude postupovat obdobně jako v tomto případě [20].



Doufejme tedy, že se společnosti Areva podaří vyřešit své finanční problémy a také, že se jí podaří vyřešit potenciální technické problémy s reaktorovou nádobou. Že se podaří společnosti EDF dohodnout a podepsat definitivní formu spolupráce s čínskými společnostmi CGN a CNNC a také domluvit závazné garance s britskou vládou. Že se ve Velké Británii v nejbližší době uvede do provozu nový jaderný zdroj od roku 1985 a že nebude ani zdrojem posledním. Doufejme, že se podpora mechanismem Contract for Difference ukáže v dlouhodobém měřítku jako správná a spravedlivá volba, která nalezne uplatnění nejen ve Velké Británii.

## 2.2. Jaderná elektrárna Paks 5, 6

Maďarsko je z energetického hlediska zemí silně importní. Kromě importu elektřiny, dováží (převážně z Ruska) také většinu své spotřeby ropy a zemního plynu. Z Ruska také dováží jaderné palivo pro svou jedinou jadernou elektrárnu, kterou je právě Paks. Je tedy zřejmé, že maďarská energetika je na Rusko velmi silně vázána. A to se maďarská vláda nechystá do budoucna měnit.

### 2.2.1. O elektrárně Paks

Jaderná elektrárna Paks leží ve středním Maďarsku, a jak jsem již zmínil, jedná se o jedinou Maďarskou jadernou elektrárnu. V elektrárně byly od roku 1982 do roku 1987 postupně uvedeny do provozu čtyři reaktory VVER-440 typ 213, tedy reaktory stejné, které vyrábí elektřinu v české JE Dukovany. Paks vyrábí více jak 40 % elektrické energie vyrobené na maďarském území a dělá z Maďarska stát EU s třetím největším podílem jaderné energetiky v Evropské unii.

Paralela s Dukovany je ještě větší, protože stejně jako v České republice, i v Maďarsku došlo s využitím projektových rezerv ke zvýšení instalovaného výkonu na 500 MW<sub>e</sub>. Projektovaná životnost byla 30 let. U bloků 1 a 2 již vypršela a byla prodloužena maďarskými orgány o dalších 20 let. Obdobná budoucnost se dá očekávat i u bloků 3 a 4, a shodně opět i u našich Dukovan.

V jaderné elektrárně Paks došlo ke dvěma incidentům, které byly hodnoceny na mezinárodní stupnici jaderných událostí – INES. První událost se stala na bloku 2 v roce 2003 a byla hodnocena stupněm INES 3. Při čištění vyjmutých palivových kazet došlo k úniku radioaktivity přímo ve vodě v bazénu vedle reaktoru. Poškozené palivo bylo v roce 2010 převezeno zpět do Ruské federace. Druhý incident byl hodnocen stupněm INES 2, když došlo k přetržení lana a pádu detektoru neutronů při přesunu k vysoce radioaktivnímu odpadu.

Stejně jako pro Českou republiku by byl významný problém v případě neprodloužení licence u JE Dukovany, případně její prodloužení pouze o 10 let (namísto očekávaných 20 let), tak by obdobnému problému čelilo i Maďarsko v případě neobnovení licence JE Paks 3, 4 případně jejímu zkrácení pro JE Paks 1, 2. Maďarská vláda se tedy rozhodla na nic nečekat a začala jednat, a rozhodla o dostavení dalších dvou bloků ve stejné lokalitě, tudíž bloků Paks 5, 6.

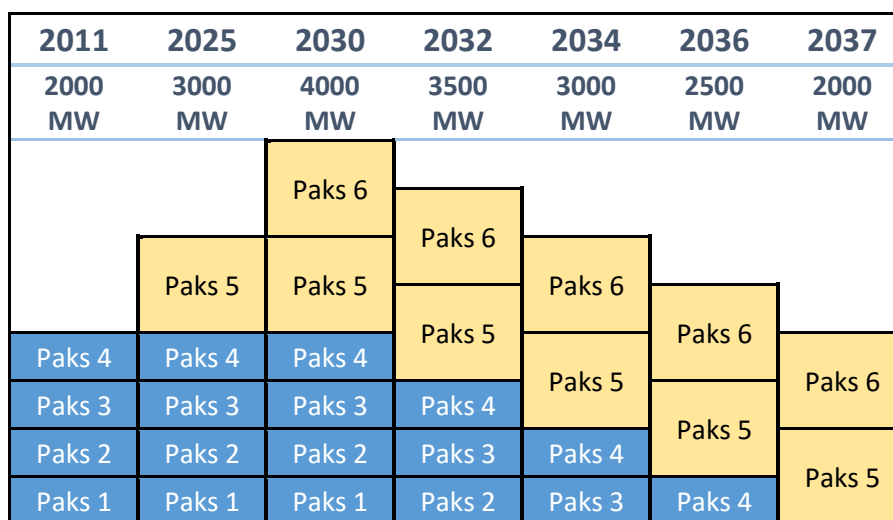
### 2.2.2. Plánované bloky elektrárny Paks 5, 6

Ve středním Maďarsku plánuje maďarská vláda vybudování dvou nových jaderných bloků v lokalitě Paks. Přes státem vlastněnou skupinu MVM, respektive její dceřinou společnost, od roku 2009 pracuje na projektu elektrárny s více než 2 000 MW<sub>e</sub> instalovaného výkonu.

Nyní je již rozhodnuto, že se bude jednat o reaktory VVER-1200 dodané konsorciem v čele s ruským ROSATOMem o instalovaném výkonu 2x 1 200 MW<sub>e</sub>. Řada bloků VVER je nám dobře známá, jedná se o lehkovodní tlakovodní reaktory obdobného typu, které máme v českých jaderných elektrárnách Temelín a Dukovany. Reaktor VVER-1200 patří do tzv. III+ generace jaderných reaktorů a tudíž disponují

těmi nejmodernějšími bezpečnostními prvky. Uvažovaná životnost je 60 let. Se stejným reaktorem se konsorcium MIR ucházelo o dostavbu 2 nových bloků v české jaderné elektrárně Temelín. Reaktory VVER-1200 jsou v současné době ve výstavbě v několika lokalitách zejména v Rusku a Číně. Na dalších místech je již podepsána smlouva o projektu – například ve Finsku.

Rozhodnutí maďarské vlády o dostavbě dvou nových jaderných bloků osobně považuji za velmi logické s ohledem na délku výstavby a zároveň dosluhující provozované bloky. Plánované zajištění (resp. nezhoršení současné situace) energetické bezpečnosti je přehledně zobrazeno na následujícím obrázku:



Obrázek 2-1: Plán nahrazení starých bloků novými – inspirováno dle [23]

Z obrázku je vidět, že Maďarsko počítá s uvedením nových bloků do provozu ještě před odstavením dosluhujících bloků. V předpokládaném uvedení do provozu se různé zdroje bohužel rozcházejí. Dle mého názoru je realistický předpoklad uvedení do provozu prvního bloku během roku 2025 a druhého o jeden až tři roky později, jak to historicky bývá při uvádění nových jaderných elektráren do provozu.

Paks 5, 6	
Počet bloků:	2
Elektrický výkon:	2x 1 200 MW
Životnost:	60 let
Plán zahájení výstavby:	2018
Plán uvedení do provozu:	2025 a 2027

Tabulka 2-3: Technický přehled plánované elektrárny Paks 5, 6

### 2.2.3. Forma podpory elektrárny Paks 5, 6

Maďarsko uzavřelo s Ruskem mezvládní dohodu o podpoře rozvoje maďarské jaderné energetiky. Díky mezvládní dohodě mohla maďarská vláda určit (namísto vysoutěžít) jako dodavatele pro nový jaderný zdroj právě ruskou společnost JSC NIAEP z konsorcia ROSATOM. Takový postup se pochopitelně nelíbí evropské komisi, která prakticky ihned po uzavření dohody na počátku roku 2014 zahájila šetření státní podpory nových zdrojů.

Z mého pohledu maďarská vláda kriticky zhodnotila svou energetickou situaci a zachovala se zcela logicky. Právě přímá volba dodavatele může urychlit celý proces výstavby nového jaderného zdroje klidně o celou dekádu. Obzvlášť v případě, kdy se neúspěšná soutěžící společnost odvolá, nebo

dokonce napadne výsledky soudně u místního, případně mezinárodního, soudu. Kromě toho má dohoda s Ruskem další obrovskou výhodu. Rusko poskytne Maďarsku mezinárodní úvěr na 80 % celkové investice, což se ovšem opět nelíbí nejen evropské komisi, ale i mnoha členským státům Evropské unie, které mají obzvlášť v posledních měsících s Ruskem velmi vypjaté vztahy.

Úvěr o velikosti 10 miliard eur bude použit výhradně na výstavbu nových bloků. Úrok bude postupně gradovat až na hodnotu 4,95 % a splatnost úvěru je 21 let po uvedení obou bloků do provozu. Celková investice (overnight cost) bude tedy přes 12 miliard euro, což cca odpovídá i odhadům pro dostavbu českých bloků. Reálná cena investice bude samozřejmě větší právě z důvodu postupného splácení ruského úvěru a z toho vyplývajících úroků. [24] Další nezbytné finanční prostředky, krom ruského úvěru, pro výstavbu dodá společnosti MVM přímo maďarský stát. Samozřejmě zejména po zkušenostech s výstavbou nových bloků EPR můžeme objektivně očekávat zpoždění projektu výstavby i zvýšení ceny během výstavby.

Maďarsko opakovaně tvrdí, že jeho postup neporušuje evropskou legislativu a v tomto duchu zveřejňuje svá prohlášení. Evropská komise ve spolupráci s agenturou EUROATOM stále prošetřuje volbu dodavatele bez soutěže i plánované poskytnutí kapitálu pro dostavbu společnosti MVM maďarským státem. Výsledky šetření zatím nejsou známy (jsou-li) a termín jejich zveřejnění znám také není. Můj názor je takový, že se maďarská vláda zachovala racionálně a nehledě na výslednou zprávu evropské komise je o nových jaderných blocích rozhodnuto již nyní. Stejně tak si myslím, že podobné obstrukce evropské komise čekají i Českou republiku, pokud se rozhodne pro jakoukoliv podporu nových jaderných zdrojů na svém území.

<b>Paks 5, 6</b>	
<b>Odhad investice:</b>	12,5 miliardy €
<b>Úvěr:</b>	10 miliard €
<b>Úrok:</b>	až 4,95 %
<b>Splatnost:</b>	21 let po zahájení výroby

Tabulka 2-4: Ekonomický přehled plánované elektrárny Paks 5, 6

Osobně doufám, že Maďarsko úspěšně zrealizuje výstavbu nových bloků a posílí pozici jaderné energetiky nejen ve střední Evropě, ale v celé Evropské unii. Volbu mezinárodní půjčky právě od Ruska nepovažuji v dnešní době za šťastný krok, na druhou stranu chápu, v jak obtížné situaci se maďarská vláda nacházela, a považuji její krok za nejlepší možné řešení. Při všech nespravedlnostech na dnešním energetickém trhu se domnívám, že k jeho výraznému pokřivení tímto nedojde. Nechme se překvapit, a třeba se v budoucnu ukáže krok Maďarska jako nadčasově správný, nebo naopak, jako krok vedle. To vše ukáže nejspíše až čas.

### 2.3. Dostavba jaderných elektráren v České republice

Jak ještě zmíním v následující kapitole, dle platných dokumentů, se s dostavbou jaderných bloků na území České republiky do budoucna opravdu počítá. Na uvedených příkladech dvou jaderných elektráren, které se sice nestaví, přesto jsou jejich projekty dále než dostavba v ČR, vidíme, že se jedná o projekty skutečně velkého rozsahu. Také nepřímo dokazují, že trh v případě jaderných elektráren není schopen zajistit investorovi rentabilitu jím vložených prostředků a proto je potřeba další zásah státu ve formě určité podpory nebo přímo poskytnutím prostředků.

Je jednoznačně milé, že obdobné problémy, které jsme řešili při vypsání tendru na dostavbu JE Temelín v České republice, řeší i jiné státy Evropské unie a to dokonce tak vyspělé jako Finsko či Velká Británie. Na závěr dodám, že doufám, že se Česká republika poučí z případných chyb států, které jsou „napřed“ a poté pro projekty nových jaderných zdrojů na našem území využije jen ty nejlepší ověřené poznatky a zkušenosti z jiných členských států EU.

### 3. Varianty zajištění finanční návratnosti projektu NJZ v ČR

V současném světě energetiky se jeví budování nového jaderného zdroje bez patřičných finančních jistot jako ekonomicky nevýhodné. Z tohoto předpokladu vycházím, ale v dalších částech práce ho i ověřím. Je proto zřejmé, že pokud stát, potažmo my, na našem území nový jaderný zdroj vyžadujeme či potřebujeme, bude potřeba investora ekonomicky podporovat jedním ze způsobů zmíněných v kapitole 1.

Dále v práci jsou tedy popsány tři mnou sestavené ekonomické modely, z nichž v následující kapitole vyberu ten, dle mého názoru, pro Českou republiku nejrozměšší. Variantou, že by se nový jaderný zdroj na našem území nestavěl, se nebudu zabývat, jelikož budu vycházet ze Státní energetické koncepce, potažmo Národního akčního plánu rozvoje jaderné energetiky, které s vybudováním nových jaderných bloků na území ČR jednoznačně počítají.

Úloha sestavení ekonomického modelu pro tak rozmanitý a dlouhodobý projekt, jako je nový jaderný zdroj, je nesmírně rozsáhlá a komplikovaná, s velkým množstvím proměnných, a proto považuji za přínos jeho sestavení nejen konkrétní číselné výstupy a závěry, ale i samotné sestavení výpočetního modelu, v rámci kterého se dají aktualizovat jednotlivé vstupy dle aktuálních trendů, a který díky tomu může být použit pro výpočet ekonomické efektivnosti nového jaderného zdroje na našem území i v budoucnu.

#### 3.1. Státní energetická koncepce

Státní energetická koncepce (SEK) vychází ze Zákona 406/2000 Sb. O hospodaření energií, § 3. SEK vytváří Ministerstvo průmyslu a obchodu a schvaluje vláda. Koncepce je přijímána na 25 let s tím, že se každých pět let vyhodnotí její dodržování a dojde k případné aktualizaci. SEK je samozřejmě závazná pro výkon státní správy v oblasti energetiky a je důležitým podkladem pro mnoho dalších dokumentů a rozhodování.

Státní energetická koncepce určuje cíle a priority ČR v odvětví energetiky a také konkrétně definuje, pomocí kterých nástrojů těchto cílů dosáhnout. Za respektování energetických, ekologických a sociálněekonomických hledisek se snaží zodpovědně určovat a směřovat budoucnost vývoje české energetiky tak, aby byl možný trvale udržitelný rozvoj a díky stabilnímu politickému prostředí zajistit jistotu pro případné investory. Tuto jistotu vcelku podřídí časté legislativní změny na úrovni Evropské unie či Německa, které s sebou stahují i český energetický trh.

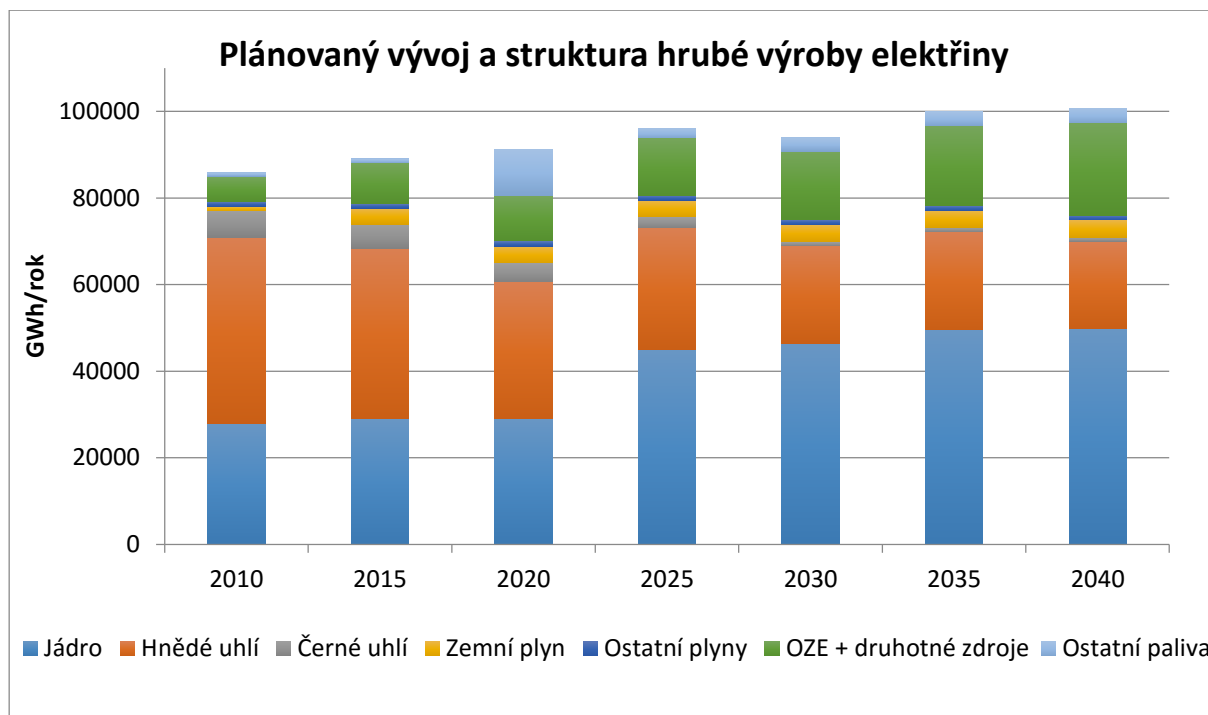
Současná platná Státní energetická koncepce je platná od května roku 2015.

##### 3.1.1. Jaderná energetika ve Státní energetické koncepci

Státní energetická koncepce se samozřejmě zabývá energetikou jako celkem (od těžby uhlí až po elektromobilitu), ovšem jaderná energetika má v elektroenergetické a teplárenské části SEK svou zásadní roli. SEK počítá s postupným nahrazením dosluhujících uhelných zdrojů zdroji jadernými, čímž by jaderná energetika pomohla k přechodu na nízkouhlíkatou energetiku dle přísných cílů Evropské unie do roku 2050 a zároveň by produkovala dostatečné množství elektrické energie pro český průmysl a domácnosti.

SEK počítá s mírným růstem spotřeby elektrické energie, který mají mimo jiné pokrýt i nové jaderné zdroje. Již nyní dodávají jaderné elektrárny do české přenosové soustavy třetinu vyrobené elektrické

energie a dle SEK se tento podíl má navýšit až na polovinu, čímž by se staly nejvýznamnějším<sup>3</sup> zdrojem elektřiny na našem území. Státní energetická koncepce počítá s uvedením nových jaderných bloků do provozu po roce 2030. Krom stavby nových bloků je v SEK uvedeno i aktuálnější téma, a to prodloužení životnosti současných čtyř bloků v Jaderné elektrárně Dukovany (JEDU).



Obrázek 3-1: Plánovaný vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny [25]

Koncepce počítá s výstavbou pátého bloku v JEDU a jednoho až dvou nových bloků v Jaderné elektrárně Temelín (JETE), všechny o výkonu 1000 - 1200 MW. Dle čtených prohlášení vlády (nikoliv SEK) má v současnosti vyšší prioritu pátý blok v JEDU z důvodu zachování pracovních míst a znalostí v regionu po definitivním odstavení aktuálně čtyř provozovaných bloků JEDU v nejzazším termínu let 2035 - 2037.

Pokud po uvedení nových bloků do provozu bude jaderná technologie stále stejně moderní a spotřeba elektrické energie na našem území bude stále růst, což se dnes považuje za pravděpodobné, bude potřeba stavět na našem území další jaderné elektrárny. Takový úkol bude značně obtížnější z důvodu potřeby výběru nové lokality pro jaderný zdroj vhodné z hledisek bezpečnostních i sociálních.

### 3.2. Národní akční plán rozvoje jaderné energetiky v ČR

Národní akční plán rozvoje jaderné energetiky (NAP JE) je jedním z dílčích prováděcích plánů SEK samozřejmě pro oblast jaderné energetiky. Smyslem NAP JE je zajištění plnění cílů SEK v odvětví jaderné energetiky. Stejně jako SEK by mělo být jeho plnění každých pět let zhodnoceno a NAP JE případně aktualizován. Je tedy logické, že NAP JE a SEK mají totožné cíle.

V návaznosti na SEK je NAP JE zpracováván Ministerstvem průmyslu a obchodu ve spolupráci s Ministerstvem financí. Jelikož dle SEK se jeví jako neodkladné zahájení příprav na výstavbu nového

<sup>3</sup> V současnosti jsou nejvýznamnějším zdrojem elektřiny elektrárny uhelné.

jaderného zdroje v České republice, popisuje NAP JE již konkrétní investiční modely pro financování a případnou podporu.



Obrázek 3-2: Role jednotlivých subjektů při budování nové JE [3]

V NAP JE jsou zmíněny tři varianty investičního modelu:

- **Stát:** Výstavba nového jaderného bloku financována přímo státem je pravděpodobně poslední varianta, která připadá v úvahu. Více popsána v bodě 1.6.

- **Privátní sdružení investorů:** Investorem a zároveň vlastníkem nových bloků by bylo konsorcium podniků jako např. ČEZ, významný spotřebitel elektrické energie, finanční investor, dodavatel technologie... Tato varianta, je dle mého názoru, nepravděpodobná, a i kdyby na ní došlo, tak konsorcium bude jistě požadovat určité finanční záruky. Prakticky se jedná o mechanismus Mankala popsany v bodě 1.3.
- **ČEZ:** Výhradním investorem by byl současný jediný provozovatel jaderných elektráren v České republice společnost ČEZ a.s., případně jím stoprocentně vlastněná dceřiná společnost.

Dle prohlášení politických špiček ČR je vládou nejvíce podporována varianta „ČEZ“. Je zřejmé, že vedení společnosti bude po státu požadovat určité finanční záruky, protože stavba nového jaderného bloku se na našem území za současných podmínek nevyplatí, jak dokáží dále v této diplomové práci.

### 3.3. Vstupy výpočetního modelu

Ekonomický model výstavby, provozu a likvidace nového jaderného zdroje je natolik komplexní a složitá úloha, že jeho sestavení a zejména přijaté závěry je potřeba brát se zdravou rezervou. V následujících bodech jsou vyjmenovány vstupní parametry mého modelu, jakož i přijaté předpoklady a zjednodušení, které jsem při výpočtu uvažoval.

Veškeré níže uvedené konkrétní hodnoty byly použity jako vstup do referenčního základního modelu. Následně na mnohých z nich byly provedeny citlivostní analýzy, které jsou k nahlédnutí v kapitole 4 či přílohách, a to včetně mého komentáře.

#### 3.3.1. Referenční model

Referenční model v této diplomové práci znamená základní výchozí model, na němž byly prováděny veškeré citlivostní analýzy a z nějž byly vyvozeny prezentované závěry. V referenčním modelu jsou proměnné nastaveny tak, aby co nejvíce odpovídaly mému názoru na budoucí vývoj, případně aby, dle mého názoru, co nejpřesněji odrážely realitu. Konkrétní výpočetní postupy jsou vždy popsány v příslušných kapitolách, tak jak byly postupně počítány. Základní přehled vstupních parametrů a předpokladů je v následující tabulce. Kompletní přehled je k dispozici v přílohách.

Obecné		Investice	
diskont	7%	overnight cost	5 500 USD/kW
růst cen služeb	2%	zahájení provozu	2035
růst ceny energií	2%	<b>Provoz</b>	
výkon	1 200 MW	LCOE	84 USD/MWh
koeficient vlastní spotřeby	0,9524	O&M + F + D	25,8 EUR/MWh
koeficient doby využití maxima	0,8556	<b>Vytápění</b>	
uvažovaná cena elektřiny	23,9 EUR/MWh	roční dodávka tepla	8,0 PJ
kurz CZK/EUR	27,02	investice	25 000 000 000 Kč
kurz CZK/USD	23,899	roční snížení výroby elektřiny	288 515 MWh
daň z příjmu	19%	roční provozní náklady	800 000 000 Kč
odpisování	degresivní	roční provozní náklady	800 000 000 Kč
doba odepisování	20 let	roční provozní náklady	800 000 000 Kč
životnost	60 let	roční provozní náklady	800 000 000 Kč
přírůstkové náklady	9,33 USD/MWh	cena tepla	550 Kč/GJ

Tabulka 3-1: Základní předmět vstupních parametrů a předpokladů



### 3.3.2. Diskont

Problém určení diskontní míry pro tak rozsáhlý projekt, jako je budování nového jaderného zdroje s očekávanou životností 60 let od spuštění (v našem případě rok 2035) je velmi problematická. Pro správnou volbu je potřeba brát v úvahu mnoho faktorů jako jsou například rizika spojená s budováním, současná a budoucí finanční kondice společnosti, očekávaný vývoj trhu a legislativy, struktura kapitálu společnosti aj.

Jelikož samostatný výpočet diskontu pro takovýto projekt, případně pro společnost jako je Skupina ČEZ by vydal na samostatnou diplomovou práci, dovolil jsem si čerpat výslednou hodnotu z literatury a pouze ji korigovat na základě diskuze s akademickými pracovníky i s odborníky z praxe.

V bakalářské práci „CAPM a jeho využití v oceňování podniku“ [27] z roku 2014 stanovil autor výsledný diskont společnosti ČEZ pomocí modelu CAPM na hodnotu 7,3 %. Medián hodnot získaných z jiných zdrojů zmíněných v práci byl 6 %. Dalším vstupním diskontem pro mé rozhodování byl znalecký posudek na ocenění energetické společnosti Teplárna České Budějovice a.s. z roku 2014 [28], kde byla diskontní sazba stanovena na 8,76 % s postupným ročním poklesem na hodnotu 6,9 %.

Na základě výše zmíněného a po diskuzi s odborníky jsem stanovil, jako výchozí, diskont na hodnotu 7 %, jako nominální a po zdanění. Názory se zde různí. Pro investici bez podpory by podle někoho mohl být diskont i vyšší, pro investici se zaručenou státní podporou pro někoho naopak nižší. Já zastávám názor, že diskont ve výši 7 % je střed, od kterého samozřejmě budou provedeny citlivostní analýzy na obě strany.

$$r = 7 \%$$

### 3.3.3. Růst cen služeb a energií

Pod pojmem růst cen služeb ( $i_s$ ) se trochu nepřesně skrývá eskalace veškerých nákladů, teoreticky i výnosů, vyjma růstu cen energií. V praxi to v mém modelu znamená každoroční nárůst provozních nákladů a výdajů, již během výstavby, i během provozu nového jaderného bloku.

Růst cen energií ( $i_e$ ) má v modelu význam především z hlediska tržeb, jelikož jediným takovým zdrojem je právě prodej elektrické, či tepelné energie.

Pro zjednodušení byl v referenčním modelu přes celé uvažované období zvolen shodný roční nárůst cen energií a služeb ve výši dvou procent, s ohledem na dlouhodobé inflační cíle České národní banky. Triviálním zásahem do modelu je možno oddělit růst cen služeb a růst cen energií. Mírně komplikovanějším zásahem je možnost měnit tyto veličiny po letech.

$$i_s = 2 \%$$

$$i_e = 2 \%$$

### 3.3.4. Parametry elektrárny

Jedná se o dostavbu jednoho nového bloku v JETE nebo v JEDU s instalovaným výkonem na horní výši zmiňovaného intervalu, tedy s instalovaným výkonem 1 200 MW.

$$P_i = 1\,200 \text{ MW}$$

Životnost elektrárny jsem určil dle posledních trendů a zpráv z odvětví jaderné energetiky na 60 let. Například již zmíněný reaktor EPR z III+ generace jaderných zdrojů od francouzské společnosti Areva,

kteřá se mimo jiné právě s tímto reaktorem účastnila již zrušeného tendru na dostavbu JETE, ze kterého byla pro formální chyby v dokumentaci vyřazena, má předpokládanou životnost právě 60 let. [26]

$$T_z = 60 \text{ let}$$

Vlastní spotřebu nového jaderného zdroje jsem na základě náhodného vzorku historických provozních dat JETE určil na hodnotu 4,8 %.

$$k_{vs} = 95,2 \%$$

Dobu využití maxima jaderné elektrárny jsem zvolil na 7 500 hodin za rok, čemuž odpovídá koeficient  $k_{Tm} = 0,86$ .

$$k_{Tm} = \frac{T_m}{T_r} = \frac{7\,500}{8\,766} = 0,86$$

$$T_m = 7\,500 \text{ hod ... doba využití maxima}$$

$$T_r = 8\,766 \text{ hod ... počet hodin v roce se zohledněním přestupných let}$$

Uvedení nového jaderného bloku do provozu jsem v referenční variantě stanovil na rok 2035 s ohledem na SEK, NAP JE, prohlášení Vlády ČR a názory odborníků zaznívajících v médiích.

*rok 2035 – uvedení do provozu*

### 3.3.5. Cena elektřiny

Výchozí cenu elektrické energie v nultém roce projektu jsem stanovil ve výši 23,9 EUR/MWh dle ceny nejlepšího prodeje z Pražské burzy (PXE) ze dne 18. 4. 2016 (dopoledne) produktu F PXE CZ BL CAL-17.

Záměrně jsem zvolil produkt základního zatížení pro celý rok, protože přesně takové využívání se od jaderných elektráren očekává a zároveň předpokládám, že vlastníci a provozovatel bude z větší části preferovat dlouhodobější zajišťování obchodních pozic.

$$C_E = 23,9 \text{ EUR/MWh}$$

Ceny elektřiny jsou bohužel v dnešní době silně volatilní, což do celého modelu vnáší značnou nejistotu.

### 3.3.6. Odepisování

Z pohledu této práce pro správné sestavení ekonomického modelu nového jaderného zdroje má význam pouze daňové odepisování dlouhodobého majetku, které se v České republice řídí zákonem 586/1992 Sb., tedy zákonem o daních z příjmu.

Jelikož bohužel nemám k dispozici konkrétní rozpis nákladů investice, musel jsem pro zjednodušení přijmout předpoklad odepsání celé investice za dobu 20 let, neboť se, dle mého názoru, většina investice nachází ve čtvrté odpisové skupině dle zmíněného zákona. Ve třetí skupině se nachází například generátory, transformátory a jaderný reaktor. V páté a šesté naopak administrativní budovy, mnoho pomocných staveb, vodní hospodářství atd. Odpisy na jaderné palivo pro zjednodušení neuvažuji.

$$T_o = 20 \text{ let}$$

Výpočetní model umožňuje volbu nastavení formy daňového odepisování mezi degresivní a lineární. Pro výpočet v referenčním modelu je využito pro projekt výhodnější degresivní odepisování.

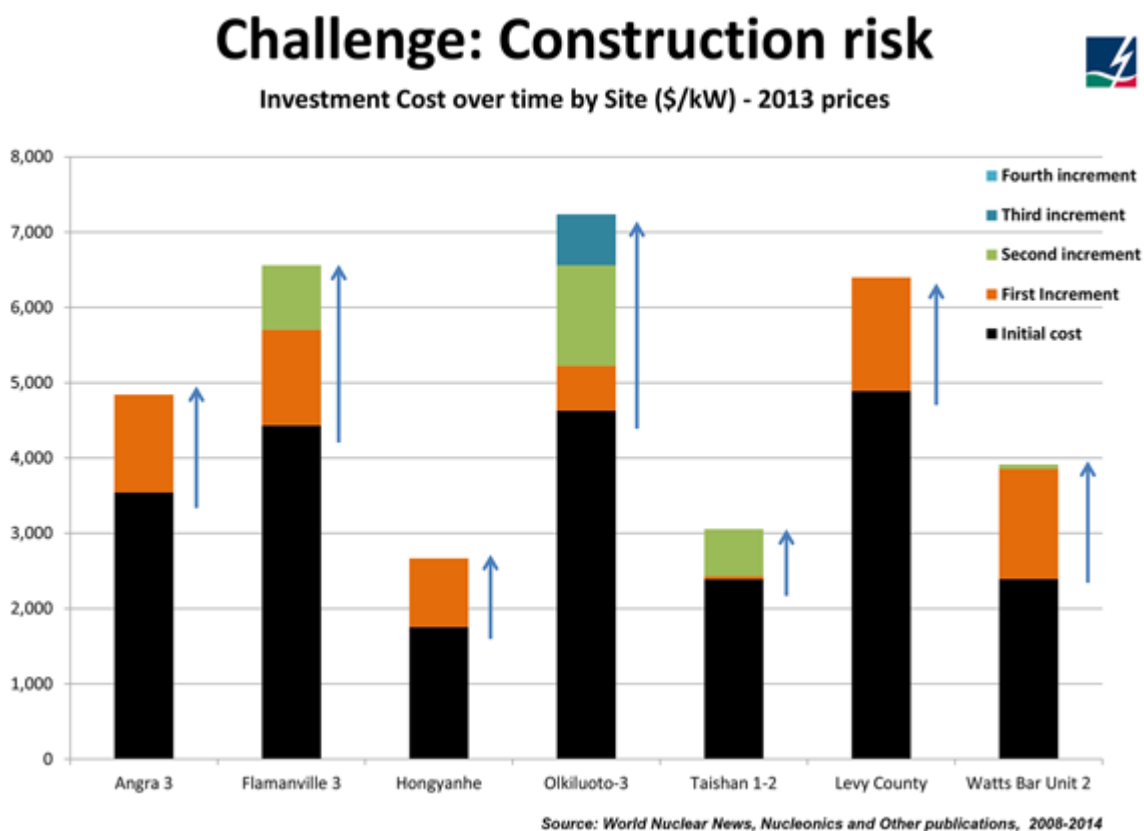
### 3.3.7. Investice

Správné stanovení investičních výdajů má na projekt zásadní vliv. Právě jejich správné stanovení je jednou z nejdůležitějších úloh celé této práce. Mezi investiční náklady patří veškeré náklady spojené s přípravou lokality pro nový jaderný zdroj, s výrobou součástí nového bloku, s jeho konstrukcí a uvedením do provozu.

Overnight capital cost jsou náklady, respektive výdaje, které, jakožto často užívaný pojem pro srovnávání investičních nákladů různých typů zdrojů jsou běžně vyjadřovány v jednotkách USD/kW instalovaného výkonu. Vychází z takzvaných EPC costs (engineering-procurement-construction) a owner's costs (pozemky, infrastruktura, stavba, režie, povolení atd.), ale nezohledňují financování, zdražení materiálů a technologií během výstavby a inflaci.

Overnight cost se značně liší s ohledem na lokalitu, kde bude nový jaderný zdroj stát. Dle [2] je v současné době nejlevnější (čistě z pohledu investičních nákladů) vybudovat nový jaderný zdroj v Asii, kde se také hojně staví a overnight cost se tam v průměru pohybují kolem 2 500 USD za instalovaný kW elektrického výkonu. Severní Amerika a Evropa vychází přibližně podobně a to v rozmezí od 2 500 USD až po 7 000 USD za kW instalovaného výkonu. Takto široký interval investičních nákladů je západním světem způsoben zejména zakrtněním jaderného průmyslu (zmíněným v kapitole 1) a také častými komplikacemi při budování nových zdrojů, které tyto projekty v poslední době hojně provází a zpožďují (zmíněno v kapitole 1 a 2).

Právě již zmíněné prodlužování výstavby způsobuje nárůst investic o desítky procent, jak je uvedeno na následujícím obrázku.



Obrázek 3-3: Nárůst investičních nákladů u právě budovaných jaderných elektráren [2]

V obrázku neslavně vyniká největší opozdilec mezi nově budovanými reaktory a to finská Olkiluoto 3. V závěsu za ním je třetí blok ve francouzské elektrárně Flamanville. Bohužel pro nás právě dvě elektrárny v EU budované evropskými společnostmi Areva a EDF.

Každopádně i přes velikou nejistotu výsledných investičních nákladů jsem pro svůj ekonomický model převzal hodnotu z Nuclear Energy Roadmap 2015 [1], kde jsou overnight cost pro EU vyčísleny na hodnotu 5 500 USD/kW instalovaného výkonu.

$$n_i = 5\,500 \text{ USD/kW}_i$$

### 3.3.8. Provozní náklady

Provozní náklady jsem stanovil reverzním rozpočítáním modelu dle [2] za znalosti investičních nákladů  $n_i$  a LCOE.

LCOE je zkratka anglického spojení levelized cost of electricity, tedy měrné náklady na elektrickou energii (nejedná se o provozní náklady). LCOE nám v praxi snadno umožňuje porovnávat mezi sebou energetické zdroje různého charakteru, životnosti apod. Jsou to náklady na jednu vyrobenou megawatthodinu přes celou životnost elektrárny.

$$LCOE = \frac{\text{suma diskontovaných výdajů za } T_z}{\text{suma diskontované elektrické energie za } T_z}$$

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + O\&M_t + F_t + D_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

$I_t$  – investiční výdaje v roce  $t$

$O\&M_t$  – výdaje na provoz a údržbu v roce  $t$

$D_t$  – výdaje na decommissioning v roce  $t$

$F_t$  – výdaje na palivo v roce  $t$

$E_t$  – vyrobená elektrická energie v roce  $t$

$r$  – diskont

$n$  – životnost elektrárny

Dle [2] a [29] jsem tedy sestavil výpočetní model, zohledňující metodiku použitou při výpočtu zmíněných LCOE. Cílová hodnota, kterou jsem použil, byla LCOE pro Slovensko při diskontu 7 % a to ve výši 84 USD/MWh [2].

Ukazatel	Hodnota ukazatele
LCOE	84 USD/MWh
Overnight cost	5 500 USD/kW <sub>i</sub>
Životnost	60 let
Diskont	7 %
$k_{Tm}$	85 % ( $T_m = 7\,450$ hod)

Tabulka 3-2: Hodnota vstupních ukazatelů pro rozpočet LCOE na provozní náklady [2], [29]

S pomocí výpočetního modelu sestaveného v tabulkovém editoru jsem pomocí funkce *řešitel* našel takovou hodnotu provozních výdajů, se kterou byly LCOE přesně ve výši 84 USD/MWh.

$$n_p = 25,8 \text{ EUR/MWh}$$

Pod těmito výdaji se tedy skrývá O&M, F i D. Výsledné měrné náklady používám jako vstup do svého matematického modelu výpočtu ekonomické efektivity nového jaderného zdroje v České republice s tím, že jsou každoročně navyšovány o zadanou inflaci. Jelikož jsem tímto rozpočtem získal pouze provozní náklady bez možnosti vydělení provozních nákladů stálých a proměnných, je potřeba říci, že vypočtené náklady platí právě a jenom při  $k_{Tm}$  na hodnotě 85 %, tedy přibližně 7 500 hodin v roce. Modelace pro jakoukoliv jinou dobu využití maxima je potřeba vhodně upravit o náklady přírůstkové.

### 3.3.9. Přírůstkové náklady

Přírůstkové náklady jsou pro referenční model nepodstatné, avšak jsou více než potřebné pro určité citlivostní analýzy i pro výpočet podpory metodou kapacitních mechanismů.

Pro jaderné elektrárny, jakožto zdroj pro základní zatížení, bývají přírůstkové náklady nižší a dominantní bývají stálé provozní náklady, potažmo i měrné investiční. Proto se jaderný zdroj obvykle vyplatí provozovat na maximálním výkonu. Snížení dodávaného výkonu má smysl jen při možnosti nákupu pod  $n_{ppr}$ , případně při měrné podpoře alespoň ve velikosti rozdílu ceny elektrické energie a  $n_{ppr}$ .

Přírůstkové náklady jsem převzal z [29] ve výši 9,33 USD/MWh.

$$n_{ppr} = 9,33 \text{ USD/MWh}$$

### 3.3.10. Vytápění

Jaderná elektrárna by při svých výkonech mohla být kvalitním zdrojem tepelné energie pro české domácnosti. Částečným protikladem tohoto faktu je realita, že české jaderné elektrárny se nachází relativně daleko od větších sídel a investice na úpravu stávající technologie by nemusela být ekonomicky rozumná.

Jinak je tomu u nově budovaného jaderného zdroje, který by mohl být s předurčením i k teplárenství budován. Vytápění pomocí NJZ by mohlo být součástí byznys plánu a dle [30] by takové opatření generovalo dodatečné výnosy, které by převažovaly nad dodatečnými náklady.

Technicky se jedná o podstatný zásah do výroby elektřiny, na jejíž úkor by se teplo z elektrárny získávalo. Odpadní teplo vody. Která do chladících věží přitéká o teplotě přibližně 30°C je pro teplárenství nepoužitelná. Pro vytápění by tedy bylo potřeba odebírat páru přímo z turbíny (zde právě narážíme na problém u současných JE, kde by se musela měnit či významně upravovat turbína, a kterýžto zásah by mohl mít podstatný vliv na striktní bezpečnostní limity). Při odběru páry v současných českých jaderných elektrárnách by se ztrátový koeficient pohyboval přibližně na úrovni 0,137 MW<sub>e</sub>/MW<sub>t</sub>.

Ze současných jaderných lokalit by v úvahu pro vytápění přicházely 4 větší města s aglomerací dostupná z jaderných elektráren. Jedná se o Prahu, Plzeň, České Budějovice a Brno. První tři zmíněná by byla vytápěna z energie JETE, poslední zmíněné energií z JEDU. Minimálně projekt vytápění Brna z Jaderné elektrárny Dukovany a Českých Budějovic z Jaderné elektrárny Temelín není žádnou převratnou novinkou. O takových projektech se mluvilo mnohokrát a většinou nebyly realizovány, dle mého názoru, právě z ekonomických a technických důvodů. Novým a zajímavým nápadem je zejména

případné vytápění Prahy Temelínem, které jsem zmíněně viděl pouze právě ve zdrojovém článku [30]. Vytápění Plzně je na vytápění Prahy přísně navázáno. Jelikož horkovod do Plzně by byl pouze odbočkou z hlavního horkovodu na Prahu a veškeré dále uvedené údaje s touto skutečností počítají. Bez pražského by plzeňský horkovod nedával smysl.

Lokalita	Délka trasy	Tepelný výkon odběru	Trasa
<b>Praha</b>	100 km	2025 MW <sub>t</sub>	levobřežní vedení v trase Příbram, Mníšek pod Brdy
<b>Plzeň</b>	55 km	550 MW <sub>t</sub>	odbočka trasy u Mirovic, dále Blovice, Štáhlavy
<b>Brno</b>	40 km	680 MW <sub>t</sub>	vedeno v trase Oslavany, Střelice
<b>České Budějovice</b>	25 km	400 MW <sub>t</sub>	vedeno v trase Dříteň, Zliv

Tabulka 3-3: Délky tras horkovodů a jejich přepravní kapacita [30]

Využívání nového jaderného zdroje pro teplárenství by mělo kladný přínos i na plnění emisních limitů pro Českou republiku v rámci cílů EU. Všechny škodliviny běžně vypouštěné do ovzduší by za nahrazené teplo poklesly prakticky na nulu. Jedná se o tuhé znečišťující látky, oxid siřičitý, oxidy dusíku a samozřejmě oxid uhličitý.

Lokalita	Spotřeba paliva [TJ]	TZL [t]	SO <sub>2</sub> [t]	NO <sub>x</sub> [t]	CO <sub>2</sub> [kt]
<b>Praha</b>	10 045	75	904	904	965
<b>Plzeň</b>	2 330	24	122	151	138
<b>Brno</b>	2 211	0	0	65	113
<b>České Budějovice</b>	2 098	20	222	169	187
<b>celkem</b>	<b>16 684</b>	<b>119</b>	<b>1 248</b>	<b>1 290</b>	<b>1 403</b>

Tabulka 3-4: Spotřeba paliva emise škodlivin a CO<sub>2</sub> pro rok 2050 (bez využití jaderného tepla) [30]

Ekonomicky celý projekt přidruženého teplárenství na nových jaderných zdrojích vychází sympaticky. Ztráta způsobená nevýrobou elektřiny z důvodu odběru páry z turbíny je nahrazena zisky za prodané vyrobené teplo.

Lokalita	Zdrojová JE	Roční dodávka tepla [PJ]	Investiční náklady [mld. Kč]	Roční ztráta tržeb za elektřinu [mil. Kč] při ceně elektřiny 25 EUR/MWh
<b>Praha</b>	JETE	8,0	25	195
<b>Plzeň</b>	JETE	2,0	14	48
<b>Brno</b>	JEDU	1,9	10	46
<b>České Budějovice</b>	JETE	1,8	6	44

Tabulka 3-5: Kalkulace nákladů pro vytápění z JE [30]

Teplárenství z jaderného zdroje není v mé práci součástí referenčního modelu. Přesto jsem variantu s vytápěním Prahy volitelně zapracoval a její výsledky budou také součástí výsledků a závěrů této práce. S využitím výše uvedeného jsem stanovil následující vstupní parametry pro svůj výpočetní model.

*vytápěná lokalita – Praha*

$$Q_{ttep} = 8 PJ$$

$$N_{itep} = 25\,000\,000\,000\text{ Kč}$$

$$E_{tztrtep} = 288\,515\text{ MWh}$$

$$N_{ttep} = 800\,000\,000\text{ Kč}$$

$$c_{tep} = 550\text{ Kč/GJ}$$

$Q_{ttep}$  – roční dodávka tepla pro Prahu

$N_{itep}$  – investiční náklady na zavedení vytápění

$E_{tztrtep}$  – roční ztráty vyrobené elektrické energie

$N_{ttep}$  – roční provozní náklady na výrobu a dodávku tepla

$c_{tep}$  – prodejní cena tepla [31]

### 3.3.11. Ostatní

Mezi „ostatní“ řadím vstupní parametry, jež jsou sice pro výpočet důležité, ale jejich volbu, případně zdroj není nutné příliš komentovat.

#### 3.3.11.1. Měnové kurzy

Pro převod různých měn při tvorbě modelu jsem využil kurzy vyhlášené Českou národní bankou (ČNB) [32]. Kurzy využité ve finálním referenčním modelu byly aktuální ke dni 18. 4. 2016. Samozřejmě nejdůležitější byly kurzy koruny k euru a koruny k dolaru. Pro případné převody z původních dolarů na eura byl použit převod přes české koruny, protože veškeré jádro výpočtů se odehrává právě v českých korunách.

$$1 \$ \Leftrightarrow 23,899\text{ Kč}$$

$$1 € \Leftrightarrow 27,020\text{ Kč}$$

#### 3.3.11.2. Počet hodin v roce

Počet hodin v roce je oproti realitě navýšen o 6 hodin na 8 766 hodin, což odpovídá čtvrtině dne a má za cíl zohlednit přestupný rok jednou za čtyři roky projektu. Ostatní pravidla o přestupných letech pro zjednodušení neuvažují.

$$T_r = 8\,766\text{ hodin}$$

#### 3.3.11.3. Daň z příjmu

S ohledem na zákon o daních z příjmů - č. 586/1992 Sb. uvažuji daň z příjmu právnických osob ve výši 19 % [33].

$$d = 19\%$$

## 3.4. Státem vynucená výstavba

Státem vynucená výstavba je nejjednodušší model ze tří mnou sestavených. V podstatě nepočítá s žádnou podporou projektu během výroby. Projekt tedy bude buď ziskový, ztrátový, nebo dosáhne na podporu pouze během výstavby – typicky investiční podpora. Tato varianta je pro Českou republiku, potažmo Evropskou unii celkem reálná. Při současném trendu nárůstu výroby z obnovitelných zdrojů

a současném často zmiňovaném budoucím dosluhování většiny uhelných elektráren na našem území se můžeme dostat do situace, kdy z důvodu stability soustavy a zajištění bezpečnosti dodávek budou stát nebo unie nuceni vystavět nový zdroj bez ohledu na ekonomické parametry takové investice. To ovšem neznamená, že nebude potřeba ekonomické vlastnosti modelu znát a počítat.

### 3.4.1. Postup výpočtu a získané výsledky

Model je sestaven na základě všeho předem zmíněného v této kapitole. Jádrem výpočtu je samozřejmě rovnice pro čistou současnou hodnotu (NPV):

$$NPV = \sum_{t=0}^T CF_t * (1 + r)^{-t}, \text{ kde}$$

$CF_t$  – peněžní tok v roce  $t$ ,

$r$  – diskont,

$T$  – doba ekonomického posuzování investice.

Jedná se tedy o součet diskontovaných hotovostních toků po jednotlivých letech. NPV jsem zvolil pro jeho nesporné výhody oproti jiným kritériím pro posouzení ekonomické efektivity:

- oproti mnohým zohledňuje faktor času,
- oproti IRR vždy snadno nalezne řešení,
- je velmi jednoduché na výpočet,
- je velmi jednoduché na vyhodnocení výsledků, obzvlášť pokud očekávám záporný výsledek projektu.

$$NPV \stackrel{!}{\Rightarrow} MAX$$

Z kritériální podmínky vyplývá, že pro projekt je nejlepší co nevyšší hodnota NPV. Pokud tedy vybíráme z několika možných variant právě jednu, vybereme tu s nejvyšším NPV. Pokud vybíráme z variant, které se nevylučují, zrealizujeme veškeré s kladným NPV. Hodnota NPV znamená ekonomický výsledek projektu promítnutý do roku nula, ať již kladný (zisk), nebo záporný (ztráta).

V našem případě, kdy očekáváme záporný výsledek, výsledná hodnota NPV také znamená případnou nutnou investiční podporu projektu, aby projekt nebyl ztrátový.

V modelu je pro každý rok (od roku 2016 do roku ukončení výroby) spočítáno cashflow, na jehož základě se spočítá výsledné NPV.

$$NPV_{svv} = -92\,685\,200\,000 \text{ Kč}$$

NPV referenčního projektu státem vynucené výstavby nového jaderného zdroje vyšlo neuvěřitelných téměř minus 93 miliard korun českých. Bohužel takováto hodnota celkem přesně splňuje očekávání, která jsem před tvorbou samotného modelu měl a není tudíž takovým překvapením. Některé příčiny tohoto výsledku jsou zřejmé a jsou sepsány v kapitole 1, pro zopakování:

- extrémně nízká cena elektřiny na burze způsobená pokřivením trhu z důvodu významné výroby z množství podporovaných zdrojů, zejména OZE,
- stále se zvyšujícími investičními náklady díky narůstajícím bezpečnostním nárokům a
- častým komplikacím a zpožděním při výstavbě nových jaderných zdrojů v dnešní době tzv. jaderné renesance.



Z výsledku také tedy jasně vyplývá, že pokud by měl stát motivovat investory k budování nového jaderného zdroje, musel by udělat investiční pobídku ve výši bezmála 93 miliard Kč. Obdobnou ztrátu lze očekávat i pro investory při realizaci investičního modelu MANKALA.

	0	1	2
<b>Rok</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>
<b>Výroba</b>			
Elektřiny	0 MWh	0 MWh	0 MWh
Tepla	0 GJ	0 GJ	0 GJ
<b>Kapitálové výdaje</b>			
CAPEX	315 466 800 Kč	482 664 204 Kč	820 529 147 Kč
<b>Celkem</b>	<b>315 466 800 Kč</b>	<b>482 664 204 Kč</b>	<b>820 529 147 Kč</b>
<b>Provozní výdaje</b>			
O&M	- Kč	- Kč	- Kč
Daňové odpisy	- Kč	- Kč	- Kč
Daň z příjmu	- Kč	- Kč	- Kč
<b>Celkem</b>	<b>- Kč</b>	<b>- Kč</b>	<b>- Kč</b>
<b>Příjmy</b>			
Prodej elektřiny	- Kč	- Kč	- Kč
Prodej tepla	- Kč	- Kč	- Kč
<b>Celkem</b>	<b>- Kč</b>	<b>- Kč</b>	<b>- Kč</b>
<b>CF</b>	- 315 466 800 Kč	- 482 664 204 Kč	- 820 529 147 Kč
<b>DCF</b>	- 315 466 800 Kč	- 451 088 041 Kč	- 716 681 934 Kč

Obrázek 3-4: Ukázka výpočtu NPV referenčního modelu projektu státem vynucené výstavby při zahájení projektu

Mimo NPV jsem vypočítal i potřebnou cenu na burze v roce 2016, která by se každoročně navyšovala výše zmíněnými trendy tak, aby výsledná čistá současná hodnota projektu byla nulová.

$$c_{svv}^{NPV=0} = 2\,290 \text{ Kč/MWh}$$

$$c_{svv}^{NPV=0} = 84,7 \text{ EUR/MWh}$$

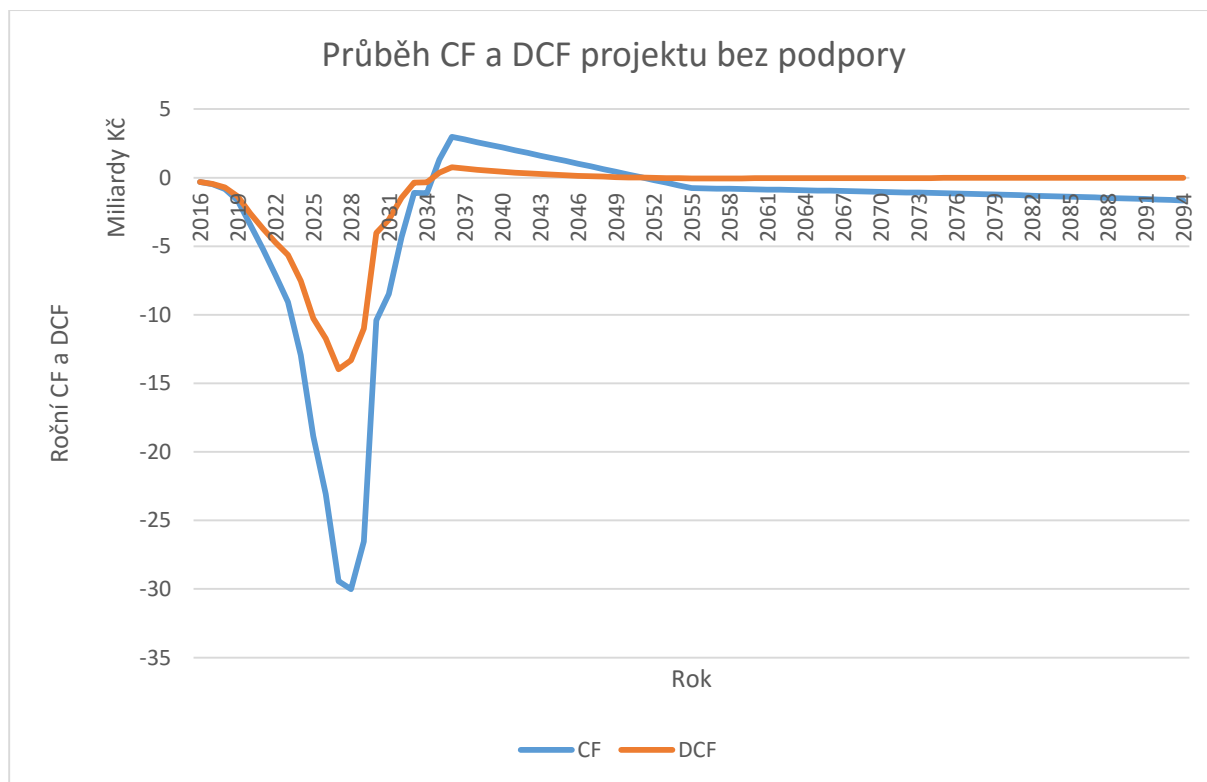
Takováto cena pro základní zatížení na následující roky je v podstatě utopie. Do těchto výšin cena roste pouze velmi výjimečně a pouze na vnitrodenním trhu. Typická situace pro Českou republiku je v případě vynulovaných importních kapacit (zejména z Německa a Rakouska) a místním deficitu způsobeným nejčastěji výpadkem významných zdrojů či zataženou oblohou oproti jasně slunečné předpovědi (tedy deficit výroby z FVE).

Dlouhodobě ceny elektřiny na burze přesahovaly hranici 80 EUR naposledy v roce 2008. Od té doby cena elektřiny, nejdříve zprudka, později volně, klesá [34].

17	18	19	20	21
2033	2034	2035	2036	2037
0 MWh	0 MWh	8 571 429 MWh	8 571 429 MWh	8 571 429 MWh
0 GJ	0 GJ	0 GJ	0 GJ	0 GJ
1 104 324 199 Kč	1 126 410 683 Kč	- Kč	- Kč	- Kč
<b>1 104 324 199 Kč</b>	<b>1 126 410 683 Kč</b>	<b>- Kč</b>	<b>- Kč</b>	<b>- Kč</b>
- Kč	- Kč	8 700 152 197 Kč	8 874 155 241 Kč	9 051 638 345 Kč
- Kč	- Kč	9 718 339 430 Kč	18 464 844 917 Kč	17 493 010 974 Kč
- Kč	- Kč	- 1 967 391 509 Kč	- 3 631 645 692 Kč	- 3 449 463 746 Kč
- Kč	- Kč	<b>6 732 760 688 Kč</b>	<b>5 242 509 549 Kč</b>	<b>5 602 174 600 Kč</b>
- Kč	- Kč	8 063 799 475 Kč	8 225 075 464 Kč	8 389 576 973 Kč
- Kč	- Kč	- Kč	- Kč	- Kč
- Kč	- Kč	<b>8 063 799 475 Kč</b>	<b>8 225 075 464 Kč</b>	<b>8 389 576 973 Kč</b>
- 1 104 324 199 Kč	- 1 126 410 683 Kč	1 331 038 787 Kč	2 982 565 915 Kč	2 787 402 374 Kč
- 349 600 760 Kč	- 333 264 276 Kč	368 043 316 Kč	770 751 710 Kč	673 194 151 Kč

Obrázek 3-5: Ukázka výpočtu NPV referenčního modelu projektu státem vynucené výstavby při zahájení výroby

Naší pozornosti by neměl uniknout velice zajímavý průběh cashflow:



Obrázek 3-6: Průběh CF a DCF projektu bez podpory

V grafu je modře vyznačen průběh nediskontovaného cashflow a oranžově průběh diskontovaného cashflow přes celou dobu životnosti projektu.

Z průběhu cashflow se dá jasně odečíst několik, pro projekt významných, let.

- Rok 2016 – začátek projektu a první výdaje.
- Rok 2028 – roční nediskontované i diskontované výdaje dosahují svého maxima dle popisu v odstavci s investicí.
- Rok 2035 – zahájení výroby. Díky prodeji elektřiny a daňovému štítu se cashflow poprvé dostává do zelených čísel.
- Rok 2036 – nejlepší roční cashflow. Právě v druhém roce odepisování je degresivní odpis nejvyšší, a tudíž je největší i daňový štít.
- Rok 2052 – cashflow se opět dostává do červených čísel. Z důvodu vysokých provozních nákladů, které, vztažené na jednotku produkce, jsou vyšší než prodejní cena elektřiny je roční cashflow opět záporné.
- Rok 2055 – konec daňového odepisování a jeho vlivu jako daňový štít, který ovšem již od roku 2052 neměl dostatečný efekt a roční cashflow bylo záporné.

Z grafu je také jasně vidět významný vliv diskontování už při investičních výdajích mezi lety 2016 a 2034, který výrazně pomáhá lepšímu výsledku čisté současné hodnoty oproti ukazatelům, které nezohledňují časovou hodnotu peněz. Na druhou stranu právě vlivem diskontování budoucích peněžních toků je diskontované cashflow od roku přibližně 2040 prakticky zanedbatelné ve srovnání s diskontovanými výdaji a příjmy v předchozích letech.

Státem vynucená výstavba je určitě možností, kterou je potřeba se zabývat. Výhodami a nevýhodami této formy vybudování nového jaderného bloku se budu zabývat v kapitole 4. Každopádně z ekonomického hlediska se nejedná o úspěšný projekt. S NPV na hodnotě téměř minus 93 miliard se jedná o ekonomické fiasko a racionální investor by takový projekt poslal rychle ke dnu. Bohužel v dnešní době se nemohou brát ohledy pouze na hledisko ekonomické. Pro rentabilitu projektu je rozhodující mezní cena elektrické energie, která by již v letošním roce musela být na hodnotě bezmála 85 euro. Takový zlom je, bohužel pro projekt, také vzdálený realitě. Podporovatelům jaderné energie nezbyvá než doufat ve štedrou státní injekci, v rozsáhlé tržní zemětřesení, nebo v některý z dalších mechanismů, ať již níže zhodnocený, nebo kterýkoliv jiný.

### 3.5. Contract for Difference

Z předchozí kapitoly jasně vyplývá, že podpora projektu bude nutností. Zbývající možností je projekt nerealizovat. Kromě již zmíněné investiční podpory je další možností podpora mechanismem Contract for Difference (CfD), který jsem podrobně popsal v kapitole 1. V Evropské unii by se ani nejednalo o premiéru, jelikož projekt již je, avšak velmi nejistě, převáděn do reality v britské elektrárně Hinkley Point C, tak jak to popisují v kapitole 2.

Pro rychlé osvěžení opakují, že podpora se odráží od smluvní ceny, která se porovnává se skutečnou tržní cenou. Pokud je tržní cena nižší, doplácí rozdíl stát provozovateli. V případě, že je tržní cena nad smluvní cenou, vyplácí provozovatel přebytečné finance státu. Smlouva se uzavírá na dobu určitou, po jejímž uplynutí jsou příjmy projektu opět závislé pouze na trhu.

Ekonomický model vychází z modelu cashflow z předchozího případu státem vynucené výstavby, který je samozřejmě doplněn právě o příjmy, případně výdaje, plynoucí z CfD, které také podléhají dani z

příjmu. Daněním příjmů z CfD sice dochází ke zpětnému vracení od státu získaných peněz státu, ale pro správnost a jednoduchost účetnictví jsem model nastavil takto. Samozřejmě zdanění funguje i opačně, tudíž při vyplácení nadměrných příjmů od provozovatele státu se tyto započítávají do nákladů a vytváří daňový štít. Je samozřejmě očekávané, že za současné situace a dle použitého předpokladu vývoje cen bude po celou dobu trvání smlouvy stát doplácet prostředky provozovateli. Pro úplnost výčtu vstupních parametrů je potřeba u CfD potřeba nastavit délku trvání smlouvy, kterou jsem zvolil na 30 let od uvedení do provozu.

$$T_{CfD} = 30 \text{ let}$$

Smluvní cena CfD (strike price) je v referenčním projektu také každoročně navyšována o  $i_s$  (koeficient růstu cen služeb), tedy o dvě procenta. V praxi by pravděpodobně smlouva byla nastavena tak, aby byla navyšována každoročně právě o inflaci, kterou jsem s ohledem na dlouhodobý inflační cíl ČNB nastavil právě na hodnotu dvou procent.

Strike price CfD	105,0 EUR/MWh	2837 Kč/MWh	
Délka smlouvy	30 let		
	0	1	2
Rok	2016	2017	2018
<b>CF bez podpory</b>	- 315 466 800 Kč	- 482 664 204 Kč	- 820 529 147 Kč
<b>Doplatek od státu</b>	- Kč	- Kč	- Kč
daň z příjmu za CfD	- Kč	- Kč	- Kč
<b>Doplatek státu</b>	- Kč	- Kč	- Kč
<b>CF s CfD</b>	- 315 466 800 Kč	- 482 664 204 Kč	- 820 529 147 Kč
<b>DCF s CfD</b>	- 315 466 800 Kč	- 451 088 041 Kč	- 716 681 934 Kč

Obrázek 3-7: Ukázka výpočtu referenčního modelu projektu s podporou CfD při zahájení projektu a strike price 105 €/MWh

17	18	19	20	21
2033	2034	2035	2036	2037
- 1 104 324 199 Kč	- 1 126 410 683 Kč	1 331 038 787 Kč	2 982 565 915 Kč	2 787 402 374 Kč
- Kč	- Kč	27 362 934 619 Kč	27 910 193 311 Kč	28 468 397 178 Kč
- Kč	- Kč	5 198 957 578 Kč	5 302 936 729 Kč	5 408 995 464 Kč
- Kč	- Kč	- Kč	- Kč	- Kč
- 1 104 324 199 Kč	- 1 126 410 683 Kč	23 495 015 828 Kč	25 589 822 497 Kč	25 846 804 087 Kč
- 349 600 760 Kč	- 333 264 276 Kč	6 496 567 661 Kč	6 612 896 412 Kč	6 242 341 438 Kč

Obrázek 3-8: Ukázka výpočtu referenčního modelu projektu s podporou CfD při zahájení produkce a strike price 105 €/MWh

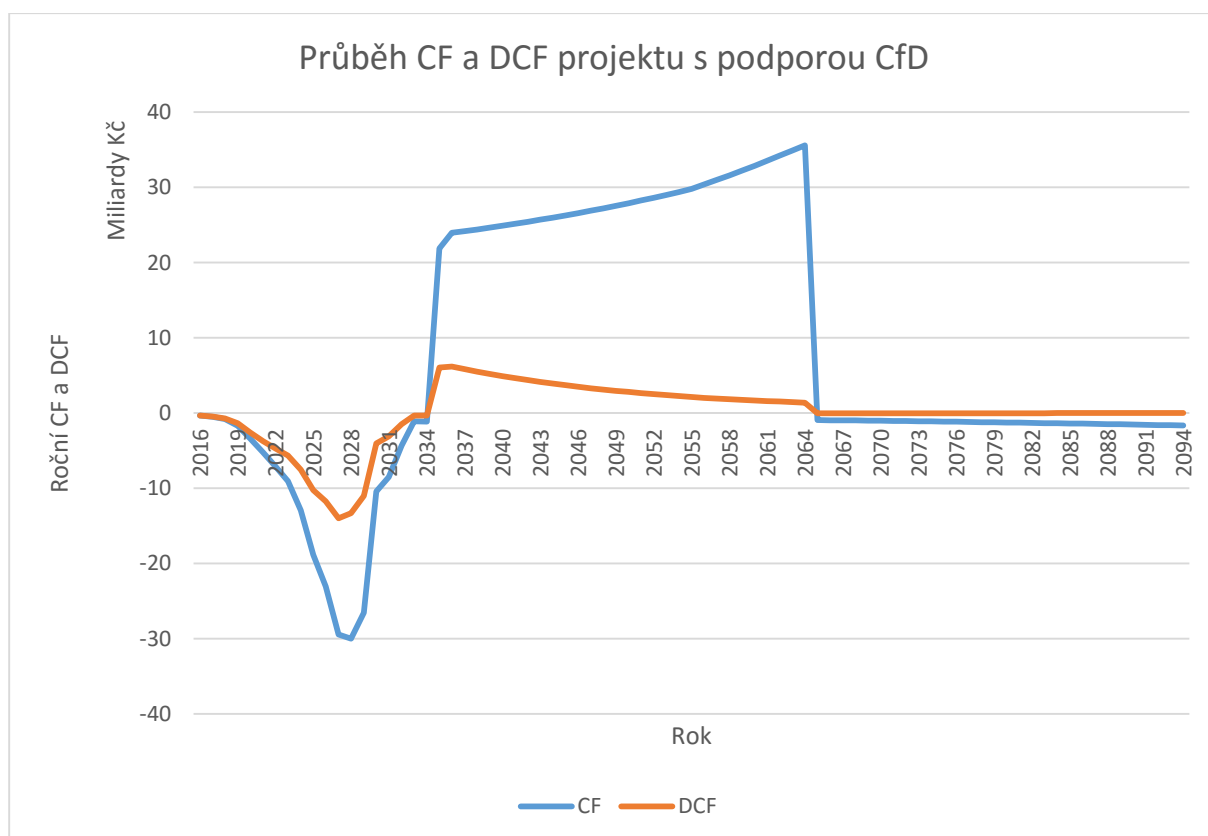
Nejdůležitějším výstupem výpočetního modelu podpory projektu pomocí mechanismu Contract for Difference je samozřejmě vhodně zvolená strike price. Tedy taková smluvní cena, při které bude očekávaná čistá současná hodnota projektu nulová. Pokud by byla smlouva CfD nastavená přes celou očekávanou životnost nových bloků, tak by rozdíly od nulového NPV působily pouze neplánované změny v investičních nákladech a nedodržení očekávaného množství vyrobené elektřiny. To však není náš příklad.

Právě z důvodu doby podpory kratší než je předpokládaná životnost, je výsledná doporučená strike price vyšší než vypočtené  $c_{sv}$  v přechodném bodě této kapitoly. Mnou doporučená smluvní cena pro podmínky zmíněné výše a pro náš referenční model je 99,1 euro za megawatt hodinu v roce 2016.

$$c_{CfD} = 99,1 \text{ EUR/MWh}$$

Výsledná strike price není překvapující, ať už ve srovnání s britskou cenou zmíněnou v kapitole 2, nebo s ohledem na projekt bez podpory zmíněný v předchozím bodě této kapitoly. Každopádně cena přes 99 euro je opět absolutně mimo současnou tržní realitu a takovýto cenový nárůst považuji za nereálný i v dohledné budoucnosti.

Na následujícím obrázku je vidět průběh diskontovaného i nediskontovaného cashflow projektu s podporou mechanismem Contract for Difference dle zmíněných vstupních parametrů a předpokladů s podporou ve výši  $c_{CfD} = 99,1 \text{ EUR/MWh}$  po dobu 30 let od uvedení do provozu.



Obrázek 3-9: Průběh CF a DCF projektu s podporou mechanismem CfD ( $SP=99,1 \text{ EUR/MWh}$ ,  $T=30 \text{ let}$ )

Vidíme, že až do uvedení nového bloku do provozu průběh grafu odpovídá průběhu cashflow projektu bez podpory. Pak se ovšem situace mění, jelikož začínají cashflow vylepšovat příchozí vyrovnávací platby od státu (což je v podstatě jejich účel). Opět zde má vliv výrazné sedmiprocentní diskontování.

Nejdříve má pozitivní vliv již během výstavby, kdy snižuje negativní dopad investice. Poté ovšem ještě výrazněji snižuje vliv budoucích vyrovnávacích plateb. Obé je vidět na rozdílu mezi modrou (nediskontované hotovostní toky) a oranžovou (diskontované hotovostní toky) křivkou.

Zatímco v grafu u projektu bez podpory vcelku vynikal rok 2054, kdy skončilo daňové odepisování původní investice, tak v projektu s podporou mechanismem CfD je toto upozaděno rokem 2065, ve kterém již podpora není vyplácena. Od roku 2065 je průběh ročního cashflow opět shodný s průběhem cashflow projektu bez podpory.

Podpora nového jaderného zdroje mechanismem Contract for Difference určitě stojí za zvážení. Tento mechanismus disponuje výhodami, které jsem podrobněji popsal v kapitole 1, a které ho vyzdvihují nad ostatní. Bohužel jedna z největších výhod je, dle mého názoru, prakticky nereálná. Jedná se o teoretickou finanční neutralitu projektu, pokud se v budoucnu cena elektřiny přehoupne přes smluvní cenu. Nejenže v mém modelu toto není možné, protože  $i_s = i_e$ , ale nárůst velkoobchodní ceny elektřiny přes hodnotu 99 euro v cenách roku 2016 opravdu neočekávám ani ve skutečném světě, alespoň během několika nejbližších dekad. V České republice máme nepatrnou výhodu, že v tomto oboru nejsme průkopníky a můžeme se postupně přiučovat z případných chyb i zkušeností britské vlády a EDF, a v podstatě jít v jejich stopách.

### 3.6. Kapacitní mechanismy

Poslední mnou počítanou variantou je podpora nového jaderného zdroje pomocí libovolné formy kapacitních mechanismů. V principu se tedy jedná o udržování záložního výkonu na smluveném bloku nebo elektrárně, který musí být dosažen za určitý čas a je v zodpovědnosti výrobce jak s vyrobenou energií naloží. Může jí prodat na trhu nebo upravit výkon svých ostatních zdrojů. Každopádně v rámci kapacitních mechanismů výrobce stále zodpovídá za odchylku, do které se „kapacitně“ vyrobený výkon také počítá.

Počítat podporu kapacitními mechanismy na projekt nového jaderného zdroje se nejví jako nejlepší krok z důvodu značně nižších přírůstkových nákladů a silné převaze nákladů stálých u jaderných elektráren. K tomuto kroku mě však přivedl stále častěji zmiňované kapacitní mechanismy v prostředí Evropské unie a již uskutečněné první pokusy o uvedení do praxe. Jelikož je tento jev stále častější, dospěl jsem k názoru, že hrozí reálné riziko zavedení kapacitních mechanismů do praxe na budoucím celoevropském trhu s elektrickou energií. Právě z tohoto důvodu jsem sestavil ekonomický model podpory nového jaderného zdroje pomocí kapacitních mechanismů.

Základ ekonomického modelu je shodný se základními modely ve dvou předchozích případech. Veškeré výše zmíněné vstupní parametry jsou shodné, avšak je zde nutné dodefinovat další potřebné proměnné, které vstupují do výpočtu.

První z nich, by se mohl zároveň jevit jako jeden z nejdůležitějších, a stanovuje roční cenu za rezervovanou kapacitu. V tomto případě jsem se opět držel britské energetiky a převzal jsem výsledky jedné z prvních aukcí v EU i ve Velké Británii. [34] Pro můj výpočet uvažuji roční cenu za rezervovaný megawatt výkonu ve výši 20 000 euro. Jak se ukáže dále v textu, cena kapacity v podstatě nemá žádný vliv.

$$c_{kap0} = 20\,000 \text{ EUR/MW}$$

Dalším důležitým vstupem je objem prodané výkonové kapacity. Ten jsem s ohledem na současné omezené možnosti regulace jaderných zdrojů, často zmiňované parametry reaktorů III+ generace jaderných zdrojů a nakonec i instalovaný výkon stanovil na 500 MW.

$$P_{kap} = 500 \text{ MW}$$

	0	1	2	3	4
Rok	2016	2017	2018	2019	2020
Výroba elektřiny	0	0	0	0	0
<b>Kapitálové výdaje</b>					
CAPEX	315 466 800 Kč	482 664 204 Kč	820 529 147 Kč	1 673 879 459 Kč	3 414 714 097 Kč
<b>Provozní výdaje</b>					
O&M	- Kč	- Kč	- Kč	- Kč	- Kč
Daňové odpisy	- Kč	- Kč	- Kč	- Kč	- Kč
Daň z příjmu	- Kč	- Kč	- Kč	- Kč	- Kč
<b>Celkem</b>	<b>- Kč</b>	<b>- Kč</b>	<b>- Kč</b>	<b>- Kč</b>	<b>- Kč</b>
<b>Příjmy</b>					
Prodej elektřiny	- Kč	- Kč	- Kč	- Kč	- Kč
Prodej kapacity	- Kč	- Kč	- Kč	- Kč	- Kč
<b>Celkem</b>	<b>- Kč</b>	<b>- Kč</b>	<b>- Kč</b>	<b>- Kč</b>	<b>- Kč</b>
<b>CF</b>	- 315 466 800 Kč	- 482 664 204 Kč	- 820 529 147 Kč	- 1 673 879 459 Kč	- 3 414 714 097 Kč
<b>DCF</b>	- 315 466 800 Kč	- 451 088 041 Kč	- 716 681 934 Kč	- 1 366 384 249 Kč	- 2 605 069 035 Kč

Obrázek 3-10: Ukázka výpočtu NPV referenčního modelu projektu s podporou kapacitními mechanismy na začátku projektu

Jelikož, jak jsem zmínil, za vyrobenou energii zodpovídá výrobce, a je čistě na něm, jak s ní naloží, je potřeba také určit podíl aktivace výkonu. Číslo nám říká, kolik energie z rezervovaného výkonu se skutečně vyrobí a půjde na trh. Číslo by se také dalo vyložit jako podíl výkonu, který je neměnný a stálý po celý rok. Poslední možný výklad je, že číslo je koeficient doby využití maxima ( $k_{Tm}$ ) pro blok o instalovaném výkonu právě ve výši prodaného kapacitního výkonu ( $P_{kap}$ ). Po delší úvaze jsem dospěl k číslu ve výši 20 %.

$$k_{kap} = 20 \%$$

Jak je již zmíněno, výrobce musí energii vyrobenou v rámci požadavku na kapacitní mechanismus, uplatnit sám podle svého uvážení. V podstatě má dvě možnosti:

- snížit produkci na jiných zdrojích ve svém portfoliu nebo
- uplatnit vyrobenou energii na trhu, v tomto případě vnitrodenním.

Volba bude záviset na tom, zda výrobce disponuje nějakými dalšími zdroji ve svém portfoliu a poté na tom, jaká je aktuální tržní cena elektřiny. Ta může, z rozličných důvodů aktivace, být prakticky pouze ve dvou stavech:

- velmi nízká až záporná – V případě, kdy je výroba z obnovitelných zdrojů velmi vysoká, jsou ceny obvykle velmi nízké až záporné. Na vnitrodenním trhu tento fakt ještě umocňuje případná podceněná předpověď počasí. V takovémto případě lze očekávat aktivaci z důvodů stabilizace soustavy a zlepšení parametrů sítě.

- nadprůměrná až vysoká – V situaci, kdy bude národní či evropská soustava deficitní, lze od dispečera sítí také očekávat aktivaci kapacitního výkonu. V takový okamžik bude deficitní i trh a poptávka bude vysoká, tudíž bude vysoká i cena.

Jelikož nelze určit, zda bude počasí pro OZE, které budou mít oba předchozí stavy bezpochyby za vinu, příznivé či nepříznivé, rozhodl jsem se optimisticky zvolit spíše vyšší průměr prodejní ceny kapacitním mechanismem vyprodukované elektřiny. Prodejní cenu jsem zvolil 40 euro za megawatthodinu v roce 2016.

$$c_{kap,prod.} = 40 \text{ EUR/MWh}$$

Vyšší cenu neočekávám, a pokud bude cena nižší, zhorší už tak špatné výsledky této varianty.

17	18	19	20	21
2033	2034	2035	2036	2037
0	0	6 300 000 MWh	6 300 000 MWh	6 300 000 MWh
1 104 324 199 Kč	1 126 410 683 Kč	- Kč	- Kč	- Kč
- Kč	- Kč	6 394 611 865 Kč	6 522 504 102 Kč	6 652 954 184 Kč
- Kč	- Kč	9 718 339 430 Kč	18 464 844 917 Kč	17 493 010 974 Kč
- Kč	- Kč	- 1 830 690 342 Kč	- 3 492 210 502 Kč	- 3 307 239 852 Kč
<b>- Kč</b>	<b>- Kč</b>	<b>4 563 921 522 Kč</b>	<b>3 030 293 600 Kč</b>	<b>3 345 714 332 Kč</b>
- Kč	- Kč	6 084 108 587 Kč	6 205 790 759 Kč	6 329 906 574 Kč
- Kč	- Kč	393 630 379 Kč	401 502 986 Kč	409 533 046 Kč
<b>- Kč</b>	<b>- Kč</b>	<b>6 477 738 966 Kč</b>	<b>6 607 293 745 Kč</b>	<b>6 739 439 620 Kč</b>
- 1 104 324 199 Kč	- 1 126 410 683 Kč	1 913 817 444 Kč	3 577 000 145 Kč	3 393 725 288 Kč
- 349 600 760 Kč	- 333 264 276 Kč	529 186 471 Kč	924 364 811 Kč	819 629 070 Kč

Obrázek 3-11: Ukázka výpočtu NPV referenčního modelu projektu s podporou kapacitními mechanismy při zahájení produkce

Dle všeho výše zmíněného jsem sestavil opět výpočetní model NPV, jehož ukázky jsou výše v textu. Pro nikoho asi nebude překvapením výsledek. Pro referenční model s podporou kapacitním mechanismem je čistá současná hodnota téměř minus 90 miliard korun.

$$NPV_{kap} = -89\,432\,100\,000 \text{ Kč}$$

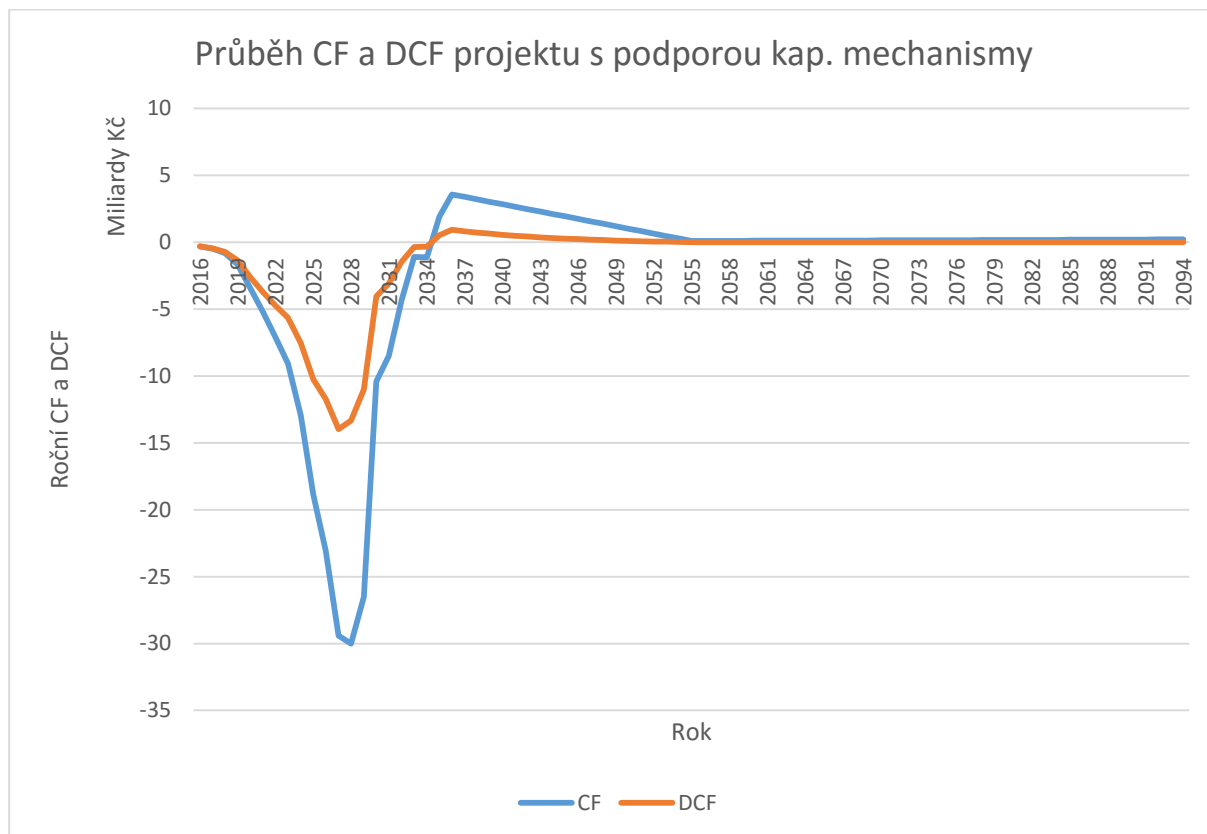
Je tedy vidět, že rozdíl oproti projektu bez podpory je v poměru k velikosti investice spíše zanedbatelný. To jako první nasvědčuje tomu, že tato podpora nemá pro jaderný projekt význam. Důvody takto malého vlivu jsou následující:

- Úspora nákladů při výrobě na nižším výkonu je v poměru ke stálým nákladům minoritní, což platí nejenom u již provozovaných zdrojů, ale stále to platí i na plánované nové jaderné zdroje.



- Budoucí kapacitní platby jsou silně diskontované kvůli zahájení výroby až v roce 2035, což způsobují dlouhé přípravy a samotná výstavba u jaderných zdrojů oproti jiným zdrojům elektrické energie.

Ještě více odstrašujícím výstupem je potřebná cena kapacity, aby čistá současná hodnota projektu s podporou kapacitních plateb byla nulová. V takovém případě při dodržení všech výše zmíněných vstupů je potřebná cena kapacity více než jeden milion euro za rezervovaný megawatt.



Obrázek 3-12: Průběh CF a DCF projektu s podporou kap. mechanismem ( $C_{kap}=20000\text{€}/\text{MW}$ )

Na průběhu cashflow není vidět žádný významný rozdíl oproti průběhu cashflow projektu bez podpory. Avšak jeden významný rozdíl zde je: roční cashflow projektu je od uvedení do provozu stále kladné, právě díky příjmům z kapacitních plateb.

Dále se nebudu podporou pomocí kapacitních mechanismů projektu nového jaderného zdroje z ekonomického hlediska zabývat, protože již první dva zmíněné výsledky jsou odstrašující. Kapacitní mechanismy jsou pro trh s elektrickou energií cennou alternativou, bohužel jsou absolutně nevhodné pro elektrárny s nízkými marginálními náklady a spíše nevhodné pro projekty budované na business plánu obsahujícím kapacitní podporu, jak ukazují i první výsledky z Velké Británie, kde se ve výsledném vydraženém mixu uplatnilo pouze 6 % nových zdrojů, a zbylých 94 % byly zdroje stávající [34].

### 3.7. Možnosti pro Českou republiku

Z předchozích odstavců vidíme, že projekt nového jaderného zdroje se v České republice ekonomicky nemůže uplatnit bez určité formy podpory ze strany státu nebo bez velkých změn na velkoobchodním trhu s elektrickou energií. Pokud na trhu nedojde k návratu k tržnímu prostředí, a tím k dramatickému zvýšení cen velkoobchodní ceny elektřiny, bude čistá současná hodnota projektů nových jaderných

zdrojů stále dosahovat na záporné desítky miliard korun a bez státních intervencí nové jaderné zdroje na území Evropské unie přibývat nebudou.

Za jednu z nejméně komplikovaných a nejvíce spravedlivých alternativ považují podporu mechanismem Contract for Difference, kde by při smlouvě na dobu třiceti let mohla být pro investora motivační již cena kolem sto euro za megawatthodinu v roce 2016 každoročně navyšována o inflaci. Bohužel v takovém případě je nutný souhlas politického vedení, protože případná podpora jde ze státních peněz. Takové podpory se jaderným projektům zatím nedostává.

Jaderná energetika je obzvlášť ve státech Evropské unie vysoce bezpečná bez náznaků havárií a rizik, přestože je jedním z ekologicky nejčistších zdrojů, i když vyrábí stabilně elektrickou energii bez výkonových výkyvů, byť zabírá nejméně půdy na vyrobenou jednotku elektrické energie, a i se všemi dalšími přednostmi, které můžeme čekat u reaktorů III+ generace, přesto nemá světlé vyhlídky na stavbu nových zdrojů. Můžeme být vděční za vcelku širokou podporu jádra v České republice, ale názory v Evropské unii a zejména sousedním Německu a Rakousku tak pozitivní nejsou. V souvislosti s postoji Evropské unie a protlačováním obnovitelných zdrojů namísto nízkoemisních zdrojů, i v souvislosti s velmi špatnými ekonomickými výsledky popsány v této kapitole vyjadřují své obavy o budoucí stavby nových jaderných zdrojů na našem území.

## 4. Optimální způsob podpory NJZ v ČR

Vybrat optimální způsob podpory nového jaderného zdroje v České republice není nic snadného. Z předchozí kapitoly jednoznačně vyplývá, že nový jaderný blok je bez určité formy podpory nerentabilní a tudíž racionálně rozhodující investor se pro jeho vybudování nerozhodne. Ovšem ne vždy je potřeba brát ohled pouze na finance, zejména pokud se jedná o národní bezpečnost, spolehlivost dodávek elektrické energie a nakonec i přirozený komfort pro občany daného území. V takovém případě se může projekt realizovat i za krajně nevýhodných ekonomických podmínek, buď pro investora, nebo pro stát. To samozřejmě neznamená, že není potřeba se ekonomickými modely zabývat, spíše naopak. V případě vynucené neziskové realizace je velmi výhodné zvolit variantu, která napáchá nejméně škod a bude přinášet co nejmenší rizika pro budoucnost.

Právě z důvodů výše zmíněných píši tuto kapitolu, ve které rozebírám vybrané citlivostní analýzy a posléze na základě jednoduchých rozhodovacích mechanismů vybírám optimální variantu podpory pro nový jaderný zdroj v České republice. Citlivostních analýz by bylo možné vytvořit nepřeberné množství a v této diplomové práci je rozebrán jen vzorek těch nejzákladnějších a nejzajímavějších. Podrobný rozbor stovek tabulek a grafů by byl v tuto chvíli nad rámec této diplomové práce.

### 4.1. Citlivostní analýzy

Citlivostní analýzy nám umožňují podrobně rozebrat chování modelu při změně určité proměnné a při zachování ostatních proměnných konstantních. Samozřejmě je možné studovat i více změn proměnných najednou. Pomocí citlivostních analýz jsme schopni určit citlivost projektu na vybrané vstupní parametry a nasimulovat chování vnějších činitelů, které během projektu nejsme plně schopni ovlivnit.

V této kapitole jsou zobrazeny pouze grafy s vybranými citlivostmi. Případné další citlivosti, a zejména podkladové tabulky k uvedeným grafům jsou v přílohách této práce.

#### 4.1.1. Státem vynucená výstavba

Projekt státem vynucené výstavby v této práci znamená buď výstavbu úplně bez ekonomické podpory, či podporu investiční během výstavby nového jaderného zdroje.

##### 4.1.1.1. Teplofikace

Jak jsem popsal v předchozí kapitole, jedním ze způsobů lepšího využití tepelné energie vznikající při štěpné reakci je využití na vytápění. V případě této práce se jedná o vytápění Prahy z Jaderné elektrárny Temelín pomocí stokilometrového horkovodu. Výsledky využití odběrové energie z turbíny jsou velice pozitivní.

Zatímco bez využití vytápění byla čistá současná hodnota projektu mínus 92,7 mld. Kč, tak s využitím vytápění se dostáváme na hodnotu mínus 74,1 mld. Kč. Takto významné zlepšení ekonomické situace je vskutku významné. Je tudíž zřejmé, že racionální investor by na novém jaderném zdroji teplofikaci realizoval. Čistá současná hodnota samotné teplofikace, která samozřejmě nelze zrealizovat bez projektu celého jaderného bloku, je 18,6 mld. Kč.

$$NPV_{svv,tep} = 18\,590\,700\,000 \text{ Kč}$$

V předchozí kapitole jsem také zmínil takovou mezní cenu elektrické energie pro rok 2016 (každoročně navyšovanou dle popsaných pravidel), aby čistá současná hodnota projektu byla nulová. Bez využití tepla odběrové turbíny byla cena ve výši 84,7 EUR/MWh. S využitím teplofikace se tato cena snižuje o

více než deset euro na hodnotu 74,2 EUR/MWh. Bohužel cena je stále příliš vysoká a takový nárůst v nejbližší době neočekávám. Takovéto ceny byly naposledy také před rokem 2009 [34], což je již sedm let, ale na druhou stranu nám to ukazuje, jak rychle se může cena změnit a jak nepředvídatelná tato komodita je.

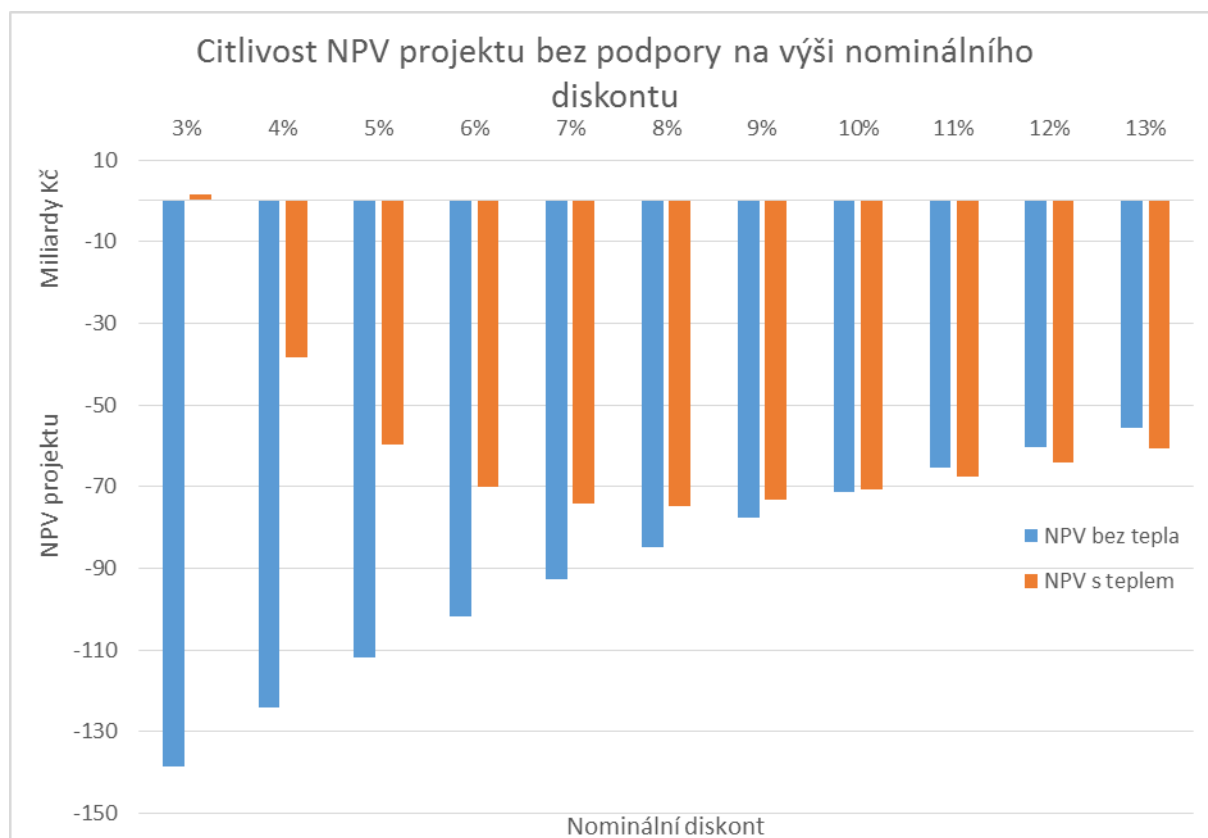
$$c_{svv,tep}^{NPV=0} = 2\,000 \text{ Kč}/\text{MWh}$$

$$c_{svv,tep}^{NPV=0} = 74,2 \text{ EUR}/\text{MWh}$$

Využití teplofikace se tedy jeví jako jedna z možností, jejíž realizaci využije každý racionální investor, a jež musím doporučit.

#### 4.1.1.2. Diskont

Citlivost takto rozsáhlého projektu na použitý diskont je nepřekvapivě velice významná. Odlišná diskontní sazba může celý projekt překlomit z červených do zelených čísel. Vliv diskontu na čistou současnou hodnotu jsem vykreslil na následujícím grafu:



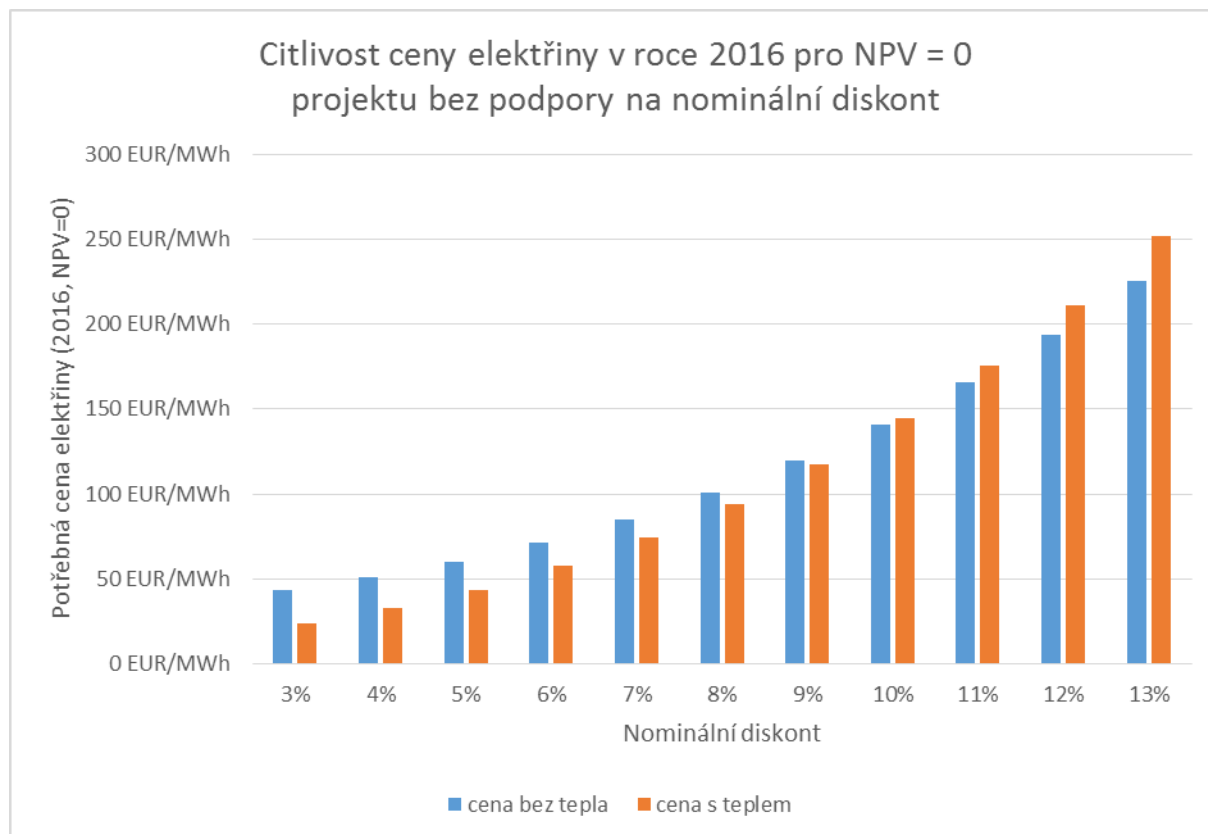
Obrázek 4-1: Citlivost projektu bez podpory na výši nom. diskontu

Jak vidíme z grafu, tak u projektu bez teplofikace (modrý průběh) dochází k velice zajímavému jevu, kdy se se zvyšujícím diskontem zvyšuje čistá současná hodnota projektu. Důvod je zřejmý: jelikož u projektu nového jaderného zdroje je investice významnou částí pro vstup do výpočtu NPV, která má v našem případě větší vliv než budoucí příjmy z prodeje elektrické energie, tak její diskontování během výstavby paradoxně vylepšuje NPV celého projektu.

Jinak je tomu u projektu nového jaderného zdroje s využitím teplofikace pro vytápění Prahy. V tomto případě se již průběh NPV chová dle očekávání. Na rozdíl od předchozí varianty dokonce čistá současná

hodnota při diskontu 3 % protíná nulovou osu a projekt se stává ziskovým. Bohužel tříprocentní diskont pro projekt nového jaderného zdroje bez podpory státu není příliš reálný. V takovém případě rizika převažují nad přínosy, na čemž má významný podíl nejisté jaderné prostředí v Evropské unii v čele s našimi nejbližšími sousedy Německem a Rakouskem.

Diskont má přirozeně vliv i na mezní cenu elektřiny v roce 2016, aby při splnění podmínek z předchozí kapitoly byla čistá současná hodnota nulová.



Obrázek 4-2: Citlivost ceny elektřiny v roce 2016 pro NPV = 0 projektu bez podpory na nom. diskont

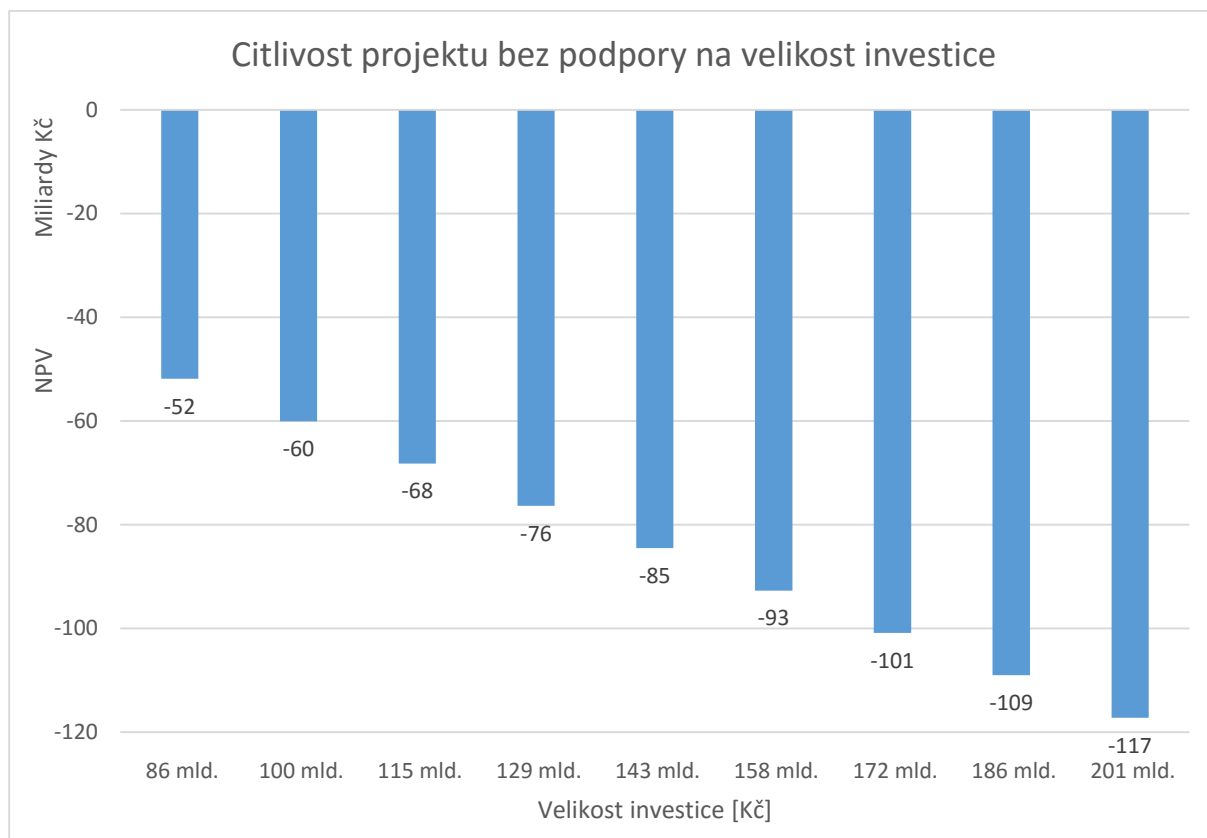
Mezní cena se samozřejmě zvyšuje se zvyšujícím se diskontem. Mezní cena bez teplofikace je při nižších diskontech vyšší než cena s teplofikací. Toto se otáčí na devítiprocentní hranici diskontu, kdy se více uplatní dřívější navýšená investice a dodatečné příjmy v pozdějších letech tudíž musí být vyšší. Na devítiprocentní hranici diskontu mezní cena také poprvé více přesáhne sto euro.

#### 4.1.1.3. Velikost investice

Jak jsem psal v předchozí kapitole, overnight costs se v Evropě pohybují mezi 2 500 až 7 000 dolary za instalovaný kilowatt elektrického výkonu. Minimální hodnota je prakticky třetinová oproti hodnotě maximální a tudíž lze očekávat, že velikost investice bude na projekt mít kritický vliv. Přepočteno na koruny a parametry námi stavěného bloku se zkoumané rozmezí investice pohybuje od 86 miliard korun do 201 miliard korun. V následujícím grafu je vynesena citlivost čisté současné hodnoty na velikost investice projektu bez podpory při zachování všech ostatních podmínek dle referenčního modelu.

Z grafu jasně vyplývá nepřekvapivé zhoršování čisté současné hodnoty se zvyšující se investicí. Vzhledem ke zkušenostem při současném budování nových jaderných zdrojů v Evropě (prodlužování výstavby, zvyšující se nároky na bezpečnost během výstavby, technologické problémy,...) můžeme

odhadovat, že se i projekt nového českého reaktoru bude pohybovat spíše v pravé straně grafu. Levou stranu grafu lze očekávat spíše v Asii, zejména v Číně.



Obrázek 4-3: Citlivost projektu bez podpory na velikost investice

#### 4.1.1.4. Doporučení pro projekt bez podpory

Výstupem citlivostních analýz pro projekt bez podpory je z ekonomického hlediska jednoznačné nedoporučení projekt realizovat. Projekt nového jaderného zdroje má čistou současnou hodnotu prakticky neustále zápornou. Jediná situace, kdy bylo NPV kladné, bylo při tříprocentním diskontu a realizování teplofikace na novém bloku. Ovšem tříprocentní diskont (při dvouprocentním nárůstu cenových hladin) je v současné chvíli mimo realitu a proto lze tento bod považovat pouze za hraniční znázornění limitní situace. Projekt do zelených čísel nepřeklopí ani snížení investice téměř na polovinu.

Pokud se tedy investor bude smět rozhodnout svobodně na základě ekonomických analýz, projekt nebude realizovat.

#### 4.1.2. Contract for Difference

Jelikož projekt je bez podpory pro racionálního investora ekonomicky nerealizovatelný, přichází v úvahu podpora výstavby nového jaderného zdroje mechanismem Contract for Difference. V takovém případě lze nastavit smluvní cenu (strike price) na takovou úroveň, kdy se projekt pro investora stane ekonomicky zajímavým.

V předchozí kapitole jsem uvedl, že strike price projektu s nulovou čistou současnou hodnotou je na hodnotě 99,1 euro za vyrobenou a prodanou megawatthodinu. Samozřejmě při zachování nezměněných všech vstupních parametrech taktéž zmíněných v předchozí kapitole.

#### 4.1.2.1. Porovnání s Hinkley Point C

Zajímavým výstupem je porovnání našeho referenčního projektu s podporou mechanismem Contract for Difference s projektem britské jaderné elektrárny Hinkley Point C, kterou jsem podrobněji popsal v kapitole 2, a jejíž projekt se pomalu, ovšem celkem nejistě, blíží k realizaci. Každopádně některé ekonomické ukazatele pro srovnání známé jsou.

Projekty jsou shodné pouze mechanismem podpory a předpokládanou životností 60 let od uvedení do provozu. Následující tabulka ukazuje přehled zásadních rozdílů pro porovnání jednotlivých projektů.

	Hinkley Point C	ref. projekt
<b>instalovaný výkon</b>	2 x 1 600 MW	1 200 MW
<b>zahájení výroby</b>	2025	2035
<b>měrné inv. náklady</b>	9 838 USD/kW	5 500 USD/kW
<b>strike price</b>	117,5 EUR/MWh	99,1 EUR/MWh
<b>podpora</b>	35 let	30 let

Tabulka 4-1: Porovnání ref. projektu s CfD s Hinkley Point C

Strike price pro projekt Hinkley Point C je o více jak 18 euro na megawatthodinu vyšší, než mnou vypočtená mezní strike price referenčního projektu. Fakt, že je strike price vyšší, je, dle mého názoru, způsoben především:

- téměř o 80 % vyššími investičními náklady,
- očekávanými vyššími provozními náklady a
- dřívějším uvedením do provozu, kdy investice není při přepočtu na současnou hodnotu tak výrazně diskontována, což je ovšem vyváženo diskontovanými příjmy referenčního projektu.

Proti vyšší strike price ve srovnání s mým referenčním projektem, dle mého názoru, naopak působí zejména:

- očekávané úspory z rozsahu při výstavbě dvou bloků o vyšším výkonu,
- nižší zdiskontování budoucích příjmů z prodeje elektřiny a zejména
- delší doba trvání podpory mechanismem CfD.

U projektu výstavby Hinkley point C samozřejmě některé parametry potřebné pro výpočet neznáme, a tudíž pravé příčiny rozdílů můžeme pouze odhadovat. Mezi hlavní neznámé patří:

- uvažovaný diskont,
- provozní náklady,
- očekávané eskalace nákladů a cen elektřiny a
- plánovanou dobu využití maxima.

Pokud by v mém referenčním projektu byla nastavena britská strike price s délkou kontraktu 35 let, čistá současná hodnota projektu by byla přes 30 miliard korun.

$$NPV_{CfD,HP} = 30\,326\,500\,000 \text{ Kč}$$

Na první pohled je tedy projekt britské Hinkley Point C o poznání dražší. Na druhou stranu uvedené a zveřejňované údaje mohou být záměrně zkreslené, za účelem nasmlouvání vyšší strike price od britské vlády, což by se pro investora a provozovatele jednoznačně vyplatilo. Britská vláda každopádně jaderný zdroj požaduje a za stabilitu sítě a čistou elektřinu je ochotna zaplatit nemalé prostředky.

#### 4.1.2.2. Teplofikace

Teplofikaci je samozřejmě možné zrealizovat i na projektu s podporou mechanismem Contract for Difference. Zatímco pro referenční projekt bez teplofikace vycházela strike price pro nulové NPV ve výši 99,1 EUR/MWh, tak při uvažování teplofikace (a při zachování všech vstupních parametrů dle kapitoly 3) byla tato o třináct euro nižší, tudíž ve výši 86,1 euro za vyrobenou a prodanou megawatthodinu.

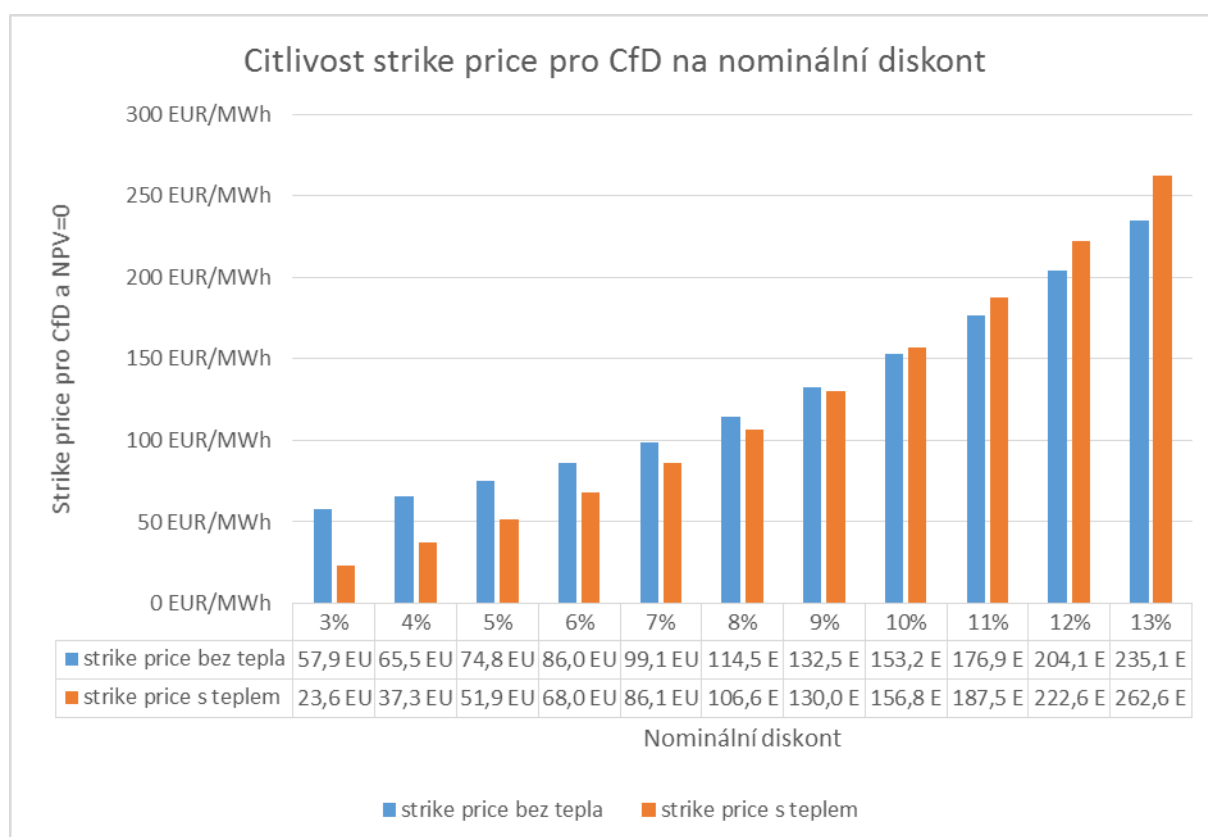
$$SP_{CfD,tep}^{NPV=0} = 2\,330 \text{ Kč/MWh}$$

$$SP_{CfD,tep}^{NPV=0} = 86,1 \text{ EUR/MWh}$$

V tomto případě je tedy zavedení teplofikace, stejně jako v projektu bez podpory, ekonomicky výhodné buď pro stát, který by díky nižší strike price mohl vyplácet nižší podporu, nebo pro investora, který by při nezměněné strike price dostával vyšší příjmy za prodanou elektrickou energii, které by sice bylo méně, ale společně s prodaným teplem by generovaly vyšší příjmy.

#### 4.1.2.3. Diskont

Projekt s podporou mechanismem Contract for Difference je na zvolené výši diskontu závislý obdobně jako projekt bez podpory. Diskont u takto dlouhého projektu má zásadní vliv na celý projekt, proto je potřeba se jím zabývat. Na následujícím grafu je vynesena citlivost smluvní ceny CfD na nominálním diskontu, aby čistá současná hodnota projektu zůstala nulová.



Obrázek 4-4: Citlivost SP pro CfD na nominálním diskontu

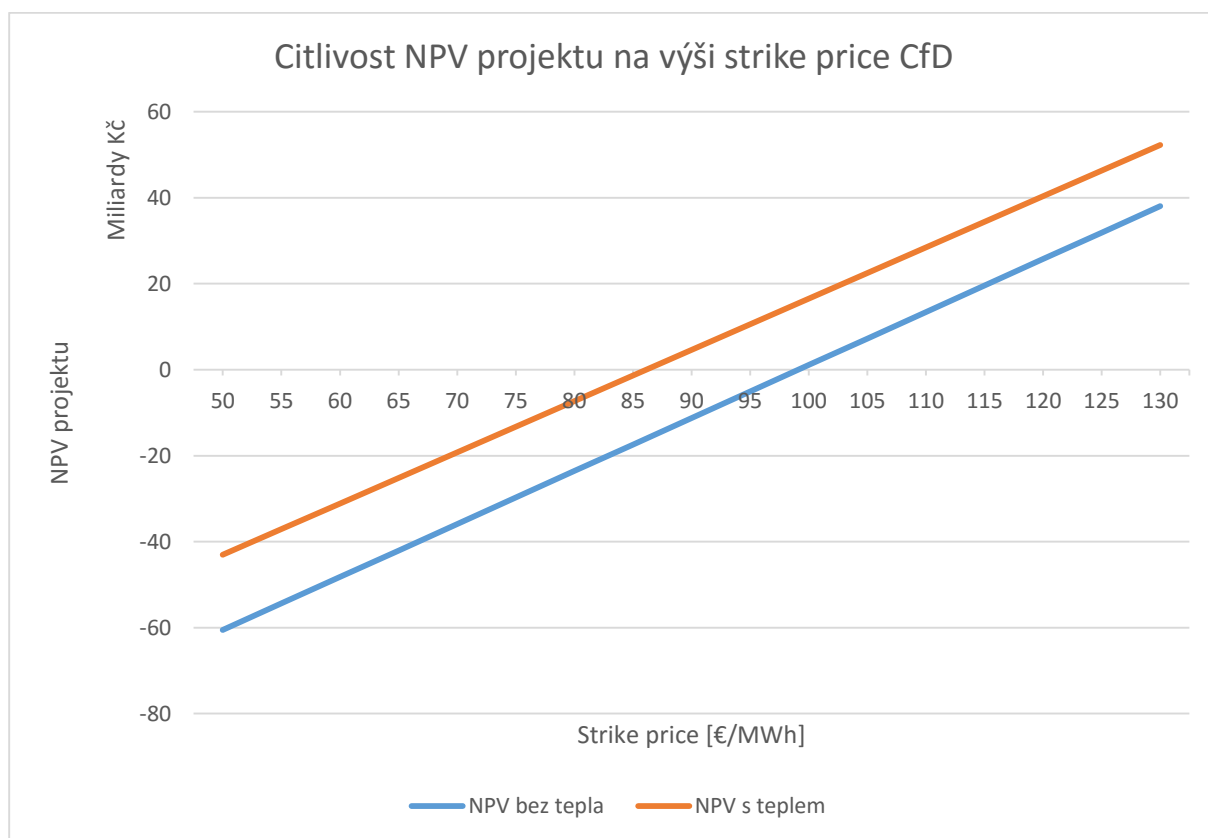
Strike price se stejně jako mezní cena u projektu bez podpory se zvyšujícím diskontem zvyšuje dle předpokladu. Stejně jako u mezní ceny v projektu bez podpory se strike price přehoupne a je vyšší u projektu s teplofikací mezi 9% a 10% diskontem. Na úroveň britského Hinkley Point C se strike price



dostane již při zvýšení diskontu o jeden procentní bod. Reálně představitelná je strike price do 150 eur za megawatthodinu, tudíž do diskontu 10 %, poté cena šplhá do výšin těžko představitelných. Pokud by strike price byla nad 200 euro, zastávám názor, že je tento mechanismus nevhodný, protože laické veřejnosti by se stal prakticky nevysvětlitelný, obdobně jako původní navrhovaná nová tarifní struktura pro odběr elektřiny v ČR v roce 2016. Každopádně citlivost strike price na diskont je značná a dosahuje téměř 15 EUR/MWh s každým dalším procentním bodem diskontu.

#### 4.1.2.4. Strike price

Nasmlouvaná strike price má na NPV projektu významný vliv. V podstatě se provozovatel v letech během trvání smlouvy nemusí zaobírat cenou elektřiny. Svým způsobem jde o takový hedging, kdy provozovatel podstupuje riziko, že ceny budou vyšší, ale je ochoten toto riziko podstoupit za jistotu, že projekt zůstane v zelených číslech. Pokud se investorovi podaří přesvědčit státní aparát k vyšší smluvní ceně (buď v nevědomé víře, nebo záměrně upravenými čísly), tak se to samozřejmě projeví na čisté současné hodnotě.



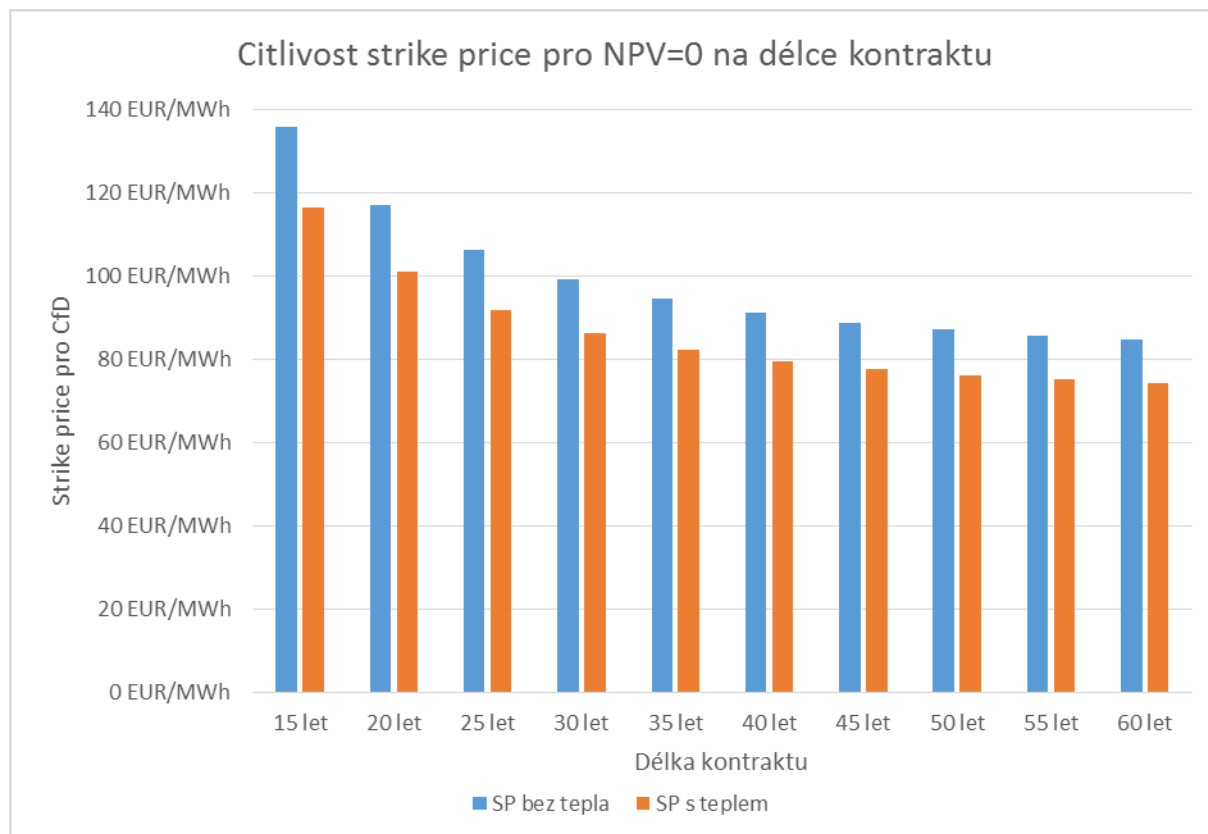
Obrázek 4-5: Citlivost NPV projektu s CfD na strike price

Není překvapením, že se zvyšující se strike price se zvyšuje NPV. Oranžová přímka s teplofikací protíná osu x na hodnotě 86,1 euro za megawatthodinu, a modrá bez teplofikace na hodnotě 99,1 euro za vyrobenou megawatthodinu.

Zhruba se dá z grafu vyčíst, že každých 15 euro na vyrobenou megawatthodinu přidá, případně ubere, od čisté současné hodnoty 20 miliard korun. Obdobně jako výše můžeme konstatovat, že při strike price na úrovni předpokládané podpory pro Hinkley Point C, avšak při podpoře po dobu 30 let, by NPV přesáhlo hranici dvaceti miliard bez teplofikace a dosáhlo téměř čtyřiceti miliard v případě vytápění Prahy.

#### 4.1.2.5. Délka kontraktu

Jak je již naznačeno výše, délka kontraktu má na výsledné NPV projektu, případně strike price pro nulové NPV, zásadní vliv. Délka podpory může být libovolně zvolená od nuly do doby očekávané životnosti nového zdroje. Pro náš případ by nedávala význam délka smlouvy kratší patnácti let, pokud by se neočekávalo její prodloužení či aktualizace dle aktuální situace po jejím konci, nebo by nebylo cílem zajistit nulové NPV.



Obrázek 4-6: Citlivost strike price na délce kontraktu pro NPV=0

Z grafu se nechá vyčíst, že strike price je na délku kontraktu citlivá zejména v prvních letech projektu, kdy ještě významně nepodléhá vlivu diskontování. Od podpory na 40 let se potřebná smluvní cena mění pouze nepatrně. I změna mezi třiceti a třiceti pěti lety, což rozlišuje můj projekt od britské Hinkley Point C, je spíše nižší, a to pod pět euro za prodanou megawatthodinu. Strike price projektu s teplofikací díky kladné čisté současné hodnotě nástavby projektu pro vytápění Prahy je ve všech variantách délky podpory nižší než u projektu bez vytápění.

Ve dvou nejpředpokládanějších variantách délky kontraktu (30 nebo 35 let) není podstatný rozdíl. Dopad na čistou současnou hodnotu je shodný, což je logické a vychází to z podstaty výpočtu.

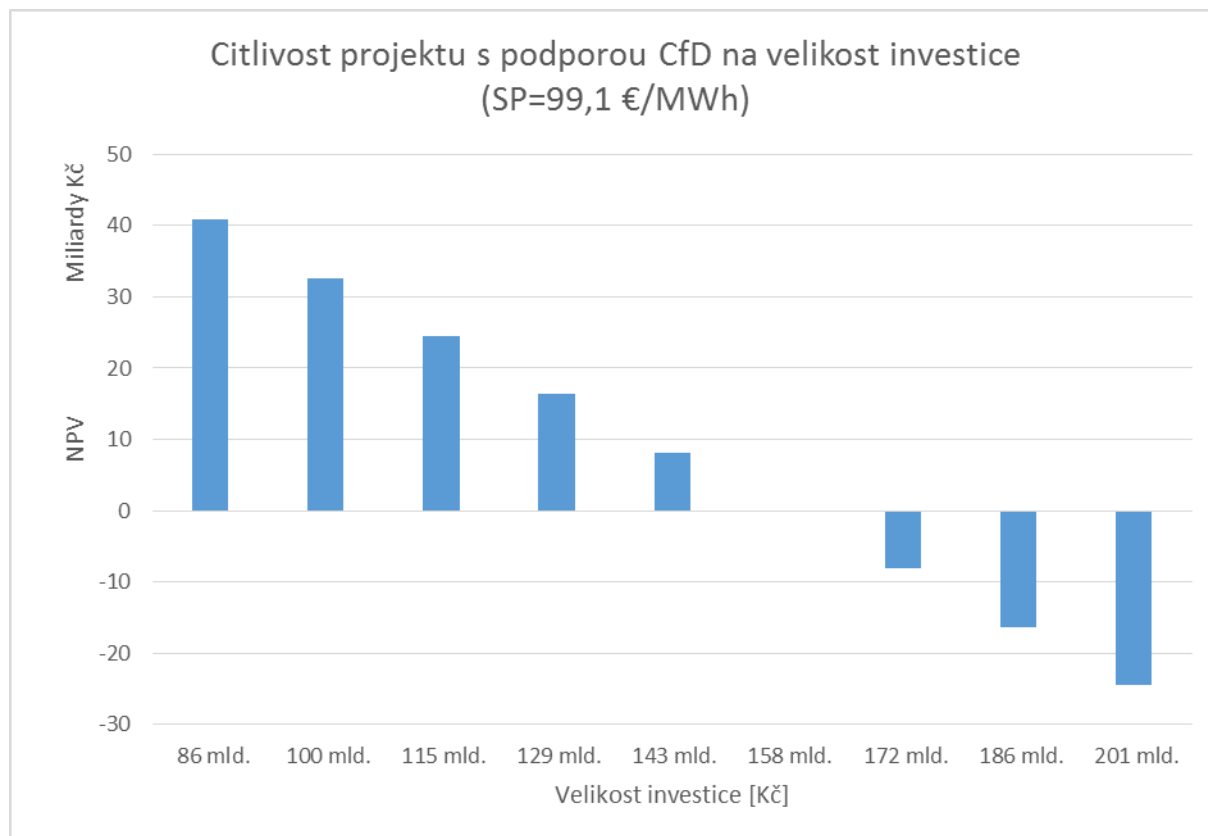
Délka kontraktu	30 let	35 let
SP bez tepla	99,1 EUR/MWh	94,4 EUR/MWh
SP s teplem	86,1 EUR/MWh	82,2 EUR/MWh

Tabulka 4-2: Strike price pro nulové NPV dvou nejpravděpodobnějších variant

Hodnota strike price projektu s teplofikací a smlouvou na dobu 35 let je už v lepších mezích oproti mnou vypočtené základní hodnotě 99,1 euro a ve značně lepších mezích oproti britskému projektu Hinkley Point C se strike price více než 117 euro.

#### 4.1.2.6. Velikost investice

Velikost investice je pro projekt zásadní. Bohužel u projektu bez podpory ani investice, která byla nižší téměř o padesát procent, nedostala projekt do zelených čísel. U projektu s podporou mechanismem Contract for Difference, kde se smlouva o podpoře uzavře ještě před započítáním realizace projektu, může mít pozdější změna investice na čistou současnou hodnotu projektu dramatické dopady, ať již negativní, nebo pozitivní.

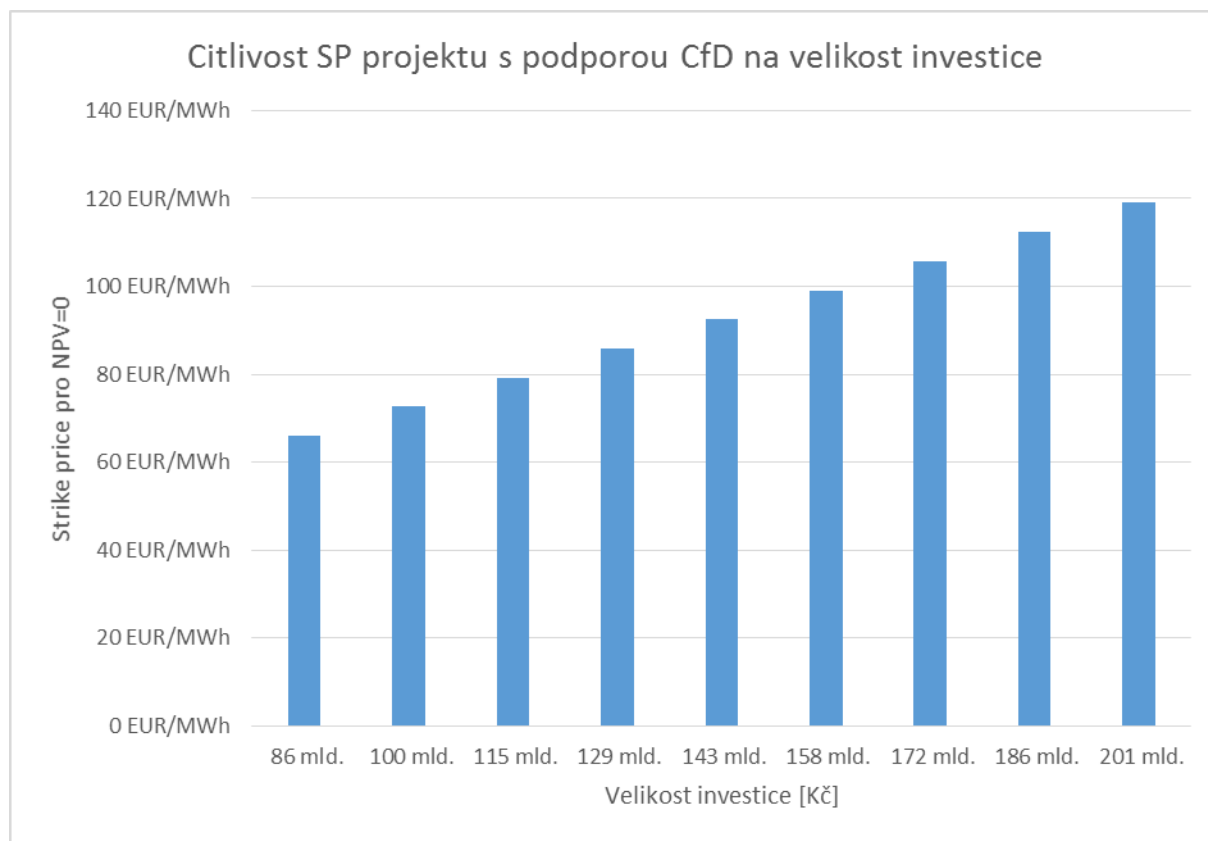


Obrázek 4-7: Citlivost projektu s podporou CfD na velikost investice

Čistá současná hodnota projektu s podporou CfD se při konstantně nastavené strike price (v našem případě vypočtených 99,1 euro za megawatthodinu) mění po přímce, kde s každými 500 dolary změny v overnight cost se NPV posune zhruba o 8,2 miliardy korun. Bohužel na základě zkušeností a výsledků ze současně budovaných elektráren neočekávám zlevnění projektu, spíše naopak. V takovém případě nezbude investorovi než doufat ve zvýšení ceny elektřiny nad očekávání v druhé polovině života elektrárny, případně ve významné snížení provozních nákladů.

Další variantou, jak správně nastavit strike price, může být podpis určité smlouvy o budoucí podpoře, jejíž výše (strike price) se nastaví až podle skutečných investičních výdajů. Důležité parametry jako diskont a délka kontraktu, které jsou pro správné určení výše smluvní ceny také zásadní. Mohou být podepsány již v předmlouvě, čímž se smluvní strany vyhnou budoucím konfliktům. Zároveň nastavení strike price až po výstavbě z obou smluvních stran snímá podstatné riziko. Ze státu snímá riziko

přepčení projektu. Z investora naopak snímá riziko ztráty v případě průtahů při výstavbě a zvýšeným výdajům oproti předpokladům při budování NJZ.



Obrázek 4-8: Citlivost SP projektu s podporou CfD na velikost investice

Přirozeně s narůstající investicí narůstá i potřebná strike price pro zajištění nulové čisté současné hodnoty. S každým zvýšením overnight cost o 500 dolarů za instalovaný kilowatt se strike price navýší o přibližně 6,6 euro za prodanou megawatthodinu. Každopádně vidíme, že i při nejčernějším investičním scénáři je smluvní cena stále pod hladinou 120 euro, tedy přibližně na úrovni britského Hinkley Point C (kde je ovšem podpora na dobu 35 let).

#### 4.1.2.7. Doporučení pro projekt s podporou mechanismem CfD

Projekt s podporou mechanismem Contract for Difference je pro investora uskutečnitelný. Pro státní kasu se za současných podmínek bohužel jedná, dle mého názoru, o nevýhodný projekt. Investor díky státní podpoře zajistí svou pozici na dobu třiceti let, bez ohledu na vývoj cen elektřiny. Ostatní ukazatele jsou pro projekt zásadní. Délka trvání kontraktu a rozhodnutí o využití teplofikace budou jasně dané. Nejasné ovšem zůstanou investiční a provozní výdaje a zejména časová hodnota peněz, což s ekonomickým úspěchem projektu z pohledu investora může pěkně zacvičit.

Omezení neblahého vlivu velmi nejistých investičních výdajů (v případě nižších stát projekt přepálí, v případě vyšších investor finančně tratí) se může omezit uzavřením smlouvy o smlouvě budoucí, kde budou veškeré ostatní proměnné parametry přísně specifikovány, a ostatní jasně zjistitelné parametry (skutečné investiční výdaje, cena elektřiny, cena tepla,...) se do finální smlouvy o podpoře dosadí v roce dokončení výstavby.

Ovšem nalezení kompromisu na správnou volnou diskontu bude největší problém. Ten musí být nalezen před zahájením projektu, a investor musí mít stoprocentní jistotu, že žádná následující

vládnoucí politická garnitura podmínky nezmění a pro investora projekt neuvrhne do červených čísel. Bohužel právě v současné době je nestabilní politické prostředí jednou z největších zábran pro nové energetické projekty, včetně zdrojů přímo podporovaných.

Pokud tedy v České republice vyvstane nutnost vybudovat nový jaderný zdroj, bude mechanismus CfD jednou z variant, která bude mezi favority. Pokud se správně nastaví smlouva, což u podpory na 30 let může být velmi komplikované, nedochází k nadměrnému pokřivení trhu a zároveň je podpora velmi čitelná a volba ceny vcelku obhajitelná. Před finálním rozhodnutím bude samozřejmě velmi důležitá diskuze a také seznámení veřejnosti s důvody jednotlivých kroků. Ze všech zmíněných variant podpory v kapitole 1 se mi právě podpora mechanismem CfD zamlouvá nejvíce.

#### 4.1.3. Kapacitní mechanismus

Podpora mechanismem Contract for Difference není jedinou v Evropě zvažovanou variantou. Jednou z dalších možností je podpora pomocí kapacitních mechanismů, jako například kapacitní platby, kapacitní certifikáty nebo kapacitní aukce. Konkrétní způsob nalezení výsledné platby pro náš příklad nehraje roli. Všechny způsoby fungují shodně tak, že na elektrárně výrobce nevyrábí elektřinu na maximální výkon, ale drží si rezervovanou kapacitu výkonu dle smlouvy, o kterou je schopen za smluvní čas zvýšit svou produkci elektřiny. Vyrobenou elektřinu si poté uplatní na trhu za aktuální tržní cenu s plnou zodpovědností za vlastní odchylku.

Bohužel, jak jsem již popsal v kapitole 3, jaderný blok není nejvhodnějším adeptem na kapacitní podporu. Cena za případnou rezervovanou kapacitu je příliš vysoká, pokud chceme čistou současnou hodnotu rovnu nule. A technicky není jaderný blok také nejvhodnější. Výrobci nových bloků vyzdvihují u svých nabízených reaktorů větší flexibilitu oproti současným blokům, ale v praxi to ještě otestováno není. Ekonomicky samozřejmě z pohledu plátce podpory (pravděpodobně stát) vychází NPV podpory nejhůře, jelikož stát musí kromě deficitu oproti permanentní výrobě v základním zatížení (např. při investiční podpoře) doplácet i „ušlé“ zisky za nevýrobu a neprodanou elektrickou energii. Takto prezentovaná masivní čísla jsou u veřejnosti neobhajitelná a při dané podpoře nekonkurenceschopná ve srovnání s dosluhujícími elektrárnami, případně se zdroji s vysokými přírůstkovými náklady.

V takovém případě nemá smysl se podporou kapacitními mechanismy příliš zabývat, a proto také nebudu provádět podrobné citlivostní analýzy. Jediným výstupem tedy bude potřebná cena kapacity, pro nulovou čistou současnou hodnotu pro tři různé diskonty. Ostatní vstupní předpoklady samozřejmě stále platí.

Diskont	Roční cena kapacity	
5 %	598 644 EUR/MW	16 175 374 Kč/MW
7 %	1 024 944 EUR/MW	27 693 984 Kč/MW
10 %	1 990 961 EUR/MW	53 795 765 Kč/MW

Tabulka 4-3: Potřebná cena kapacity pro NPV=0 u projektu s podporou kap. mechanismy

##### 4.1.3.1. Doporučení pro projekt s podporou kapacitními mechanismy

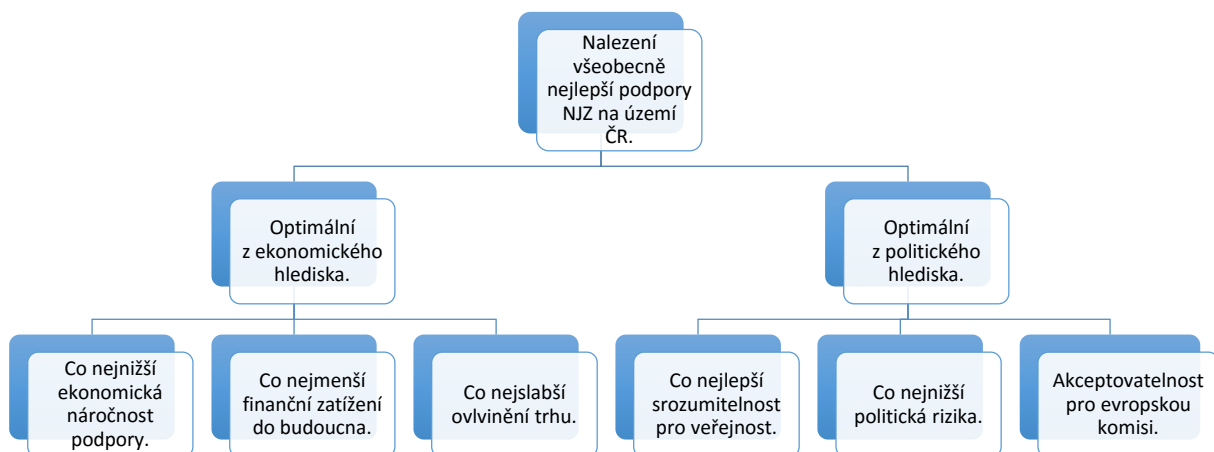
Jaderná elektrárna není vhodným zdrojem pro podporu kapacitními mechanismy. Taková podpora je spíše vhodná pro rychlý svižný zdroj s vyššími marginálními náklady, jako jsou plynové a paroplynové elektrárny. Jaderná elektrárna má významné náklady stálé (investiční i provozní). Náklady proměnné (typicky palivo) jsou u jaderných zdrojů minoritní, tudíž úspora při provozu na nižším diagramovém výkonu není tak významná, a o to je vyšší případná potřebná kapacitní podpora.

Kapacitní podpora pro zajištění nulové čisté současné hodnoty je tak vysoká, že v prostředí, kde by nový jaderný zdroj konkuroval starým i novým provozovaným zdrojům všech typů, se nemůže nikdy stát konkurenceschopná. V takovém případě mi nezbyvá než podporu kapacitními mechanismy pro nový jaderný zdroj v České republice nedoporučit.

#### 4.2. Výběr optimální varianty z pohledu Vlády ČR

Předchozí část práce nám prakticky zúžila okruh přípustných variant na dvě (investiční podporu nebo podporu mechanismem Contract for Difference), ze kterých je potřeba vybrat optimální variantu pro realizaci projektu. V tuto chvíli již u každého převažují spíše subjektivní pocity nad vyhodnocením prezentovaných ekonomických závěrů. Samozřejmě se pro finální rozhodnutí, které v případě České republiky, nejspíše učiní vláda, musí zohlednit i neekonomické aspekty. V každém případě je potřeba sepsat si tyto výhody a nevýhody a na základě nich posléze rozhodnout. Triviální subjektivní rozhodování za mě jako autora této práce učiním na následujících řádcích.

Globálním cílem rozhodování je nalezení všeobecně nejlepší varianty podpory pro nový jaderný zdroj v České republice. Dílčí cíle jsou stanoveny podle stromu cílů na následujícím obrázku:



Obrázek 4-9: Strom cílů pro nalezení optimální podpory NJZ v ČR

Jednotlivé dílčí cíle tedy jsou:

- Co nejnižší ekonomická náročnost podpory – vychází z předchozího textu této práce. Cílem optimální podpory jednoznačně je co nejnižší zatížení na státní rozpočet.
- Co nejmenší finanční zatížení do budoucna – dle mého názoru je sympatičtější, když se veškerá podpora vyřídí okamžitě a nebude budoucím generacím „koulí u nohy“.
- Co nejslabší ovlivnění trhu – pokud je naším cílem (i cílem EU) fungující energetický trh v Evropské unii, potažmo v celé Evropě, je důležité nečinit opatření jdoucí proti tomuto cíli. Jakákoliv podpora nových energetických zdrojů pokřivuje trh, cílem je zvolit takovou formu podpory, aby pokřivení trhu bylo co nejméně významné.
- Co nejlepší srozumitelnost pro veřejnost – politici samozřejmě ne vždy rozhodují pouze dle čísel a logiky, ale často dle většinových názorů ve společnosti (viz. např. pro mne nepochopitelné odstavování jaderných elektráren v Německu). V takovém případě je důležité, aby systém podpory byl co nejjednodušší a co nejsnáze pochopitelný i pro spoluobčany bez technického a ekonomického vzdělání.

- Co nejnižší politická rizika – pro projekt a pro případného investora je důležité stabilní politické prostředí, pokud má rozhodnout o projektu na mnoho dekád. V takovém případě investor raději zvolí podporu, kterou má zajištěnou a kde nehrozí při budoucí změně vládnoucí garnitury její omezení či zrušení.
- Akceptovatelnost pro evropskou komisi – v dnešním energetickém prostředí jsou veškeré podpory podrobeny podrobnému zkoumání evropskou komisí. Podněty komisi v takovém případě vznášejí státy nesouhlasící s novými zdroji, případně si je komise zadává sama, pokud má podezření na neoprávněné podporování určitých zdrojů. K tomuto bodu je můj názor velmi kritický, protože nabývám pocitu, že EK uznává podporu pouze obnovitelných zdrojů, kam dle ní jaderné elektrárny nespádají.

Veškerá hodnotící kritéria pro dílčí cíle jsou vysoce subjektivní a kvalitativní, vyjma ekonomické náročnosti, která je jediná kvantitativní, a jejíž výpočet je stěžejní částí této práce. Kritéria jsou vypsána v následující tabulce:

k	Kritérium	Specifikace
1	ekonomická náročnost	kvantitativní kr., intervalová škála, minimalizační
2	zatížení do budoucna	kvalitativní kr., ordinální škála, maximalizační
3	ovlivnění trhu	kvalitativní kr., ordinální škála, maximalizační
4	srozumitelnost pro veřejnost	kvalitativní kr., ordinální škála, maximalizační
5	politická rizika	kvalitativní kr., ordinální škála, maximalizační
6	Evropská komise	kvalitativní kr., ordinální škála, maximalizační

Tabulka 4-4: Kritéria hodnocení při výběru optimální podpory NJZ v ČR

Pro hodnocení prvního kvantitativního kritéria s výhodou využijí čistou současnou hodnotu případné podpory z pohledu státu. Pro hodnocení kvalitativních kritérií využijí jednoduchosti bodové stupnice, ve které připustím pouze celočíselná hodnocení. Vzhledem k tomu, že hodnocení provádím pouze já, vylučuji i možnost nevyjádřit se. Bodová stupnice, jak si jednotlivá kritéria stojí oproti nejlepšímu možnému stavu, je v následující tabulce:

5	vynikající
4	velmi dobrý
3	průměrný
2	podprůměrný
1	špatný

Tabulka 4-5: Bodová stupnice pro kvalitativní kritéria

Nalezení vah jednotlivých kritérií je opět vysoce subjektivní úkol. Pro zajištění maximální transparentnosti a pokud možno co největší objektivity využijí Fullerovu metodu částečného párového srovnávání, která je výpočetně relativně nenáročná a zároveň se pomocí vědeckého základu snaží o co nejspravedlivější přidělení vah jednotlivým kritériím.

Výslednou váhu kritéria poté z tabulky porovnání získám pomocí vztahu:

$$v_k = \frac{2 * \sum_{j=1}^m b_{k,j}}{m * (m-1)}, \text{ kde}$$

$v_k$  – váha  $k$  – tého kritéria,

$b_{k,j}$  – prioritní dvojice kritérií,

$m$  – počet kritérií.

	K1	K2	K3	K4	K5	K6	součet	normovaná váha kr. ( $v_j$ )	
K1	x	1	1	1	1	1	5	0,333	1/3
K2	0	x	1	0,5	0	1	2,5	0,167	1/6
K3	0	0	x	0	0,5	1	1,5	0,100	1/10
K4	0	0,5	1	x	1	1	3,5	0,233	7/30
K5	0	1	0,5	0	x	0,5	2	0,133	2/15
K6	0	0	0	0	0,5	x	0,5	0,033	1/30

Tabulka 4-6: Tabulka stanovení vah kritérií Fullerovou metodou

Při rozhodování vycházím z předpokladu, že stavba NJZ na našem území je nutností, a že varianta nevýstavby nepřipadá v úvahu. Takovou situaci očekávám zejména z technických důvodů, kdy je potřeba tvrdých zdrojů pro udržení stability sítě a pro zásobování energií i v případě pro OZE nepříznivých podmínek. Jednotlivé uvažované varianty, mezi kterými je potřeba vybrat optimální, jsou:

- V1 – finančně nepodporovat nový jaderný zdroj,
  - Tato varianta je spíše pro celkové srovnání, reálně racionální investor svobodně rozhodnutí směřující k výstavbě NJZ bez podpory neučiní.
- V2 – podpora nového jaderného zdroje investiční podporou,
- V3 – podpora mechanismem Contract for Difference nebo
- V4 – podpora kapacitními mechanismy.

Veškerá vypsaná rozhodnutí jsou přípustná, což je důsledkem celkového konceptu této práce a z toho vyplývající absence vylučujících kritérií.

Jak jsem již zmínil, většina informací bude stanovena expertním odhadem, mnou, a budou tedy jednoznačně subjektivní. Přesto se pokusím dodržet určité, dle mého názoru, většinové názory ve společnosti, a co nejpřesněji v číselných vyjádřeních odrážet realitu. Číselné naplnění hodnot jednotlivých kritérií je v následující tabulce:

$f_{i,j}$	K1	K2	K3	K4	K5	K6
V1	0 Kč	5	5	5	5	5
V2	93 mld. Kč	4	3	4	4	2
V3	93 mld. Kč	4	3	2	2	4
V4	105 mld. Kč	1	3	1	1	4

Tabulka 4-7: Naplnění hodnot kritérií pro výběr optimální podpory NJZ

Na první pohled je zřejmé, že neúspěšnější je varianta V1, která silně dominuje všechny ostatní varianty. Ovšem, jak jsem zmínil v předchozím textu, varianta V1 je spíše do počtu, jelikož je zřejmé, že to bude českou vládou preferovaná varianta, kterou ale žádný racionální investor realizovat nebude, protože racionální investor se rozhoduje zejména podle výsledků ekonomických analýz, kde by u varianty V1 významně trafil. Dále varianta V3 slabě dominuje variantu V4. Tudíž při odmyšlení varianty V1, která není příliš reálná, a varianty V4, která je dominována, mi zbydou pouze varianty V2 a V3, tedy



podpora pomocí mechanismu Contract for Difference nebo investiční podpora, které jsem jako zbývající možnosti připustil na začátku této podkapitoly. Přesto provedu zhodnocení všech čtyř variant pomocí metody váženého součtu pořadí. Metodu váženého součtu jsem zvolil, jelikož:

- Výpočetně je velmi jednoduchá.
- Je jasná a průhledná.
- Má jednoznačnou převahu kvalitativních kritérií.
- Určením pořadí částečně eliminuje subjektivitu v případě číselného vyjádření kvalitativních kritérií.

Převedené hodnoty kritérií ( $q_{i,j}$ ) jsou v následující tabulce:

$q_{i,j}$	K1	K2	K3	K4	K5	K6
<b>V1</b>	1	1	1	1	1	1
<b>V2</b>	2,5	2,5	3	2	2	4
<b>V3</b>	2,5	2,5	3	3	3	2,5
<b>V4</b>	4	4	3	4	4	2,5

Tabulka 4-8: Pořadové funkce kritérií pro jednotlivé varianty

Optimální variantu kritérium vybírá na základě rovnice:

$$\min_i \sum_{j=1}^m v_j * q_{i,j}$$

Výsledné vážené součty pořadí jsou v následující tabulce:

Vážený součet pořadí	
<b>V1</b>	1,00
<b>V2</b>	2,42
<b>V3</b>	2,73
<b>V4</b>	3,85

Tabulka 4-9: Tabulka výsledných vážených součtů pořadí

Citlivostní analýzy výsledků vícekritériálního rozhodování nebudou realizovány, protože jsou, dle mého názoru, mimo v této diplomové práci bezpředmětné. Nevidím přínos ve zkoumání citlivosti u parametrů, které byly určeny mými subjektivními názory, a za kterými si stojím. Citlivostní analýzu na váhy kritérií neuskutečňuji, protože jsem se ztotožnil s výsledky Fullerovi metody částečného párového srovnávání, která je podle mého názoru velmi přesná. Citlivostní analýzu na použitou metodu rozhodování také neprovádím, jelikož zastávám názor, že metoda váženého součtu pořadí je pro naši situaci jednoznačně nejvhodnější.

Metoda váženého součtu pořadí potvrdila první dojem, že nejlepší volbou pro vládu ČR je nový jaderný zdroj ekonomicky nepodporovat. Druhou v pořadí je varianta investiční podpory, která vykazuje o trochu lepší výsledek než podpora mechanismem Contract for Difference. Na posledním místě se jasně usadila podpora formou kapacitních mechanismů, také dle očekávání.

Jelikož variantu, ve které se nový jaderný zdroj ekonomicky nepodporuje, jsem vyloučil hned na úvod rozhodování, je nejlepší možností jak podpořit nový jaderný zdroj investiční podpora. Investiční

podpora je ve všech posuzovaných ohledech lepší nebo shodná jako podpora mechanismem CfD, kromě kritéria K6 (Evropská komise), ve kterém si oproti CfD stojí, dle mého názoru, hůře. Je samozřejmé, že pokud česká vláda bude mít seriózní zájem o nový jaderný zdroj, doporučím jí ho ekonomicky podporovat pomocí finanční injekce během výstavby elektrárny a tím nastavit cenu vyráběné elektřiny k hodnotám odpovídajícím tržní realitě. Převaha výhod investiční podpory je velmi těsná, a v případě, že by rozhodující osoba měla jiný názor na váhy nebo plnění kritérií, nebylo by překvapením, kdyby se preferovanou variantou stala podpora mechanismem CfD.

Z pohledu státu je tedy nejlepší cestou k dosažení úspěšného projektu nového jaderného zdroje takový zdroj finančně podpořit investiční dotací.

#### 4.3. Doporučení pro investora

Racionálnímu investorovi nemohu doporučit realizaci projektu bez zajištění jeho alespoň finanční neutrality.

V úvahu připadá několik možností podpory, z nichž jsem v této práci dospěl ke dvěma neoptimálnějším: Contract for Difference nebo investiční podpora. Z pohledu investora jde o shodné varianty, kdy dostane v současné hodnotě v podpoře stejný objem finančních prostředků. Na jeho uvážení záleží, jak se ztotožňuje s predikcí vývoje cen elektřiny. Pokud očekává ceny dle predikce, na volbě v podstatě nezáleží a pro jednoduchost bych doporučil investiční podporu, která pro investora nepředstavuje budoucí rizika formou mimořádného zdanění či budoucích úprav a změn podpory. Stejnou metodu podpory bych investorovi doporučil i v případě předpokladu vyšších cen než v užití predikci, protože každé euro nad očekávanou cenou elektřiny se pozitivně projeví v čisté současné hodnotě projektu. Metodu Contract for Difference naopak v případě, že investor očekává ceny ještě nižší než v užití predikci, v takovém případě mechanismus CfD tato rizika pokrývá ze svého principu, samozřejmě jen po dobu trvání smlouvy.

Dále je v zájmu investora se státem v podstatě usmlouvat:

- co nejvyšší diskont,
- co nejnižší predikci cen elektřiny a tepla,
- co nejvyšší předpokládané investiční a provozní výdaje a
- co nejnižší předpokládanou dobu využití maxima, tedy co nejnižší předpokládanou vyrobenou energii,

tudíž co nejvýhodnější podmínky budoucí podpory, na kterých nejenom nebude tratit, ale pokud možno vydělá. Pravděpodobně se nejedná o úplně korektní postup, ale jednoznačně je racionální a snižuje případná rizika investora při nepříznivém budoucím vývoji cen a nákladů.

Samozřejmě investorovi doporučuji realizovat nový jaderný zdroj na našem území s využitím páry z turbíny pro vytápění, jelikož toto rozšíření projektu generuje kladnou čistou současnou hodnotu. V této práci je počítáno pouze s vytápěním Prahy, avšak doba návratnosti všech variant zmíněných v kapitole 3 je velice příznivá a významně kratší než předpokládaná životnost [30].

Já, v pozici investora, kterého bude většinový vlastník (v našem případě stát) nutit pro stavbu nového jaderného zdroje, bych preferoval mechanismus Contract for Difference. CfD pokrývá nejzásadnější tržní riziko, a to naprosto nepředvídatelný vývoj cen elektrické energie. Kromě toho nelze očekávat královské zisky z projektu, který bych normálně nerealizoval, a k jehož realizaci jsem přinucen. V takovém případě se investor musí smířit se svou pozicí, která mu zajišťuje alespoň neztrátovost

celého projektu. Doporučenou formou by zároveň bylo stanovit výši strike price až v určité fázi výstavby, kdy už budou přesnější informace o výši investice, případně s dodavatelem uzavřít striktní smlouvu na cenu celého nového bloku, čímž by se eliminovalo další časté riziko, a to prodražování nového jaderného zdroje již během výstavby.

Dnešní doba bohužel není pro investory s úmyslem stavby nových jaderných zdrojů příznivá. Budoucí vývoj ovšem zůstává velkým otazníkem. Za deset let možná již budeme vědět více, bohužel o NJZ v České republice je potřeba rozhodovat již nyní, a proto doufám, že jsem v této práci shrnul vše pro případného investora podstatné.

## Závěr

Jak jsem v práci opakovaně zmiňoval, současná doba je pro nové jaderné zdroje nepříznivá. Vysoké investiční a provozní náklady společně s velmi nízkou velkoobchodní cenou elektřiny zavinily, že čistá současná hodnota projektu nového jaderného zdroje na našem území je hluboce záporná. V takovém případě racionální investor projekt nerealizuje, pokud nemá zajištěnou finanční návratnost jedním ze způsobů, které jsem popsal v první kapitole této diplomové práce. Mezi možné způsoby patří investiční podpora, Contract for Difference, jeden z kapacitních mechanismů, mechanismus Mankala nebo mnou navrhané jaderné bonusy.

Ovšem ani příslib podpory nutně neznamena ekonomickou rentabilitu celého projektu. Velmi často projekty postihují potíže již během výstavby, která se prodlužuje a prodražuje, čímž se navyšují náklady. V druhé kapitole jsem popsal situaci kolem britské jaderné elektrárny Hinkley Point C s podporou mechanismem Contract for Difference a maďarské jaderné elektrárny Paks, jejíž dostavba bude financována z úvěru od ruského Rosatomu. Obě varianty jsou teoreticky možné i pro výstavbu českých nových jaderných zdrojů, proto bychom měli oba projekty bedlivě sledovat.

Ekonomické modely jasně ukázaly, že výstavba bez ekonomické podpory není možná. Pokud tedy chceme nový jaderný zdroj v České republice, musíme se smířit s jeho finanční podporou, která může být buď jednorázová, nebo trvalá na mnoho dalších let. Z obou zmíněných možností vyšlo nejlépe po jedné podpoře. Jednorázová investiční podpora a dlouhodobá podpora mechanismem Contract for Difference jsou ekonomicky velmi podobné se stejnou čistou současnou hodnotou. Naopak třetí mnou sestavený model s podporou kapacitními mechanismy se pro motivaci investorů k výstavbě nových jaderných zdrojů ukázal jako absolutně nevhodný. Případná investiční podpora přesáhla 90 miliard korun nebo potřebná strike price pro CfD dosáhla téměř sto euro za prodanou megawatthodinu. V každém případě je vhodné v projektu počítat i s vytápěním větších sídel, jelikož úbytek výroby elektřiny je bohatě přeplicen příjmy z prodeje tepla. Jako nejlepší jsem vyhodnotil variantu s vytápěním Prahy. Čistá současná hodnota nadstavby projektu o teplofikaci generuje více než 18 miliard korun. Bohužel i tak projekt bez podpory zůstává ztrátový a podpora je stále nutná.

Na základě citlivostních analýz a jednoduchého rozhodování jsem provedl dvě doporučení. Vládě České republiky bych doporučoval zvolit zvýšení motivace u investorů pomocí investiční podpory, která je vcelku jednoduchá, snadno veřejnosti vysvětlitelná a ekonomicky nezatěžuje budoucí generace. Naopak investorovi doporučuji s ohledem na rizika, která se mohou na velice nestabilních energetických trzích odehrát, podporu mechanismem Contract for Difference. Obzvláště u podpory mechanismem CfD vidím prostor pro budoucí pokračování psaní prací na toto téma při hledání optimální legislativní základny a nastavení přesného postupu volby a vývoje strike price. Toto téma jsem ve čtvrté kapitole pouze naznačil.

Pevně věřím, že se nového jaderného zdroje na našem území skutečně dočkáme, a že po několika letech budeme rádi, že stabilní, čisté a bezpečné jaderné elektrárny na našem území vyrábí potřebnou elektrickou energii. Doufám, že se podaří optimálně zvolit podpůrný mechanismus, který bude kompromisem a povede ke spokojenosti všech zúčastněných stran.

## Conclusion

As I have repeatedly mentioned in this thesis, the present time is for new NPPs unfavourable. High investment and operating costs, together with a very low wholesale electricity price cause that the net present value of the project for a new nuclear power plant is in our country deeply negative. In this case, a rational investor would not implement the project unless its financial returns are well secured by one of the possibilities I described in the first chapter of this thesis. The possible ways are for example investment support, mechanism Contract for Difference, one of the capacity mechanisms, mechanism Mankala or the nuclear bonuses, which I personally recommend.

However, even the promise of support does not necessarily mean the economic viability of the project. Very often are projects affected by problems arising during construction, which causes the construction to take longer and become more expensive, thereby the costs of the whole project increase. In the second chapter, I describe the situation around the British nuclear power station Hinkley Point C with the support mechanism Contract for Difference and the Hungarian nuclear power plant Paks, whose annex will be financed by a loan from the Russian Rosatom. Both variants are theoretically possible for the construction of new Czech nuclear sources, therefore both projects should be watched closely.

Economic models have clearly shown that building without economic support is not possible. If we want a new nuclear power plant in the Czech Republic, we have to accept the necessity of its financial support, which can be either one-time or ongoing for many years. From both of these options were showed best after one mechanism. One-time investment and long-term support by mechanism Contract for Difference are economically very similar and have the same net present value. On the contrary, the third model, which I assembled, based on the support of the capacity mechanisms, proved to be absolutely inappropriate to motivate investors to build new nuclear power sources. In one case the investment support exceeded 90 billion and in the other one the necessary strike price for CfD reached nearly one hundred Euro per sold megawatt hour. In any case, it is advisable for the project to consider the heating of larger settlements because the loss of electricity production is richly overpaid by income from the sold heat. I evaluated from the models that the usage of the heat for Prague would be the best. The net present value of the project extended by heating generates more than 18 billion crowns. Unfortunately, even such project without any support remains loss-making and support is still more than needed.

Based on the sensitivity analysis together with my simple multicriteria decision I reached two recommendations. I would suggest to the Czech government to increase motivation of investors through investment support, which is quite simple, easily explainable to the public and economically does not burden future generations. On the contrary, to the investors I recommend, with regards to the risks that may occur thanks to the instability of energy markets, support mechanism Contract for Difference. Especially with the support mechanism CfD I see potential for future research based on a search for optimal legislative base and for setting an exact procedure for choosing and developing the strike price. This topic was in the fourth chapter only hinted.

I firmly believe that our country will get the new nuclear source, and that after a few years we will appreciate that stable, clean and safe nuclear power station produces the necessary electrical energy in our country. I hope we will successfully choose the optimal support mechanism that will be a compromise and will lead to a satisfaction of all parties involved.

## Seznam použité literatury

- [1] Technology Roadmap Nuclear Energy, 2015 edition. *Nuclear Energy Agency, International Energy Agency* [online]. [cit. 2016-04-25]. Dostupné z: [http://www.iaea.org/publications/freepublications/publication/Nuclear\\_RM\\_2015\\_FINAL\\_WEB\\_Sept\\_2015\\_V3.pdf](http://www.iaea.org/publications/freepublications/publication/Nuclear_RM_2015_FINAL_WEB_Sept_2015_V3.pdf)
- [2] The Economics of Nuclear Power. *World Nuclear Association* [online]. [cit. 2016-03-09]. Dostupné z: <http://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx>
- [3] *Národní akční plán rozvoje jaderné energetiky v České republice*. In: . Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR, Ministerstvo financí ČR, 2015. Dostupné také z: <http://www.mpo.cz/dokument166679.html>
- [4] ŠTVÁN, Vítězslav. *Uplatnění jaderné energetiky na trhu s elektrickou energií* [online]. 2014 [cit. 2015-10-23]. Dostupné z: <https://dspace.cvut.cz/xmlui/handle/10467/24075>. Bakalářská práce. Vedoucí práce Ing. Marek Adamec PhD.
- [5] Nuclear Power in the European Union. *World Nuclear Association* [online]. [cit. 2016-01-28]. Dostupné z: <http://www.world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Others/European-Union/>
- [6] Tendr na dostavbu Temelína se odkládá minimálně o rok. *ENERGOSTAT* [online]. 2013-07-22, [cit. 2015-11-15]. Dostupné z: <http://energostat.cz/temelin.html>
- [7] Finská společnost Fennovoima pokračuje v jednáních s Rosatomem o výstavbě Jaderné elektrárny Hanhikivi. All for power [online], 2013 [cit. 2015-11-17]. Dostupné z: <http://www.allforpower.cz/clanek/finska-spolecnost-fennovoima-pokracuje-v-jednaniach-s-rosatomem-o-vystavbe-jaderne-elektrarny-hanhikivi/>
- [8] KUBIŠTA, Tomáš. *Kapacitní trhy v EU*. Praha, 2015. Dostupné z: <https://dspace.cvut.cz/bitstream/handle/10467/62008/F3-BP-2015-Kubista-Tomas-Bakalarska%20prace%20-%20Kubista%20-%20KOS.pdf?sequence=2&isAllowed=y>. Bakalářská práce. ČVUT. Vedoucí práce Jiří Vašíček.
- [9] Denní trh. *OTE, a.s.* [online]. [cit. 2016-01-27]. Dostupné z: <http://www.ote-cr.cz/kratkodobe-trhy/elektrina/denni-trh>
- [10] Struktura akcionářů. *Skupina ČEZ* [online]. [cit. 2016-01-28]. Dostupné z: <http://www.cez.cz/cs/o-spolecnosti/cez/struktura-akcionaru.html>
- [11] Měli byste vědět: Zelené certifikáty jako potvrzení odběru z obnovitelných zdrojů. *OnBusiness* [online]. [cit. 2016-01-28]. Dostupné z: <http://onbusiness.cz/meli-byste-vedet-zelene-certifikaty-jako-potvrzeni-odberu-z-obnovitelnych-zdroju-1477>
- [12] VĚTROVEC, Vladislav. Spojené království – historie i budoucnost jádra. *OEnergetice.cz* [online]. [cit. 2016-01-28]. Dostupné z: <http://oenergetice.cz/elektrarny-evropa/spojene-kralovstvi-historie-budoucnost-jadra/>
- [13] *The nuclear energy option in the UK* [online]. Parliamentary Office of Science and Technology, 2003, (208) [cit. 2016-01-28]. Dostupné z:

[http://web.archive.org/web/20060103235611/http://www.parliament.uk/documents/upload/postp\\_n208.pdf](http://web.archive.org/web/20060103235611/http://www.parliament.uk/documents/upload/postp_n208.pdf)

[14] Areva vyřazena z tendru na dostavbu Temelína, společnost se odvolá. ČT24 [online]. [cit. 2016-01-28]. Dostupné z: <http://www.ceskatelevize.cz/ct24/ekonomika/1142405-areva-vyrazena-z-tendru-na-dostavbu-temelina-spolecnost-se-odvola>

[15] ROSENDAHL, Jussi. UPDATE 1-Finnish nuclear plant delayed again as Areva, TVO bicker [online]. Helsinki/Paříž: Reuters, 2014-02-28, [cit. 2016-01-28]. Dostupné z <http://uk.reuters.com/article/tvo-olkiluoto-idUKL6NOLX3XQ20140228> (anglicky)

[16] VOŘÍŠEK, Martin. Jak je to s výstavbou jaderných bloků v Evropě? *OEnergetice.cz* [online]. [cit. 2016-01-28]. Dostupné z: <http://oenergetice.cz/elektrarny-evropa/jak-je-to-s-vystavbou-jadernych-bloku-v-evrope/>

[17] STUHLÍK, Jan. Francie zachraňuje svojí jadernou chloubu, Areva se topí ve ztrátách. *E15.cz* [online]. [cit. 2016-01-28]. Dostupné z: <http://zpravy.e15.cz/byznys/prumysl-a-energetika/francie-zachranuje-svoji-jadernou-chloubu-areva-se-topi-ve-ztratach-1196600>

[18] BŘEŠŤAN, Robert. Dukovany, Temelín? Z atomové renesance nic moc nezbylo, říká britský jaderný expert. *HlídacíPes: Žurnalistika ve veřejném zájmu* [online]. [cit. 2016-01-28]. Dostupné z: <http://hlidacipes.org/dukovany-temelin-z-atomove-renesance-nic-moc-nezbylo-rika-jaderny-expert/>

[19] PUCHNAR, Jiří. Příběh jaderné elektrárny Hinkley Point C. *OEnergetice.cz* [online]. [cit. 2016-01-28]. Dostupné z: <http://oenergetice.cz/elektrarny-evropa/pribeh-jaderne-elektrarny-hinkley-point-c/>

[20] BUDÍN, Jan. Rakousko v pondělí podá žalobu proti státní podpoře pro britskou JE Hinkley Point C. *OEnergetice.cz* [online]. [cit. 2016-01-28]. Dostupné z: <http://oenergetice.cz/elektrarny-evropa/rakousko-v-pondeli-poda-zalobu-proti-statni-podpore-pro-britskou-je-hinkley-point-c/>

[21] EDF delays decision on £18bn Hinkley Point nuclear power plant. *Financial Times* [online]. 2016 [cit. 2016-01-28]. Dostupné z: [http://www.ft.com/cms/s/0/2f249254-c451-11e5-b3b1-7b2481276e45.html?ftcamp=published\\_links%2Ffrs%2Fcompanies\\_energy%2Ffeed%2F%2Fproduct#axzz3yPR42QuI](http://www.ft.com/cms/s/0/2f249254-c451-11e5-b3b1-7b2481276e45.html?ftcamp=published_links%2Ffrs%2Fcompanies_energy%2Ffeed%2F%2Fproduct#axzz3yPR42QuI)

[22] Nuclear Power in Hungary. *World Nuclear Association* [online]. [cit. 2016-03-09]. Dostupné z: <http://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-g-n/hungary.aspx>

[23] ŠEVEČEK, Martin. EK vyjádřila pochybnosti ohledně projektu jaderné elektrárny Paks II. *OEnergetice.cz* [online]. [cit. 2016-03-09]. Dostupné z: <http://oenergetice.cz/elektrarny-evropa/evropska-komise-vyjadřila-sve-pochybnosti-ohledne-projektu-jaderne-elektrarny-pacs-ii/>

[24] VOŘÍŠEK, Martin. Jak je to s výstavbou jaderných bloků v Evropě? *OEnergetice.cz* [online]. [cit. 2016-03-09]. Dostupné z: <http://oenergetice.cz/elektrarny-evropa/jak-je-to-s-vystavbou-jadernych-bloku-v-evrope/>

[25] NĚMEC, Miloš. *Energetická bilance ČR ve vztahu k ekonomické efektivnosti zdrojů*. 2014. Dostupné také z: <https://www.fel.cvut.cz/cz/education/prace/00022.pdf>. Bakalářská práce. ČVUT. Vedoucí práce Marek Adamec.

- [26] Reaktor EPR: Řešení schopné konkurence. *AREVA Česká republika* [online]. 2012 [cit. 2016-04-20]. Dostupné z: <http://cz.aveva.com/CZ/home-148/reaktor-epreen-schopn-konkurence.html>
- [27] VAVROUCH, Martin. *CAPM a jeho využití v oceňování podniku*. Praha, 2014. Dostupné také z: [http://isis.vse.cz/lide/clovek.pl?zalozka=13;id=2222;studium=116438;zp=41746;download\\_prace=1;lang=cz](http://isis.vse.cz/lide/clovek.pl?zalozka=13;id=2222;studium=116438;zp=41746;download_prace=1;lang=cz). Bakalářská práce. VŠE. Vedoucí práce Vít Pošta.
- [28] BANYE, Alena. *Znalecký posudek č. 854-51/2014: Stanovení hodnoty jedné akcie společnosti Teplárna České Budějovice, a.s.* 1. Praha: Znalecký ústav APOGEO Esteem, a.s., 2014.
- [29] Projected Costs of Generating Electricity, 2010 edition. *Nuclear Energy Agency, International Energy Agency* [online]. [cit. 2016-04-26]. Dostupné z: [http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/projected\\_costs.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/projected_costs.pdf)
- [30] LIEDERMANN, Pavel, Michal MACENAUER, Oldřich MUSELÍK, Zdeněk NUŽÍK a Jan TOUFAR. Temelín by mohl vytápnět Prahu, investor by tak získal miliardy. *PRO-ENERGY*. 2016, **2016**(1), 52-55.
- [31] Cena tepla: Cenová mapa. *Dálkové vytápění: ekologické teplo bez starostí* [online]. 2016 [cit. 2016-04-15]. Dostupné z: <http://www.naseteplo.cz/?id=1005>
- [32] Kurzy devizového trhu. *Česká národní banka* [online]. 2016 [cit. 2016-04-18]. Dostupné z: [http://www.cnb.cz/cs/financni\\_trhy/devizovy\\_trh/kurzy\\_devizoveho\\_trhu/denni\\_kurz.jsp](http://www.cnb.cz/cs/financni_trhy/devizovy_trh/kurzy_devizoveho_trhu/denni_kurz.jsp)
- [33] ČESKÁ REPUBLIKA. Zákon o daních z příjmů: Část druhá – Daň z příjmů právnických osob. In: č. 586/1992 Sb.. 1992. Dostupné také z: <http://zakony.centrum.cz/zakon-o-danich-z-prijmu/cast-2>
- [34] Elektřina - aktuální a historické ceny elektřiny. *Kurzycz* [online]. [cit. 2016-05-01]. Dostupné z: <http://www.kurzycz.com/komodity/index.asp?A=5&idk=142&od=2.5.2008&do=29.4.2016&curr=EUR>
- [35] BUDÍN, Jan. Velká Británie reformuje kapacitní trh, nové zdroje přibývají pomalu Více na: [http://oenergetice.cz/elektrina/trh-s-elektřinou/velka-britanie-reformuje-kapacitni-trh-nove-zdroje-pribyvaji-pomalu/](http://oenergetice.cz/elektrina/trh-s-elektřinou/velka-britanie-reformuje-kapacitni-trh-nove-zdroje-pribyvaji-pomal/) *OEnergetice.cz* [online]. [cit. 2016-05-04]. Dostupné z: <http://oenergetice.cz/elektrina/trh-s-elektřinou/velka-britanie-reformuje-kapacitni-trh-nove-zdroje-pribyvaji-pomalu/>



## Seznam obrázků

Obrázek 1-1: Ideální příklad fungování mechanismu CfD v ČR [6] - upraveno .....	16
Obrázek 1-2: Skeptický pohled na budoucí fungování CfD v ČR [6] - upraveno .....	17
Obrázek 1-3: Schéma principu Mankala modelu .....	18
Obrázek 1-4: Schéma principu Mankala modelu s účastí státu .....	20
Obrázek 1-5: Rozdělení kapacitních mechanismů [8] .....	23
Obrázek 1-6: Schéma podpory formou jaderných bonusů .....	26
Obrázek 2-1: Plán nahrazení starých bloků novými – inspirováno dle [23] .....	33
Obrázek 3-1: Plánovaný vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny [25].....	37
Obrázek 3-2: Role jednotlivých subjektů při budování nové JE [3] .....	38
Obrázek 3-3: Nárůst investičních nákladů u právě budovaných jaderných elektráren [2] .....	42
Obrázek 3-4: Ukázka výpočtu NPV referenčního modelu projektu státem vynucené výstavby při zahájení projektu.....	48
Obrázek 3-5: Ukázka výpočtu NPV referenčního modelu projektu státem vynucené výstavby při zahájení výroby .....	49
Obrázek 3-6: Průběh CF a DCF projektu bez podpory.....	49
Obrázek 3-7: Ukázka výpočtu referenčního modelu projektu s podporou CfD při zahájení projektu a strike price 105 €/MWh .....	51
Obrázek 3-8: Ukázka výpočtu referenčního modelu projektu s podporou CfD při zahájení produkce a strike price 105 €/MWh .....	51
Obrázek 3-9: Průběh CF a DCF projektu s podporou mechanismem CfD (SP=99,1 EUR/MWh, T=30 let) .....	52
Obrázek 3-10: Ukázka výpočtu NPV referenčního modelu projektu s podporou kapacitními mechanismy na začátku projektu.....	54
Obrázek 3-11: Ukázka výpočtu NPV referenčního modelu projektu s podporou kapacitními mechanismy při zahájení produkce.....	55
Obrázek 3-12: Průběh CF a DCF projektu s podporou kap. mechanismem (C <sub>kap</sub> =20000€/MW) .....	56
Obrázek 4-1: Citlivost projektu bez podpory na výši nom. diskontu .....	59
Obrázek 4-2: Citlivost ceny elektřiny v roce 2016 pro NPV = 0 projektu bez podpory na nom. diskont .....	60
Obrázek 4-3: Citlivost projektu bez podpory na velikost investice .....	61
Obrázek 4-4: Citlivost SP pro CfD na nominálním diskontu .....	63
Obrázek 4-5: Citlivost NPV projektu s CfD na strike price .....	64
Obrázek 4-6: Citlivost strike price na délce kontraktu pro NPV=0.....	65
Obrázek 4-7: Citlivost projektu s podporou CfD na velikost investice .....	66
Obrázek 4-8: Citlivost SP projektu s podporou CfD na velikost investice .....	67
Obrázek 4-9: Strom cílů pro nalezení optimální podpory NJZ v ČR.....	69

## Seznam tabulek

Tabulka 2-1: Technický přehled plánované elektrárny Hinkley Point C.....	30
Tabulka 2-2: Ekonomický přehled plánované elektrárny Hinkley Point C .....	31
Tabulka 2-3: Technický přehled plánované elektrárny Paks 5, 6 .....	33
Tabulka 2-4: Ekonomický přehled plánované elektrárny Paks 5, 6.....	34
Tabulka 3-1: Základní předmět vstupních parametrů a předpokladů .....	39
Tabulka 3-2: Hodnota vstupních ukazatelů pro rozpočet LCOE na provozní náklady [2], [29].....	43
Tabulka 3-3: Délky tras horkovodů a jejich přepravní kapacita [30].....	45

Tabulka 3-4: Spotřeba paliva emise škodlivin a CO <sub>2</sub> pro rok 2050 (bez využití jaderného tepla) [30] .	45
Tabulka 3-5: Kalkulace nákladů pro vytápění z JE [30].....	45
Tabulka 4-1: Porovnání ref. projektu s CfD s Hinkley Point C .....	62
Tabulka 4-2: Strike price pro nulové NPV dvou nejpravděpodobnějších variant .....	65
Tabulka 4-3: Potřebná cena kapacity pro NPV=0 u projektu s podporou kap. mechanismy.....	68
Tabulka 4-4: Kritéria hodnocení při výběru optimální podpory NJZ v ČR .....	70
Tabulka 4-5: Bodová stupnice pro kvalitativní kritéria.....	70
Tabulka 4-6: Tabulka stanovení vah kritérií Fullerovou metodou .....	71
Tabulka 4-7: Naplnění hodnot kritérií pro výběr optimální podpory NJZ .....	71
Tabulka 4-8: Pořadové funkce kritérií pro jednotlivé varianty.....	72
Tabulka 4-9: Tabulka výsledných vážených součtů pořadí.....	72

## Seznam příloh

Příloha 1: Seznam konstant a proměnných výpočetního modelu .....	82
Příloha 2: Obecné vstupní parametry a předpoklady .....	82
Příloha 3: Vstupní parametry a předpoklady pro investici.....	83
Příloha 4: Průběh investičních výdajů .....	83
Příloha 5: Vytápění .....	83
Příloha 6: Vypočtené provozní výdaje a vstupní LCOE.....	84
Příloha 7: Dodatečné vstupní předpoklady pro CfD.....	84
Příloha 8: Dodatečné vstupní předpoklady pro kapacitní mechanismus.....	84
Příloha 9: Stručný přehled výsledků.....	84
Příloha 10: Citlivost NPV projektu bez podpory na výši nominálního diskontu.....	85
Příloha 11: Citlivost ceny pro NPV = 0 projektu bez podpory na nominální diskont .....	86
Příloha 12: Citlivost projektu bez podpory na výši investice.....	87
Příloha 13: Citlivost NPV projektu na výši strike price CfD.....	88
Příloha 14: Citlivost strike price pro nulové NPV na délce kontraktu CfD.....	89
Příloha 15: Citlivost strike price pro CfD na nominální diskont.....	90
Příloha 16: Citlivost projektu s podporou CfD na velikost investice .....	91
Příloha 17: Citlivost SP projektu s podporou CfD na velikost investice.....	92
Příloha externí: Výpočetní model ve formátu .xlsm	

## Přílohy

## Příloha 1 – Seznam proměnných v modelu

Seznam konstant a proměnných modelu			
$r$	diskont	$n_p$	měrné provozní náklady při $k_{Tm}$
$i_s$	růst cen služeb	$n_{ppr}$	přírůstkové náklady
$i_e$	růst cen energií	$Q_{ttep}$	dodávka tepla pro Prahu
$P_i$	instalovaný výkon	$N_{itep}$	investiční náklady na realizaci teplofikace
$T_{\dot{z}}$	životnost elektrárny	$E_{tztrt}$	roční ztráta el. energie z důvodu teplofikace
$k_{vs}$	koeficient vlastní spotřeby	$N_{t,r}$	roční provozní náklady teplofikace
$k_{Tm}$	koeficient doby využití maxima	$C_{tep}$	prodejní cena tepelné energie
$T_r$	počet hodin v roce	$T_{cfd}$	doba podpory mechanismem CfD
$c_E$	výchozí cena elektřiny	$C_{cfd}$	doporučená výše strike price
$T_o$	doba odepisování	$C_{kap0}$	očekávaná tržní cena kapacity
$n_i$	overnight cost	$P_{kap}$	výkon rezervovaný pro kapacitní mechanismy
<b>LCOE</b>	levelized cost of electricity	$k_{kap}$	koeficient využití energie kap. mechanismu
$C_{kap,prod}$	prodejní cena energie vyrobené v rámci kap. mechanismu		

Příloha 1: Seznam konstant a proměnných výpočetního modelu

## Příloha 2 – Obecné vstupní parametry a předpoklady

Obecné	
diskont	7%
růst cen služeb	2%
růst ceny energií	2%
výkon	1 200 MW
$k_{vs}$	0,9524
$k_{Tm}$	0,8556
F PXE CZ BL CAL-17	23,9 EUR/MWh
kurz CZK/EUR	27,02
kurz CZK/USD	23,899
hodin v roce	8766
daň z příjmu	19%
odpisování	degresivní
doba odepisování	20 let
životnost	60 let
přírůstkové náklady	9,33 USD/MWh

Příloha 2: Obecné vstupní parametry a předpoklady

## Příloha 3 – Vstupní parametry a předpoklady pro investici

<b>Investice</b>	
overnight cost	5 500 USD/kW
zahájení provozu	2035

Příloha 3: Vstupní parametry a předpoklady pro investici

## Příloha 4 – Průběh investičních výdajů

<b>Průběh investičních výdajů</b>				
<b>rok</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>
<b>podíl</b>	0,2%	0,3%	0,5%	1,0%
<b>nominále</b>	315 466 800 Kč	473 200 200 Kč	788 667 000 Kč	1 577 334 000 Kč
<b>rok</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>
<b>podíl</b>	2,0%	3,0%	4,0%	5,0%
<b>nominále</b>	3 154 668 000 Kč	4 732 002 000 Kč	6 309 336 000 Kč	7 886 670 000 Kč
<b>rok</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>
<b>podíl</b>	7,0%	10,0%	12,0%	15,0%
<b>nominále</b>	11 041 338 000 Kč	15 773 340 000 Kč	18 928 008 000 Kč	23 660 010 000 Kč
<b>rok</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2031</b>
<b>podíl</b>	15,0%	13,0%	5,0%	4,0%
<b>nominále</b>	23 660 010 000 Kč	20 505 342 000 Kč	7 886 670 000 Kč	6 309 336 000 Kč
<b>rok</b>	<b>2032</b>	<b>2033</b>	<b>2034</b>	
<b>podíl</b>	2,0%	0,5%	0,5%	
<b>nominále</b>	3 154 668 000 Kč	788 667 000 Kč	788 667 000 Kč	

Příloha 4: Průběh investičních výdajů

## Příloha 5 – Vytápění

<b>Vytápění</b>	
roční dodávka tepla	8,0 PJ
investice	25 000 000 000 Kč
roční snížení výroby elektřiny	288 515 MWh
roční provozní náklady	800 000 000 Kč
cena tepla	550 Kč/GJ

Příloha 5: Vytápění

## Příloha 6 – Vypočtené provozní výdaje a vstupní LCOE

<b>Provoz</b>	
LCOE	84 USD/MWh
O&M + F + D	25,8 EUR/MWh

Příloha 6: Vypočtené provozní výdaje a vstupní LCOE

## Příloha 7 – Dodatečné vstupní předpoklady pro CfD

<b>Délka smlouvy</b>	30 let
----------------------	--------

Příloha 7: Dodatečné vstupní předpoklady pro CfD

## Příloha 8 – Dodatečné vstupní předpoklady pro kapacitní mechanismus

<b>Roční cena kapacity</b>	20 000 EUR/MW	540 400 Kč/MW
<b>Prodaná kapacita</b>	500 MW	
<b>Roční využití kapacity</b>	20%	
<b>Průměrná prodejní cena</b>	40 EUR/MWh	1081 Kč/MWh

Příloha 8: Dodatečné vstupní předpoklady pro kapacitní mechanismus

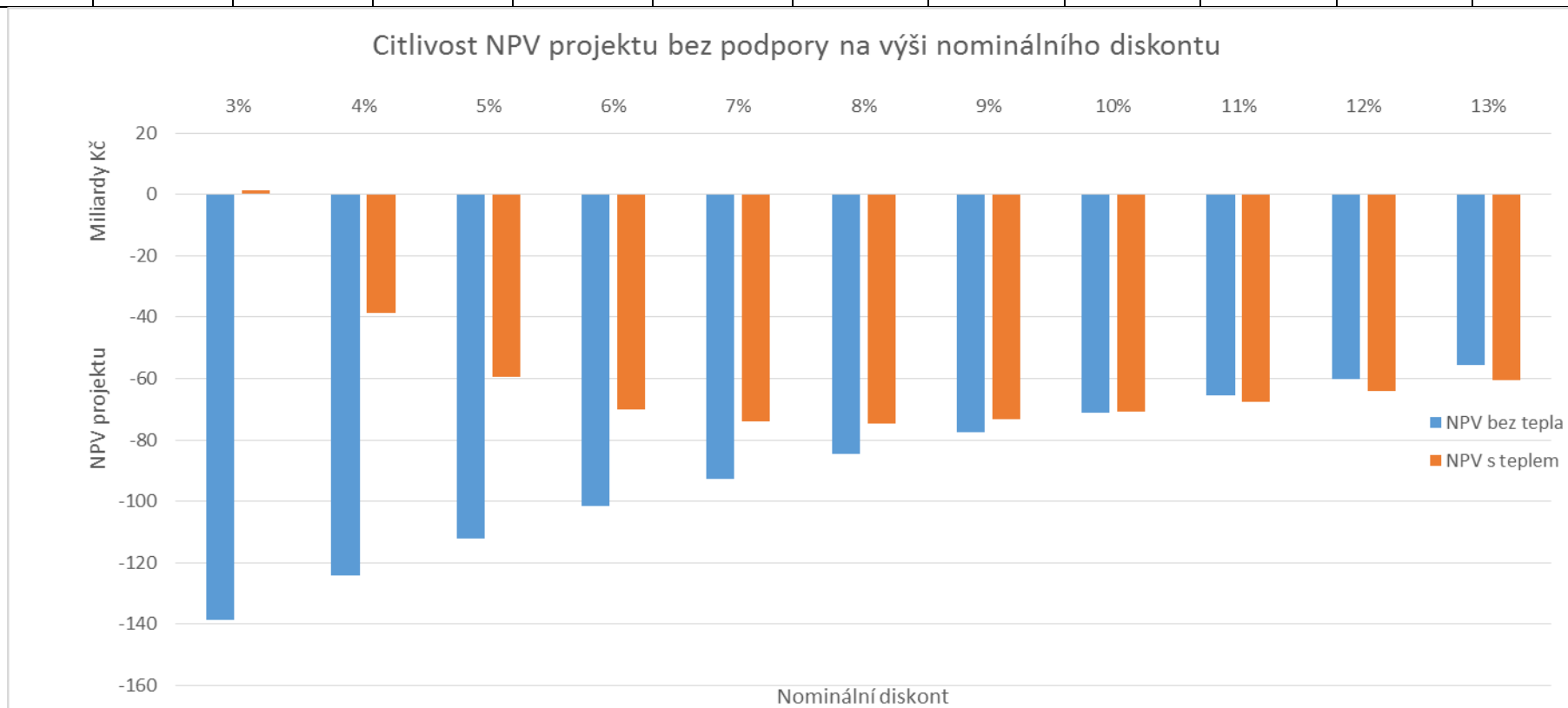
## Příloha 9 – Stručný přehled výsledků

<b>Projekt bez podpory</b>		
NPV	- 92 685 274 768 Kč	
Cena elektřiny v 0. roce pro NPV = 0	bez tepla	2 287 Kč/MWh
		84,7 EUR/MWh
	s teplem	2 004 Kč/MWh
		74,2 EUR/MWh
<b>Contract for Difference</b>		
Strike price pro NPV = 0	bez tepla	99,1 EUR/MWh
	s teplem	86,1 EUR/MWh
<b>Kapacitní mechanismy</b>		
Tržní příklad	cena kap.	20 000 EUR/MW
	NPV	- 89 432 069 451 Kč
Příklad pro NPV=0	roční cena	1 024 944 EUR/MW
	kapacity	27 693 984 Kč/MW

Příloha 9: Stručný přehled výsledků

Příloha 10 - Citlivost NPV projektu bez podpory na výši nominálního diskontu

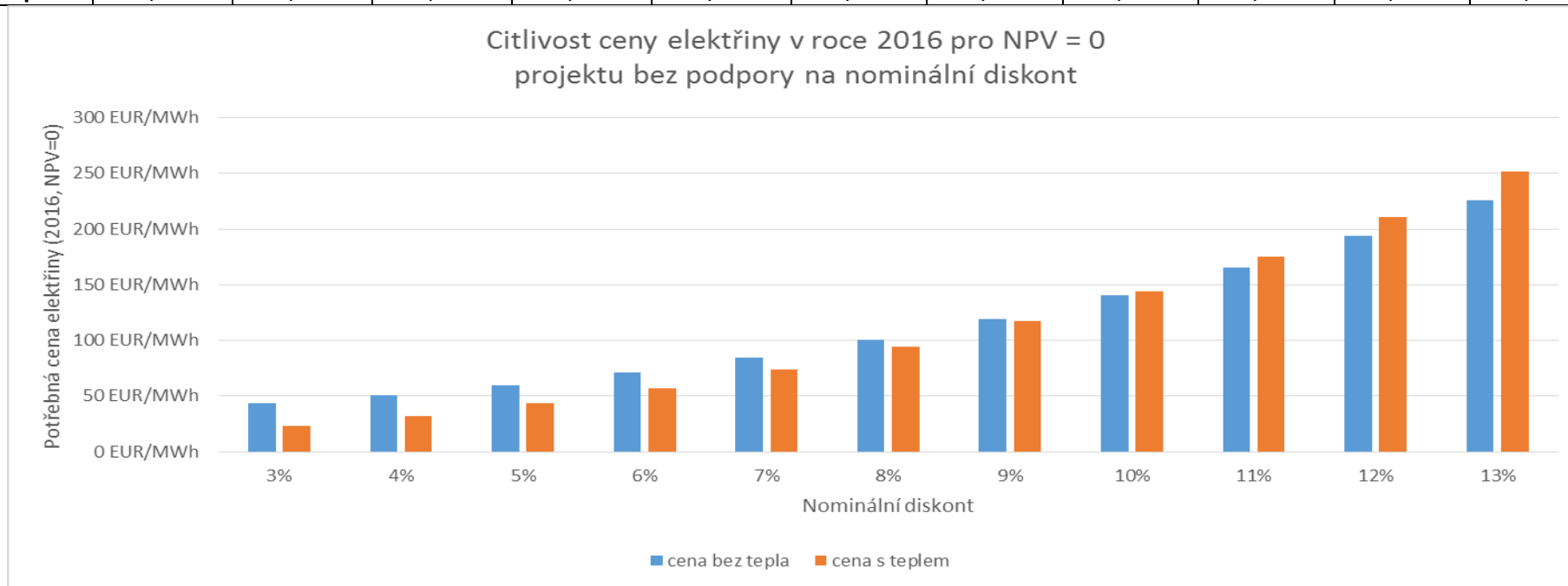
diskont	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%	12%	13%
<b>NPV bez tepla</b>	-138 443 766 669 Kč	-123 990 037 437 Kč	-111 980 523 437 Kč	-101 687 712 368 Kč	-92 685 274 768 Kč	-84 708 204 499 Kč	-77 580 467 315 Kč	-71 176 937 298 Kč	-65 402 989 163 Kč	-60 183 309 748 Kč	-55 455 593 272 Kč
<b>NPV s teplem</b>	1 484 343 035 Kč	-38 471 390 805 Kč	-59 549 197 368 Kč	-69 904 572 820 Kč	-74 094 571 104 Kč	-74 721 122 861 Kč	-73 300 205 997 Kč	-70 731 042 694 Kč	-67 554 790 003 Kč	-64 100 284 667 Kč	-60 567 964 158 Kč



Příloha 10: Citlivost NPV projektu bez podpory na výši nominálního diskontu

Příloha 11 - Citlivost ceny pro NPV = 0 projektu bez podpory na nominální diskont

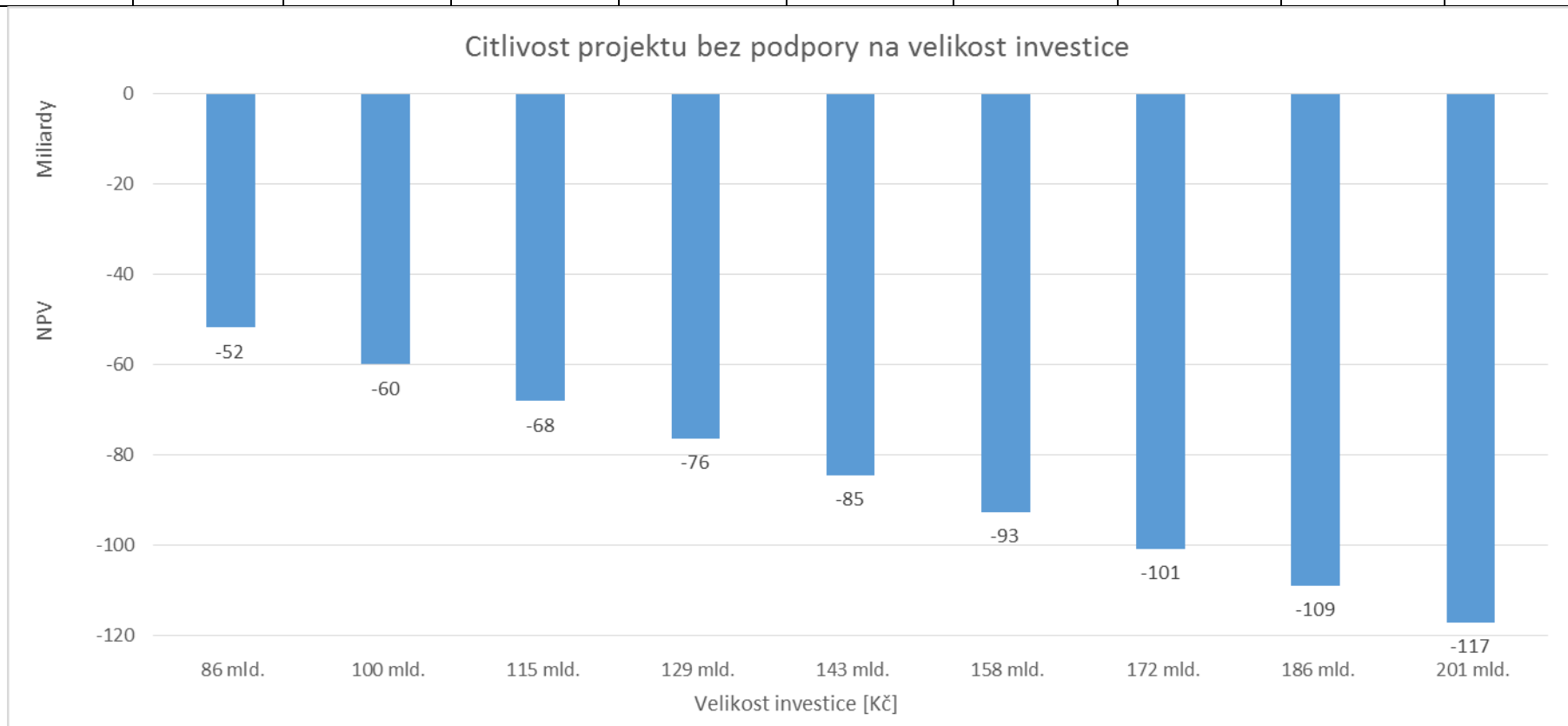
diskont	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%	12%	13%
<b>cena bez tepla</b> Kč/MWh	1172	1368	1615	1920	2287	2721	3227	3810	4478	5238	6100
<b>cena s teplem</b> Kč/MWh	640	878	1179	1553	2004	2540	3169	3900	4742	5708	6810
<b>cena bez tepla</b> EUR/MWh	43,4	50,6	59,8	71,1	84,7	100,7	119,4	141,0	165,7	193,9	225,8
<b>cena s teplem</b> EUR/MWh	23,7	32,5	43,6	57,5	74,2	94,0	117,3	144,3	175,5	211,2	252,1



Příloha 11: Citlivost ceny pro NPV = 0 projektu bez podpory na nominální diskont

Příloha 12 - Citlivost projektu bez podpory na výši investice

Overnight cost	3 000 USD/kW	3 500 USD/kW	4 000 USD/kW	4 500 USD/kW	5 000 USD/kW	5 500 USD/kW	6 000 USD/kW	6 500 USD/kW	7 000 USD/kW
Netto investice	86 mld. Kč	100 mld. Kč	115 mld. Kč	129 mld. Kč	143 mld. Kč	158 mld. Kč	172 mld. Kč	186 mld. Kč	201 mld. Kč
NPV	- 51 863 484 963 Kč	- 60 027 842 924 Kč	- 68 192 200 885 Kč	- 76 356 558 846 Kč	- 84 520 916 807 Kč	- 92 685 274 768 Kč	- 100 849 632 729 Kč	- 109 013 990 690 Kč	- 117 178 348 651 Kč

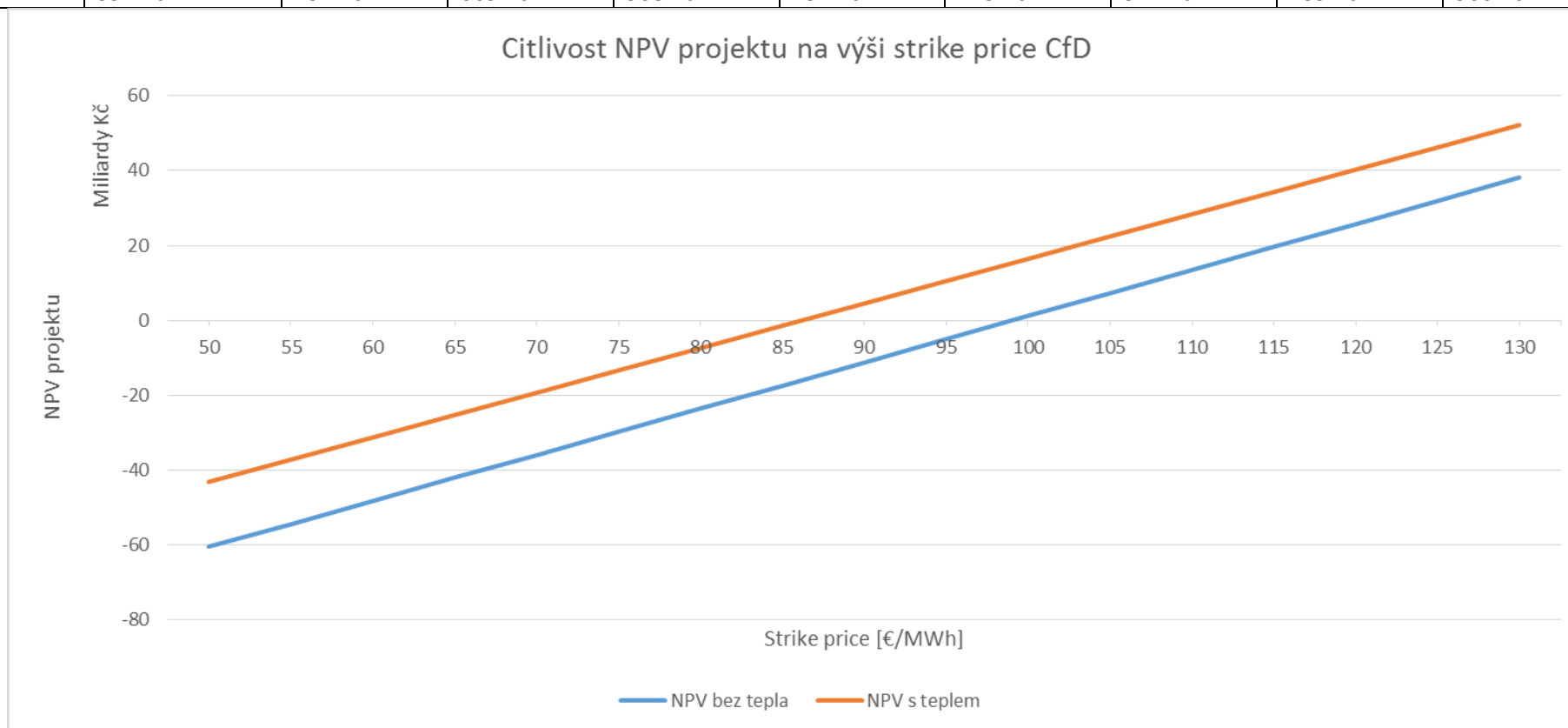


Příloha 12: Citlivost projektu bez podpory na výši investice



Příloha 13 – Citlivost NPV projektu na výši strike price CfD

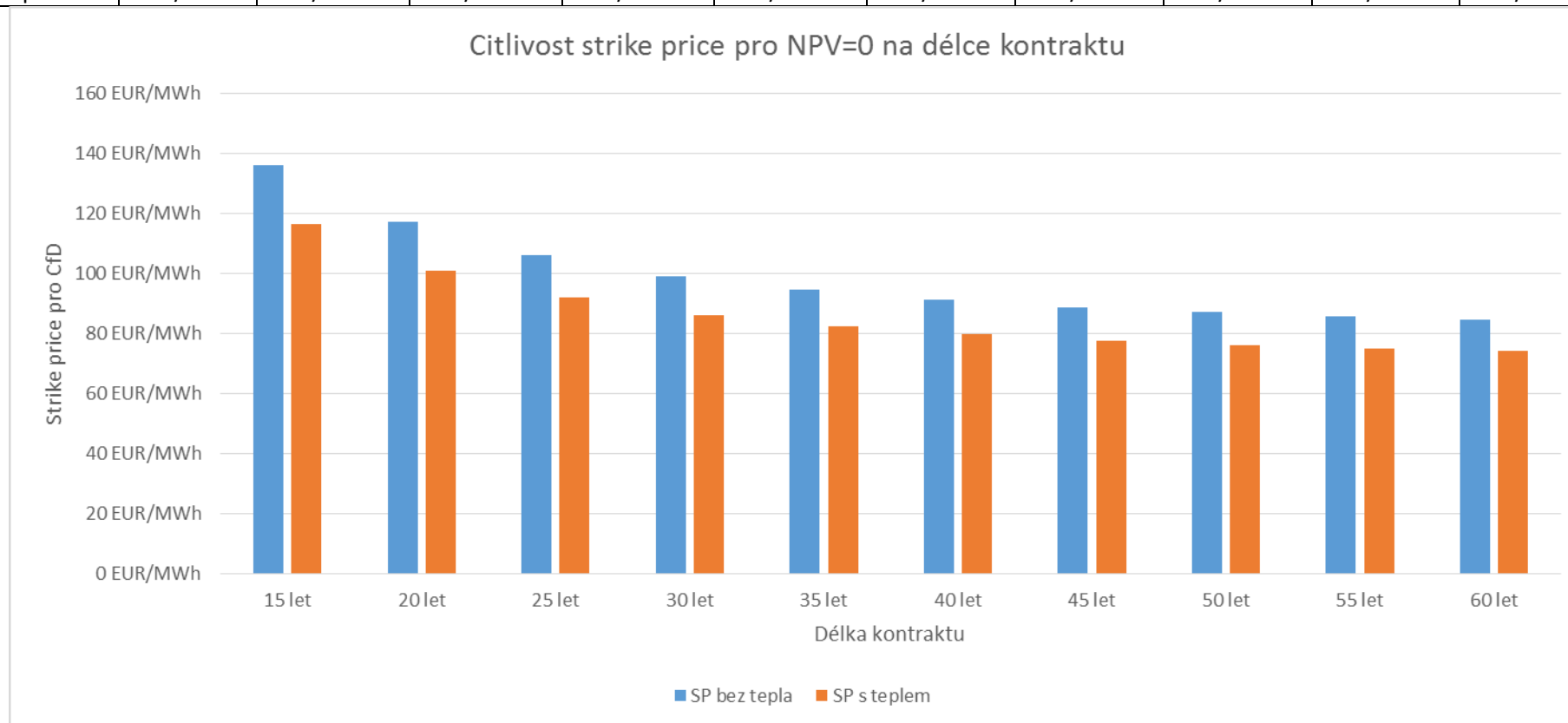
SP	50 EUR/MWh	60 EUR/MWh	70 EUR/MWh	80 EUR/MWh	90 EUR/MWh	100 EUR/MWh	110 EUR/MWh	120 EUR/MWh	130 EUR/MWh
NPV bt	- 60 521 212 024 Kč	- 48 197 816 337 Kč	- 35 874 420 649 Kč	- 23 551 024 962 Kč	- 11 227 629 275 Kč	1 095 766 413 Kč	13 419 162 100 Kč	25 742 557 787 Kč	38 065 953 475 Kč
NPV st	- 43 013 153 392 Kč	- 31 104 564 231 Kč	- 19 195 975 069 Kč	- 7 287 385 908 Kč	4 621 203 254 Kč	16 529 792 415 Kč	28 438 381 577 Kč	40 346 970 739 Kč	52 255 559 900 Kč



Příloha 13: Citlivost NPV projektu na výši strike price CfD

Příloha 14 – Citlivost strike price pro nulové NPV na délce kontraktu CfD

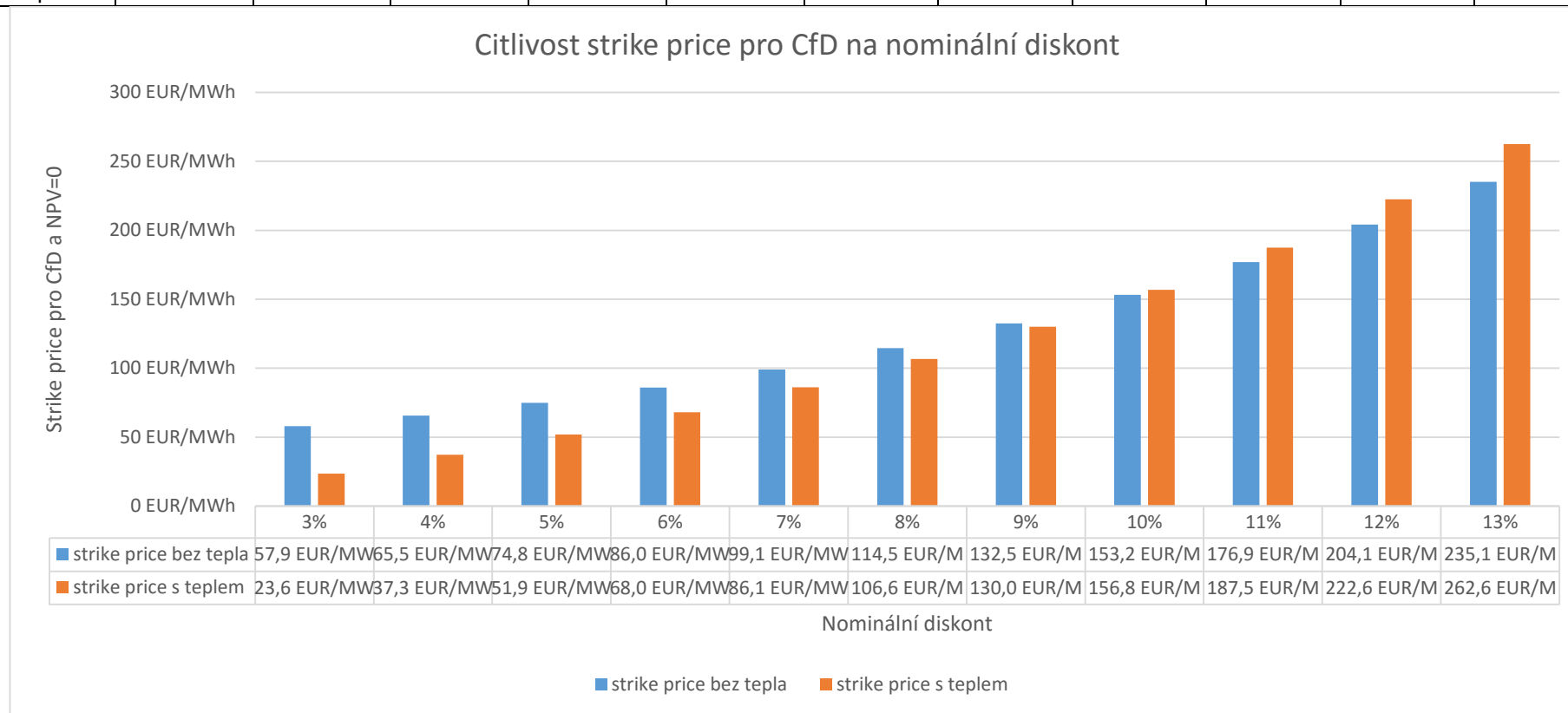
Délka kontraktu	15 let	20 let	25 let	30 let	35 let	40 let	45 let	50 let	55 let	60 let
SP bez tepla	135,8 EUR/MWh	116,9 EUR/MWh	106,0 EUR/MWh	99,1 EUR/MWh	94,4 EUR/MWh	91,1 EUR/MWh	88,7 EUR/MWh	87,0 EUR/MWh	85,7 EUR/MWh	84,7 EUR/MWh
SP s teplem	116,5 EUR/MWh	100,9 EUR/MWh	91,9 EUR/MWh	86,1 EUR/MWh	82,2 EUR/MWh	79,5 EUR/MWh	77,5 EUR/MWh	76,1 EUR/MWh	75,0 EUR/MWh	74,2 EUR/MWh



Příloha 14: Citlivost strike price pro nulové NPV na délce kontraktu CfD

Příloha 15 - Citlivost strike price pro CfD na nominální diskont

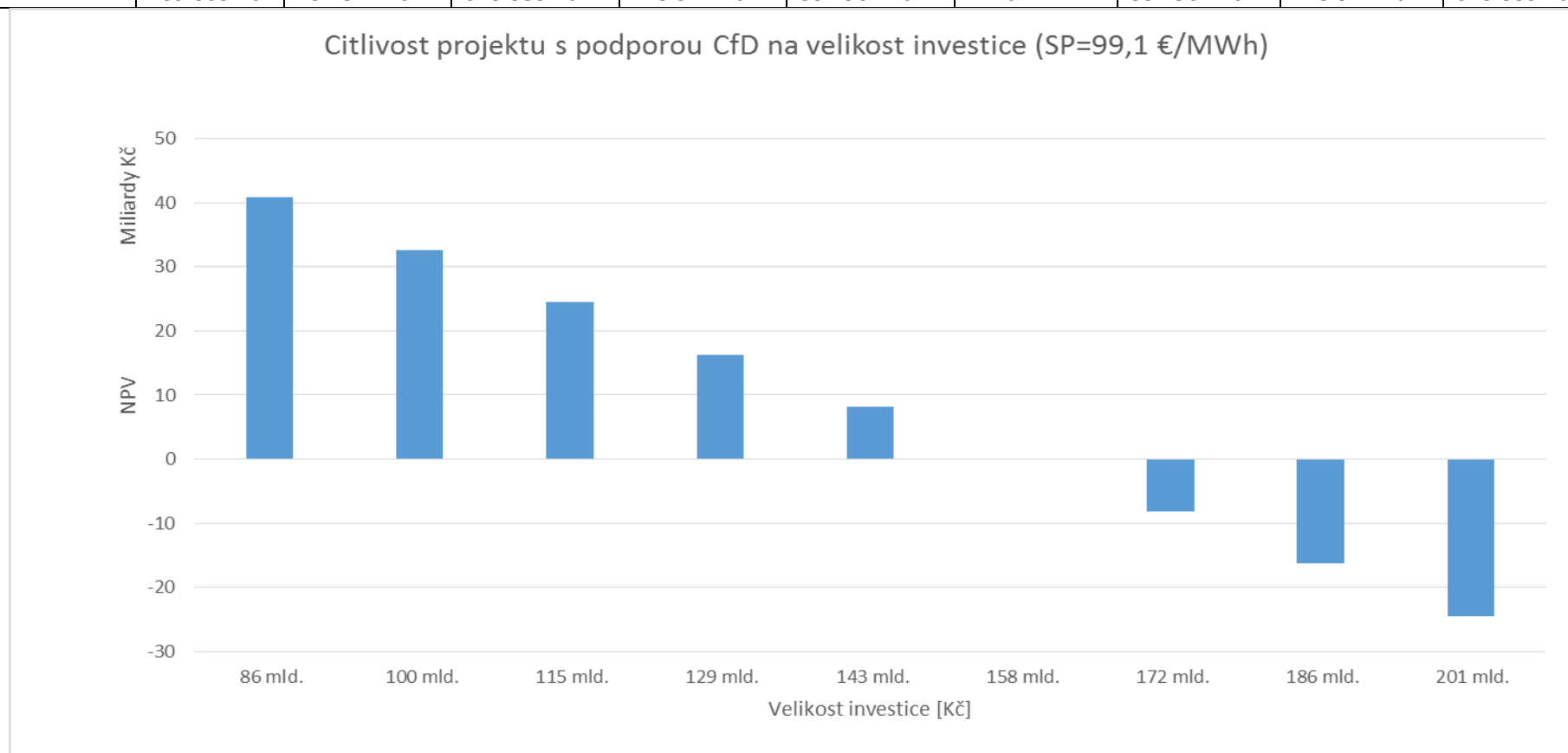
diskont	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%	12%	13%
strike price bez tepla	57,9 EUR/MWh	65,5 EUR/MWh	74,8 EUR/MWh	86,0 EUR/MWh	99,1 EUR/MWh	114,5 EUR/MWh	132,5 EUR/MWh	153,2 EUR/MWh	176,9 EUR/MWh	204,1 EUR/MWh	235,1 EUR/MWh
strike price s teplem	23,6 EUR/MWh	37,3 EUR/MWh	51,9 EUR/MWh	68,0 EUR/MWh	86,1 EUR/MWh	106,6 EUR/MWh	130,0 EUR/MWh	156,8 EUR/MWh	187,5 EUR/MWh	222,6 EUR/MWh	262,6 EUR/MWh



Příloha 15: Citlivost strike price pro CfD na nominální diskont

Příloha 16 - Citlivost projektu s podporou CfD na velikost investice

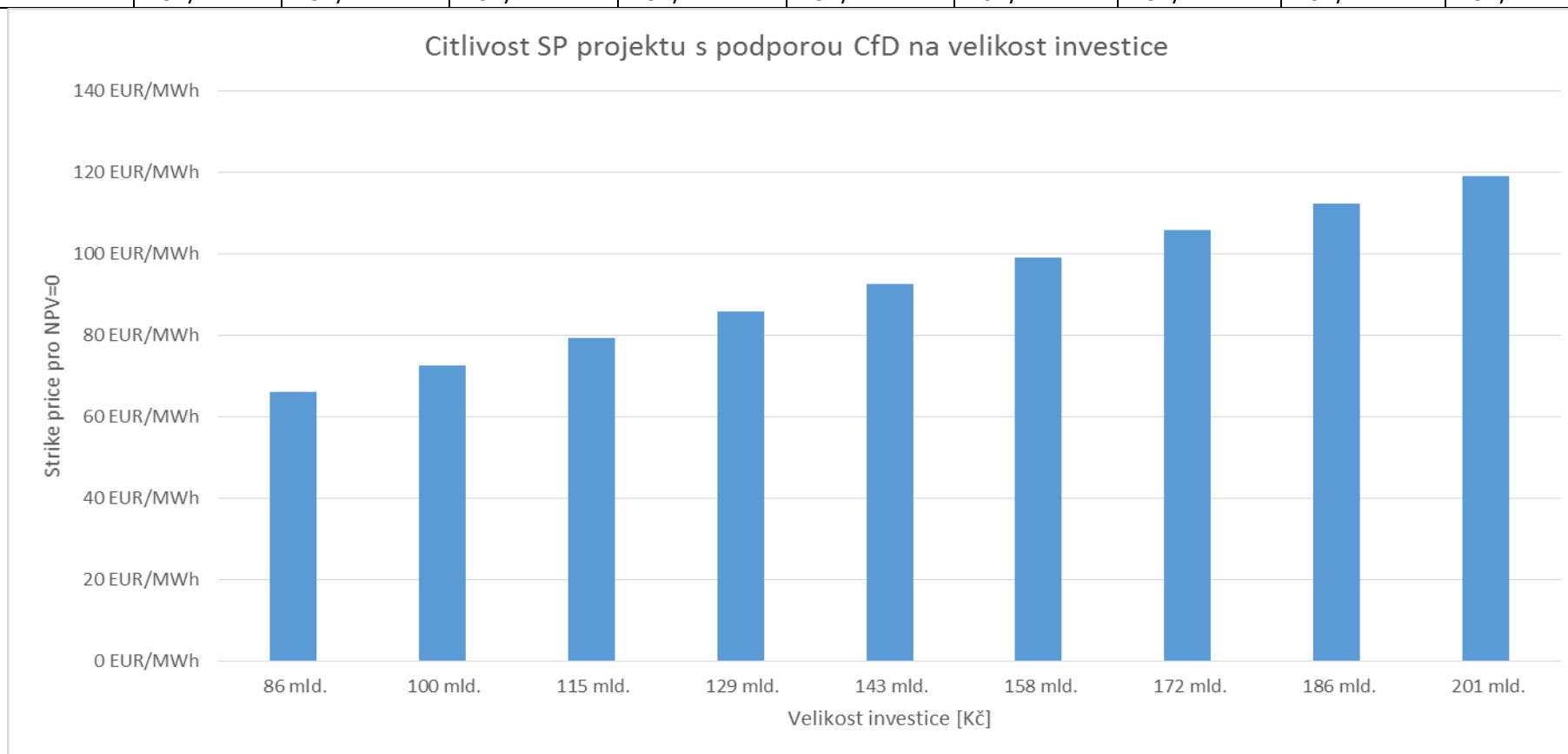
Overnight cost	3 000 USD/kW	3 500 USD/kW	4 000 USD/kW	4 500 USD/kW	5 000 USD/kW	5 500 USD/kW	6 000 USD/kW	6 500 USD/kW	7 000 USD/kW
Netto investice	86 mld. Kč	100 mld. Kč	115 mld. Kč	129 mld. Kč	143 mld. Kč	158 mld. Kč	172 mld. Kč	186 mld. Kč	201 mld. Kč
NPV	40 821 789 805 Kč	32 657 431 844 Kč	24 493 073 883 Kč	16 328 715 922 Kč	8 164 357 961 Kč	- - Kč	- 8 164 357 961 Kč	- 16 328 715 922 Kč	- 24 493 073 883 Kč



Příloha 16: Citlivost projektu s podporou CfD na velikost investice

Příloha 17 - Citlivost strike price projektu s podporou CfD na velikost investice

Overnight cost	3 000 USD/kW	3 500 USD/kW	4 000 USD/kW	4 500 USD/kW	5 000 USD/kW	5 500 USD/kW	6 000 USD/kW	6 500 USD/kW	7 000 USD/kW
Netto investice	86 mld. Kč	100 mld. Kč	115 mld. Kč	129 mld. Kč	143 mld. Kč	158 mld. Kč	172 mld. Kč	186 mld. Kč	201 mld. Kč
SP	66,0 EUR/MWh	72,6 EUR/MWh	79,2 EUR/MWh	85,9 EUR/MWh	92,5 EUR/MWh	99,1 EUR/MWh	105,7 EUR/MWh	112,4 EUR/MWh	119,0 EUR/MWh



Příloha 17: Citlivost SP projektu s podporou CfD na velikost investice