Vysoká škola ekonomická v Praze

Národohospodářská fakulta

Hlavní specializace: Národní hospodářství

Ekonomická analýza vlivu extrémních výkyvů počasí na provoz a návratnost investic malých vodních elektráren v ČR v letech 2000–2015

Bakalářská práce

Autor: Vladimír Pavlík

Vedoucí práce: Ing. Jan Macháč

Rok: 2016

Prohlašuji na svou čest, že jsem bakalářskou práci vypracoval samostatně a s použitím uvedené literatury.

Vladimír Pavlík

V Praze dne 9. 8. 2016

Poděkování

Rád bych poděkoval především panu Ing. Janu Macháčovi za cenné rady, čas a odborné vedení mé bakalářské práce. Práce by dále nevznikla bez podpory mé rodiny a nejbližších přátel. Poděkování také patří provozovatelům malých vodních elektráren za poskytnutí materiálů a cenných zkušeností.

Zadání práce

Vysoká škola ekonomická v Praze
Katedra institucionální, environmentální a experimentální ekonomie

Národohospodářská fakulta
Akademický rok: 2015/2016

ZADÁNÍ BAKALÁŘSKÉ PRÁCE

Zpracovatel : **Vladimír Pavlík**

Studijní program: Ekonomie a hospodářská správa

Obor: Národní hospodářství

Název tématu: **Ekonomická analýza vlivu extrémních výkyvů počasí na provoz a návratnost investic malých vodních elektráren v ČR v letech 2000-2015**

Zásady pro vypracování:

1. Cíl práce:
   Cílem bakalářské práce bude ekonomické zhodnocení provozu malých vodních elektráren při zohlednění extrémních výkyvů počasí (dlouhotrvající sucho nebo povodně). V rámci práce bude na základě časových řad u vybraných malých vodních elektráren zkoumán vliv extrémních výkyvů počasí na produkci energie a ekonomickou rentabilitu těchto zdrojů. V rámci práce dojde k ověření/zamítnutí hypotézy: Extrémní výkyvy počasí v posledních letech neprodlužují návratnost investic o více než rok.
2. Význam, aktuálnost nebo očekávaný přínos zvoleného tématu:
   V rámci strategie EU Evropa 2020 byl stanoven pro ČR cíl podílu energie z obnovitelných zdrojů na hrubé konečné spotřebě energie ve výši 13 % v roce 2020. V České republice se vodní elektrárny podílí necelými 4 % na celkové výrobě energie, respektive 55 % na výrobě elektřiny z obnovitelných zdrojů. Malých vodních elektráren je v současnosti na našem území více než 500, potenciál těchto zařízení není vyčerpán, ale zprovoznění nových malých elektráren je omezeno mimo jiné ekonomickou výhodností projektů a návratností vložených financí. Stále častěji se mluví v ČR v souvislosti s průtoky řek o extrémních výkyvech počasí, ať už se jedná o povodně (např. léto 2002) nebo naopak extrémní sucha (léto 2015). Cílem této práce je zhodnotit rizika a vliv výkyvů počasí na stabilitu dodávek energie a návratnost vložených investic.
3. Charakteristika teoretické části práce:
   V teoretické části bude práce zaměřena na modely ekonomického hodnocení rizik extrémních výkyvů počasí, budou představeny studie zranitelnosti extrémních hydrologických jevů v evropském měřítku a vysvětleny nezbytné metodologické postupy studií a základní pojmy spojené s vodním hospodářstvím na malých tocích. Dále se bude tato část práce věnovat způsobu hodnocení návratnosti investic u malých vodních elektráren.
4. Charakteristika praktické části práce:
   V praktické části bude na vybraných malých vodních elektrárnách provedena pomocí mikromodelů ekonomická analýza návratnosti investic a množství vyrobené energie. Na reálných provozních datech bude zkoumán vliv extrémních výkyvů počasí na výrobu energie, provozní náklady a návratnost investice. Na základě modelů dojde k potvrzení či vyvrácení hypotézy u jednotlivých elektráren. S ohledem na predikci častějších extrémních výkyvů počasí budou učiněny závěry o ekonomické efektivnosti a smysluplnosti investic do malých vodních elektráren v ČR.
5. Klíčová slova:
   Extrémní výkyvy počasí, mikroekonomické modelování, malá vodní elektrárna, návratnost investic, obnovitelné zdroje energie

Rozsah práce: 45

Seznam odborné literatury:

1. Schaefli, B.; Hingray, B.;Musy, A. Climate change and hydropower production in the Swiss Alps: quantification of potential impacts and related modelling uncertainties.Hydrology and Earth System Sciences Discussions, European Geosciences Union, 2007. Vol. 11, No. 3, pp.1191-1205
2. VAN VLIET, Michelle T. H. Power-generation system vulnerability and adaptation to changes in climate and water resources. Nature Climate Change (online). 2016 (cit. -03-05). DOI: 10.1038/indimate2903. ISSN: 1758678X.
3. VLNAS, Radek. Časová a plošná variabilita hydrologického sucha v podmínkách klimatické změny na území České Republiky. Vyd. 1. Praha: Výzkumný ústav vodohospodářský T.G. Masaryka, 2010. ISBN: 978-80-87402-11-5
4. Vodní elektrárna Osek nad Bečvou. interní ekonomicko-provozní data 2010-2015
5. Vodní elektrárna Štětí. interní ekonomicko-provozní data 2010-2015

Datum zadání bakalářské práce: únor 2016

Termín odevzdání bakalářské práce: květen 2016

Vladimír Pavlík
Řešitel

Ing. Jan Macháč
Vedoucí práce

Mgr. Ing. Miroslav Zajíček, Ph.D., M.A.
Vedoucí ústavu

doc. Ing. Miroslav Ševčík, CSc.
Děkan NF VŠE

Abstrakt:

Investice do malých vodních elektráren je i dnes ekonomicky velmi výhodná. Vzhledem k evropským a státním dotacím je doba návratnosti investice do MVE mnohdy poloviční, než jakou garantuje stát, resp. Energetický regulační úřad. Zde dochází k určité asymetrii informací mezi státem jakožto subjektem poskytujícím dotaci a provozovatelem MVE. Potenciál těchto zařízení není vyčerpán, ale v současné době se čím dál více hovoří o riziku extrémních hydrologických výkyvů způsobených vlivem povodní, nebo vlivem extrémního sucha. Tyto výkyvy mohou nepříznivě ovlivnit návratnost investice. Cílem práce je zjistit, do jaké míry hydrologické extrémy návratnost investice ovlivní. Hypotéza práce předpokládá, že návratnost investice nebude ovlivněna, tato hypotéza byla na základě analýzy návratnosti vyvrácena. Pro analýzu byly vybrány dvě malé vodní elektrárny, kterých se hydrologické extrémy bezprostředně týkaly. Podle výsledků hydrologické extrémy prodloužily návratnost investice o 7–10 %, což lze považovat za nezanedbatelný nárůst.

Klíčová slova: návratnost investice, malá vodní elektrárna, hydrologické výkyvy, rizika, klimatické změny, výkupní cena elektřiny

JEL klasifikace: D70, G31, Q25

Abstract:

Nowadays, investments to small hydroelectric power stations are still highly profitable. Return on investment of a small hydroelectric power station is frequently half the period guaranteed by the state or by energy regulatory authority (Energy Regulatory Office, ERO). There is an information asymmetry among the state, as the entity that providing a subsidy, and operator of a small hydroelectric power station. These power station have constantly great potential. However, the risk of extreme hydrological fluctuations caused by floods or drought is discussed more thoroughly. Consequently, these fluctuations might harm the return on investment. The aim of this thesis is to determine to what extent hydrological extremes will affect the return on investment. Hypothesis assumes that the return on investment will not be affected, however, this hypothesis, based on analysis of return on investment, was refuted. Two small hydroelectric power station, which are directly related to hydrological extremes, were chosen for the purpose of this analysis. According to the results, hydrological extremes extend the payback period for about 10–11 %, which could be considered a significant increase.

Keywords: return on investment, small hydroelectric power station, hydrological extremes, rissk, climate change, feed-in tariff

JEL classification: D70, G31, Q25

Obsah

Úvod 9
1. Teoretická část 11
1.1. Vymezení malých vodních elektráren 11
1.2. Hydrologický potenciál v ČR 14
1.4. Asymetrie informací 18
1.5. Hodnocení investice dle její návratnosti 21
1.6. Rizika prodlužující návratnost investice 24
1.6.1. Riziko klimatických změn 24
1.6.2. Výkupní cena elektřiny 27
2. Praktická část 29
2.1. MVE Osek 29
2.1.1. Výkupní ceny elektřiny 30
2.1.2. Doba návratnosti investice 31
2.2. MVE Štětí 33
2.2.1. Výkupní ceny elektřiny 33
2.2.2. Doba návratnosti investice 33
2.3. Klimatické změny 36
2.3.1. Povodně 2009 37
2.3.2. Hydrologické sucho 2015 38
2.4. Vliv klimatických změn na návratnost investice 41
Závěr 44
Seznam zdrojů použité literatury 46

Úvod

Česká republika se v rámci strategie EU Evropa 2020 zavázala k 13 % spotřebě energie z obnovitelných zdrojů. Významnou měrou se má na tomto cíli podílet energie z vodních zdrojů. Investice do malých vodních elektráren je i dnes ekonomicky velmi výhodná. Vzhledem k evropským a státním dotacím je doba návratnosti investice poloviční, než jakou určuje zákon. Potenciál těchto zařízení není vyčerpán, ale v současné době se čím dál více hovoří o hrozbě extrémních hydrologických výkyvů způsobených vlivem povodní, nebo vlivem extrémního sucha. Tyto výkyvy mohou nepříznivě ovlivnit návratnost investice.

Česká republika nevyčerpala potenciál profilů, jak vodohospodáři nazývají místo, kde lze naplánovat malou vodní elektrárnu, a to hlavně na horních tocích řek, výrazné rezervy jsou v Jizerských horách, Krkonoších, ale jsou známá místa i na ostatních horách s nadmořskou výškou vyšší než 700 metrů. Nelze zapomenout, že i „moravský veletok“ pramení pod Králickým Sněžníkem. Tyto profily prozatím byly nedostupné, neboť se proti nim ostře vymezovali ochránci životního prostředí. Investoři, kteří vlastní malé vodní elektrárny mají tyto profily dokonale zmapované a stejně tak o profilech ví úzká skupina lidí na pěti povodích státních podniků České republiky. Není bez zajímavosti, že v době privatizace se některým vodohospodářům právě z těchto organizací povedlo, že se včas zorientovali a buďto si na příslušném profilu, kde byl jez, elektrárnu postavili, anebo se stali tichými společníky stávajících staveb, které se při privatizaci převáděly do soukromého vlastnictví.

Kinetická energie společně s gravitační silou planety Země je zodpovědná za vodní energii, která je v širším slova smyslu předmětem práce. Jedná se o obnovitelný zdroj energie, který není v budoucnu možný vyčerpat a patří mezi často využívané zdroje energie současnosti. Úkolem vodní elektrárny je přeměna mechanické energie na energii elektrickou. Děje se tak za pomocí turbíny a jejího generátoru. Velikost potencionální energie je závislá na rozdílu mezi horní hladinou toku a dolní hladinou toku. Tento rozdíl vodohospodáři nazývají spádem. Zatímco spád je veličinou zpravidla konstantní, neboť je tvořen terénem, množství vody, které korytem řeky proteče za určitou časovou jednotku, je proměnná veličina závislá na rizikách provozu vodní elektrárny. Jedná se tak nejen o rizika technická, která jsou ovlivněna například životností vodního díla, ale zejména rizika klimatická. Klimatická rizika práce dále popisuje jako extrémní hydrologické výkyvy, neboť se určitým způsobem vychylují od

ročního průměru klimatu. Tyto extrémy různou měrou ovlivňují nejen provoz, ale i návratnost investice do vodního díla.

Práce vznikala na základě podnětu extrémně rozdílných úhrnů srážek v jednotlivých letech i měsících. Je zde kladen důraz na objektivní stanovení návratnosti investic na dvou rozdílných malých vodních elektrárnách v Oseku nad Bečvou a v Štětí. Obě elektrárny byly vybrány jednak z titulu rozdílného financování, ale hlavně proto, že autor práce obě elektrárny osobně navštívil již v minulosti, poznal management i vlastníky a měl možnost si prostudovat projektovou dokumentaci, což učinil bezprostředně v rámci zhotovení této práce. Pomocí časových řad průtoků a množství vyrobené elektřiny vyhodnotí, do jaké míry ovlivnilo sucho roku 2015 a povodně v roce 2002 náklady a výnosy v daném roce. Cash-flow analýza porovná příjmy a výdaje elektráren s ohledem na inkriminované roky hydrologických výkyvů.

Cílem práce je ověřit následující hypotézu. Relativně krátké hydrologické výkyvy nemají na návratnost investic v dlouhém období výrazný vliv.

Teoretická část práce se dále věnuje modelům ekonomického zhodnocení rizik výkyvů počasí a představí konkrétní studie zranitelnosti zabývající se stejnou problematikou.

V druhé části práce je pomocí mikromodelů provedena ekonomická analýza návratnosti investic a množství vyrobené energie. Mikromodely jsou aplikovány na malou vodní elektrárnu v Oseku nad Bečvou a malou vodní elektrárnu Štětí, která leží na Labi. Práce analyzuje průtoky řeky, četnost srážek, množství vyrobené energie, náklady provozu a především návratnost investic. Analýza interních dat z vybraných elektráren vede k verifikaci hypotézy o nezměněné době návratnosti investice.

1. Teoretická část

1.1. Vymezení malých vodních elektráren

Jak uvádí Holata (2002), v případě malé vodní elektrárny (MVE) se jedná o vodní dílo s instalovaným výkonem do 10 MW[1]. Výhodou tohoto typu elektrárny je jejich většinou dlouhá životnost, navíc podpořená nízkými náklady na běžný provoz a údržbu. Na druhou stranu může být problematický výběr vhodné lokality, kupříkladu v českých podmínkách i zdlouhavé získávání nejrůznějších povolení a s tím spojené utopené náklady.

V současné době je státem garantován výkup elektřiny za velmi výhodných podmínek, pokud tento zdroj energie pochází z MVE. Výhodné podmínky jsou i jedním z důvodů, proč se doba návratnosti velmi zkracuje. K návratnosti investic může tak dojít i dříve než za 15 let. Podle Holata (2002) z ekonomického hlediska a s výhledem na uložené investice lze považovat výstavbu malé vodní elektrárny za výhodnou.

Výroba elektřiny pomocí vodní energie má několik zásadních pravidel. Na prvním místě je třeba uvést, že důležitými veličinami je průtok vody a zároveň její spád. Všechny typy vodních elektráren patří do skupiny výrobců energie, kteří vytváří obnovitelné zdroje energie (OZE). Dopady těchto výrobců energie na životní prostředí jsou však poměrně rozdílné. Hodně záleží na typu elektrárny, umístění v krajině a pochopitelně i na její velikosti. Dle Dušička et al. (2003) je primární výhodou klasické vodní elektrárny nepřítomnost emisí, dále schopnost pracovat bez nutnosti dodávky paliva a s tím souvisí i jejich minimální údržba. S výše uvedenými fakty dále koresponduje i snazší plánování dodávek elektrické energie, což má výhodu v malém nárazovém přetěžování vlastní přenosové soustavy. V neposlední řadě je třeba uvést, že vodní díla jsou mnohdy provozována ve stejné lokalitě, jako je místo spotřeby elektrické energie. Tím se minimalizují ztráty elektřiny, vzniklé při jejím přenosu z místa výroby na místo spotřeby.

Jak bylo již uvedeno, MVE má instalovaný výkon maximálně do 10 MW. Může však být i mnohem nižší, kdy spodní hranice výkonu je i několik málo kW. Ve většině případů mají MVE výkon v rozmezí desítek až stovek kW. Jak uvádí Koutný (1999), základem je využití tzv. spádové energie, která je odvislá na vodním spádu, respektive rozdílu výšek v hladině

[1] EU, jak uvádí např. Kocum a Jánský (2008), klasifikuje malou vodní elektrárnu instalovaným výkonem do 5 MW.

proudící vody. Minimální výška spádu by měla být 1 metr. Vedle spádové energie je další důležitou veličinou kinetická energie, která vzniká proudem vody a rychlostí proudění. Konstantní průtoková rychlost je důležitá pro výkon vodního díla.

Následující tabulka zobrazuje instalovaný výkon a výrobu elektřiny nejen malých vodních elektráren na území České republiky.

Tabulka 1 – Podíl výroby elektřiny malých vodních elektráren dle výkonu

Vodní elektrárny	**Celkový instalovaný výkon (MWe)**	**Výroba elektřiny brutto (MWh)**
< 1 MWe	154,2	445 887,9
1 - 10 MWe	180,6	555 909,2
> 10 MWe	752,8	793 010,0
Celkem	**1 087,6**	**1 794 799, 1**
Přečerpávací VE	1 171,5	1 275 961,9
Celkem včetně přečerpávacích VE	**2 259,1**	**3 070 761**

Zdroj*: ERÚ (2014)*

Důležitou otázkou z hlediska ekonomiky je rozvaha ohledně výstavby, koupě nebo rekonstrukce vodní elektrárny. I přes označení elektráren jako malé vodní, se jedná o poměrně rozsáhlé stavební dílo, pro jehož výstavbu je nutné získat řadu povolení, a je spojeno s dodržením řady požadavků. Po stavební stránce se tak označení jako „malá elektrárna“ může zdát zavádějící.

Podle ERÚ (2014) v České republice existují firmy, specializující se na výstavbu těchto vodních děl. Stejné firmy jsou schopné také zajistit klasické stavební povolení, dále svolení k nakládání s povrchovými vodami dle příslušné legislativy. Dle MPO (2011) U MVE, které svým výkonem přesahují 100 kW, je nutné dále získat tzv. státní autorizaci pro vlastní výstavbu vodního díla. Pro fungování elektrárny jako výrobce energie je pochopitelně nutná i příslušná smlouva o připojení vodního díla s konkrétním provozovatelem distribuční

soustavy. Součástí smlouvy provozovatele vodního díla je také ukotvená povinnost, zachovat minimální vodní průtok, tzv. minimální zůstatkový průtok ve vodním toku. Což znamená podle Koutný (1999), že určitá část vodního toku musí být ponechána v původním řečišti, resp. turbína elektrárny nesmí spotřebovat 100 % vodního průtoku. V minulosti bylo možné část výstavby MVE dotovat z programů EU v rámci projektu Eko – Energie. Tato možnost skončila v roce 2013. V případě, že zájemce o výstavbu vodního díla nemá dostatek finančních prostředků na výstavbu nové MVE, připadají v úvahu další možnosti získání díla, a to koupit starší, již používanou vodní elektrárnu, nebo jí rekonstruovat. O MVE je trvalý zájem mezi energetickými společnostmi, které mají svůj trh v České republice. Dominantní skupina na trhu společnost ČEZ je vlastníkem více jak 25 MVE, jejichž celkový výkon dosahuje více jak 66 MW. Další hráč na trhu společnost EON nabízí možnost pronájmu MVE. Na trhu jsou i realitní společnosti, které prodej nebo nákup vodních elektráren mohou zprostředkovat. Pokud se zájemce o koupi vodního díla rozhoduje v konečné fázi, je dle MPO (2011) nutné konzultovat svoje rozhodování s odborníky v oboru. Jako u každého jiného prodeje a koupe, je dobré vědět důvody prodeje vodní elektrárny, protože v současné době jde většinou o dobře fungující a zavedené zdroje elektrické energie. Jak uvádí Valach (2006), většinou platí, že z ekonomického hlediska je výhodnější rekonstruovat staré vodní dílo, než postavit zbrusu nové. Obnovením provozu dříve používaných a nyní odstavených elektráren lze dosáhnout výrazných úspor ve srovnání s náklady na výstavbu nové MVE.

Návratnost a výnosnost MVE je závislá, jak už bylo naznačeno v úvodu, na mnoha proměnných. Jedná se o řadu parametrů, které se mohou u příslušné elektrárny lišit. Ať už se jedná o použitou výrobní technologii, velikost elektrárny, umístění v krajině apod. Výkupní cenu elektřiny stanovuje pro každý rok zvlášť Energetický regulační úřad. (ERÚ, 2014) Provozovatelé malých vodních elektráren v roce 2015 dodávali vyrobenou energii ve zvýhodněné a státem garantované sazbě. Podle Valach (2006) jsou pro majitele MVE pak zajímavé i tzv. zelené bonusy, které se jim vyplatí v případě, že svojí vyprodukovanou elektřinu spotřebují, nebo odprodají jinému koncovému spotřebiteli. Jen pro větší vodní elektrárny se zřejmě vyplatí možnost, prodat svojí energii na velkoobchodním trhu.

1.2. Hydrologický potenciál v ČR

V Evropské unii je v současné době (2016) 17 280 malých vodních elektráren. Z toho se 85 % nachází v šesti zemích EU, kde je nainstalováno přes 11 600 MW (van Vliet et al., 2016). V České republice takový potenciál není. Kromě přírodních podmínek pro výstavbu je určujícím faktorem i vliv veřejnosti, problémy s licencí a povolování malých vodních elektráren. Časté zákazy plynou z důvodů ochrany biodiverzity a zamezení zvýšení produkce skleníkových plynů, tedy metanu pod vodní hladinou. Podle Kocum a Jánský (2008) i přes tyto komplikace mohou malé vodní zdroje vykázat 4% růst ročně v EU. V současné době je na českých řekách evidováno přes 1 576 malých vodních děl s výkonem od 1 kW do 10 MW. Ročně jsou tyto malé stavby schopny vyrobit až 1 TW elektrické energie. Jak uvádí Kocum a Jánský (2008), do roku 2020 se však předpokládá, že MVE zvládnou vyrobit 1 420 GWh.

Jak uvádí např. Valach (2006), problémem vedle územního potenciálu je také ekonomika, popřípadě administrativa. Vybudování vodního díla je administrativně velmi složité. Je třeba získat nesčetné množství povolení, prohlášení a licencí, které stojí čas a peníze.

Česká republika v současné době vyčerpala ve vodní elektřině přibližně 50 % hydroenergetického potenciálu. U dalších 50 %, které zbývají, je jeho využití problematické. Důvody lze shrnout do tří následujících skupin. Za prvé horní toky řek v našich horách skýtají velké možnosti, kdy malý průtok spouštíme potrubím na turbínu s výškovým rozdílem (spádem) například 100 metrů a tudíž výroba energie je ekonomicky velice zajímavá. Těmto vodním elektrárnám, jak uvádí Kocum a Jánský (2008), nepřejí ochránci přírody, neboť tyto profily se nacházejí povětšinou v chráněných krajinných oblastech. Při šetrném postupu výstavby a zahloubení přívodního potrubí (kanálů) na turbínu například pod povrch země, není důvod tyto stavby nadále negovat. Dle Kocum a Jánský (2008) druhý základní fenomén, proč není využíván energetický potenciál, odpovídá tomu, že stávajících jezů na kterých lze vybudovat vodní elektrárnu je poměrně málo. Správci povodí je navíc neradi zveřejňují, a pokud tyto jezy nehraničí se soukromými pozemky, kde lze vodní dílo vybudovat, je možnost malá, neboť stát sám své státní podniky povodí nevede k tomu, aby se v těchto lokalitách malé vodní elektrárny budovaly.

Pracovníci povodí – státních podniků mají ve své rozhodovací kompetenci poslední třetí fenomén a to je vybudování nových jezů, ať již betonových, nebo moderních vakuových. Vybudování nových jezů totiž úzce souvisí s tím, že nový jez svým způsobem vytvoří určitou

nerovnováhu v podzemních vodách, za které ale rovněž zodpovídají správci státních podniků povodí.

1.3. Ekonomika malých vodních elektráren

Ekonomické rozhodování o budování MVE se pojí jednak s investičními a provozními náklady, dále pak s výnosy z prodeje energie a případně s příjmy z dotací. Jak uvádí např. Valach (2006), výstavba MVE se může uskutečnit v podstatě ze tří různých zdrojů. Za prvé se jedná o financování elektrárny z vlastních zdrojů v plném rozsahu, nebo mohou být vlastní prostředky kombinovány s využitím úvěru. Poslední možností je využití dotací z různých zdrojů. Potencionální žadatel o úvěr musí minimálně dle ERÚ (2014) předložit zpracovanou ekonomickou analýzu projektu, dále konkrétní informace o projektu, harmonogram výstavby, celkově uznané náklady za celý projekt, rozpad na jednotlivé složky financování, případně své vlastní finanční zdroje apod. Zpracovaná ekonomická analýza celého projektu je nezbytná pro další postup. Dle Dušička et al. (2003) v ní nesmí chybět zejména zevrubný popis struktury výnosů, které jsou plánovány pro daný projekt, dále popis struktury nákladů za časovou jednotku a to i s přihlédnutím k jejich budoucímu vývoji včetně komentovaného písemného doložení k přepokládanému vývoji jednotlivých komodit nákladových položek a výnosových položek. Nutné je také zpracovat možné finanční rozvahy ohledně budoucího vývoje ceny za 1 KWh prodávané elektrické energie. Tato rozvaha musí zároveň počítat také s různým využitím výkonu elektrárny s přihlédnutím k ročnímu období. Jak uvádí Holata (2002), pro provoz je nezbytné mít licenci opravňující k podnikání v daném energetickém oboru.

Valach (2006) uvádí, že ekonomické výdaje lze rozdělit na výdaje přímé, které jsou v přímé souvislosti s výstavbou, rekonstrukcí nebo opravou stávajícího vodního díla. Tato část výdajů bývá obvykle nejvyšší. Podle druhu nákladů lze tyto výdaje dále členit na výdaje spojené s technologickou částí a stavební částí. Dalšími druhy výdajů jsou výdaje provozní, v přímé souvislosti s provozem MVE. Zde patří finanční závazky věřitelům, vymahatelné pohledávky, nákupy surovin apod. Třetím druhem výdajů jsou ostatní provozní výdaje, kam patří třeba školení pracovníků k bezpečnosti práce, případně vývojové náklady. Z cizích zdrojů financování tvoří ne nepodstatnou část výdajů úroky. Tato část patří primárně mezi nákladové položky, které nám naopak mohou snížit daňový základ. Z hlediska hodnocení ekonomické efektivity projektu musí dojít prvně k zhodnocení účelu a potřebnosti investovaných prostředků. Dále musí dojít ke zhodnocení zaměnitelnosti variant, kdy musí investor zvážit vhodnost a benefity užitých materiálů, srovnat výkonnost a efektivitu například jednotlivých druhů turbín.

Dalším důležitým faktorem v rozhodovacím procesu je faktor časový. Podle něho můžeme použitou metodiku rozdělit na statickou a dynamickou. Podle např. Dušička et al. (2003) nebo Valach (2006), zatímco statické metodiky faktor času příliš nezohledňují a užívají se pro krátkodobé investice na dobu do tří let, kdy je rychle zjistitelná návratnost investice, dynamické metodiky zohledňují časový faktor výrazně a tím dochází i k jinému pohledu na peníze, které mohou za delší časovou jednotku mít jinou hodnotu. Tento druh metodiky se využívá s delším investičním záměrem.

Hlavními činiteli ovlivňujícími ekonomickou ztrátu nákladů a přínosů jsou tak dle Valach (2006) zejména: koncepce výstavby díla, vhodná volba technologií a jejich správný počet, dále průtokové parametry MVE včetně volby česla, rozsah automatizace provozu vodního díla, kvalita zpracování a samozřejmě také celkové provozní náklady.

1.4. Asymetrie informací

Podle Atkinson a Stiglitz (2015) větší informovanost na jedné straně adezinformace nebo prostě jen méně informací na straně druhé je jedním z příkladů tržního selhání. S informační asymetrií se setkáváme prakticky denně díky nedokonalostem na trhu, kde strana nabídky nebo strana poptávky má tzv. informační převahu. Jedná se o určitou nejistotu, či neznalost budoucího vývoje trhu, jejíž teoretický základ stanovil von Hayek. Jak uvádí Akerlof (1970) ve svém slavném díle „Trh citrónů“, potencionální kupující má zpravidla menší množství kvalitních informací než prodejce. „Citrón“ je dle Akerlof (1970) označení pro ojetý automobil, jehož možné závady nejsou na první pohled viditelné a tato dezinformace postupně vede k nedůvěře spotřebitelů k ojetým automobilům, kterým klesá tržní cena pod jejich skutečnou hodnotu. Spotřebitel je ve značné nevýhodě kvůli prodejci, který se snaží maximalizovat zisk. Může docházet k tzv. negativnímu výběru, kdy jsou z trhu vytlačeny kvalitní statky a nahrazeny statky pochybné kvality. Dle CEP (2002) nová institucionální ekonomie používá pojem principal-agent problém jako příčinu selhání trhu, kdy zastupovaný (akcionář, volič, dělník) sleduje odlišné zájmy než zastupitel (manažer, politik, mistr). Zatímco manažer sleduje velikost obratu firmy, neboť její výše zvyšuje manažerův plat, akcionáři jde především o maximalizaci zisku. (Stiglitz, 1997) Keynesiánská ekonomie řeší asymetrii informací pomocí teorie efektivnostních mezd. Jak uvádí Atkinson a Stiglitz (2015), zaměstnavatel zde nezná mezní produkt zaměstnance a vzhledem k obtížnému kontrolování nastaví efektivnostní mzdu v takové výši, aby byla dostatečnou motivací pro zaměstnance si práci udržet. Efektivnostní mzdy nemusí být nastavovány v pracovním odvětví s lehkým monitorováním zaměstnanců, tedy například v odvětví pásové výroby, kde zaměstnavatel, či kontrolor vidí, kolik kusů zaměstnanec za den dokázal vyrobit. Odvětví s obtížným monitorováním jsou zpravidla odvětví náročná na kvalifikované pracovníky s vyšším mezním produktem. Efektivnostní mzdy motivují zaměstnance, aby nezneužívali své informační převahy a vytvářeli adekvátní mezní produkt. Na agregátní úrovni jsou efektivnostní mzdy kontraproduktivní, neboť se díky strnulým mzdovým sazbám nevyčišťují trhy tak jak by měly a roste strukturální nezaměstnanost. Nová Keynesiánská politika pak doporučuje koncept aktivní hospodářské politiky.

Podle Baldwin et al. (2012) si trh s informační bariérou mnohdy dokáže pomocí samoregulace poradit sám. K tržnímu selhání zde nedochází, neboť samoregulace je rychlejší a flexibilnější

vůči změnám na trhu než samotný regulátor. Trh je schopen se sám regulovat za použití nástrojů jako garance spokojenosti, záruk, samotné značky či využití franšízingu. Samoregulace se může stát neúčinnou v případě, že subjekty samoregulace vytvoří uzavřený kruh a vzniknou bariéry ke vstupu na trh. Jak uvádí Baldwin et al. (2012), v tomto případě samoregulace znovu těží z nedokonalých informacích spotřebitelů a je zapotřebí státní intervence. Vysoká míra asymetrie informací je podle Atkinson a Stiglitz (2015) v současné době také v tzv. sdílené ekonomice. Například pomocí služby Airbnb necháte u sebe přespat cizího člověka, resp. spíte u někoho cizího, o kom toho mnoho nevíte. Jak uvádí Drudi a Massa (2005), stát jako regulátor zde nezmůže nic, ale samoregulace je zde alespoň z části efektivní díky zpětné vazbě osoby, která využila službu Airbnb. Efekt reputačního systému je životně důležitý pro projekty sdílené ekonomiky. Baron a Besanko (1984) říká, že asymetrie informací tedy nezbytně nemusí vést k tržnímu selhání, neboť trh si postupně snad pomocí „neviditelné ruky“ najde cestu jak „regulovat“. Nehledě na to, že regulace, jejichž autorem je stát, jsou zpravidla čistě kontraproduktivní a vedou k přesně opačnému výsledku, než byly původně zamýšleny. (Laffont, 1994)

Vede-li však asymetrie informací k tržnímu selhání, je zapotřebí regulátora. (Laffont, 1994) Regulátorem je zpravidla hospodářský subjekt, stát nebo nevládní instituce. Může jím být i lékařská či advokátní komora. Pomocí daní, dotací, poplatků, licencí, kvót, či nastavováním minimálních a maximálních cen, ovlivňují regulovaného, který má zpravidla více informací o stavu trhu, na kterém působí. V důsledku těchto opatření mohou vznikat negativní externality pro spotřebitele, tedy pro subjekt, který trpí regulacemi v konečném důsledku nejvíce. Spotřebiteli klesá spotřebitelský přebytek a celkově i úroveň blahobytu. Ochranou před touto informační bariérou je větší informovanost spotřebitele dosažená například publikačními činnostmi. Podle Baron a Besanko (1984) je ochrana spotřebitele v poslední době koncept, kterým je ospravedlňována regulace. V konečném důsledku však samotná regulace, která má spotřebitele chránit, je neúčinná, neboť omezuje konkurenci, což zvyšuje ceny statků a služeb, snižuje jejich kvalitu a omezuje inovace.

Jak uvádí Sibley (1989), pokud jsou tržní nástroje jako daně, poplatky a omezování cen neefektivní formou regulace, je zapotřebí přímého financování, což je případ i malých vodních elektráren v ČR. Energetický regulační úřad každoročně stanovuje výkupní ceny elektřiny společně s výší zelených bonusů. Na základě výše výkupních cen je Energetický

regulační úřad schopen provozovatelům MVE garantovat dobu návratnosti investice do zákonem stanovené maximální výše 15 let. Přímá forma regulace může být nastavena příliš štědře, nebo naopak nedostatečně k pokrytí nákladů provozovatele MVE. Jak uvádí Sibley (1989), v případě, kdy regulační politika nemá dokonalé informace o nákladech firmy, snaží se aplikovat regulační mechanismus nazývaný jako systém přebytku dotací. Systém je snadno aplikovatelný i přes nedokonalé informace o poptávce obou zúčastněných subjektů – stát jako regulátor a výrobce jako regulovaný subjekt. V rámci tohoto systému jsou nastavovány dotace přiměřené mezním nákladům výrobce, které mimo jiné nutí výrobce k minimalizaci výrobních nákladů. Tím se šetří státní i soukromé zdroje.

Podle Sibley (1989) dotace v podnikatelské sféře vznikají na základě informačních bariér. Stát, jenž je poskytovatelem dotace nevědomě likviduje dříve zdravé konkurenční prostředí, neboť podnikatel, který na dotaci z neznámého důvodu nedosáhl je nucen zastavit činnost, protože bez dotačního titulu má vyšší náklady, než jeho konkurent. Nehledě na to, že o dotačním programu v drtivé většině rozhoduje Bruselský parlament, tedy subjekt, který má pravděpodobně ještě větší informační bariéru, než státní instituce. Podle Drudi a Massa (2005) stát tedy dotacemi vytváří určitou nekalou konkurenci namísto vymezení vlastnického práva, či jeho ochrany.

1.5. Hodnocení investice dle její návratnosti

Základním hodnocením investice je porovnávání nákladů, času a výnosů. Ideální investicí je taková investice, která má vysokou výnosnost, není riziková a má krátkou dobu návratnosti. (Valach, 2006) Ze zkušenosti víme, že riziko, výnos a likvidita (v našem případě doba návratnosti) nejsou hodnoty, které by mohly být maximalizovány zároveň. Jak uvádí např. Chamberlain (2008), je-li investice bezriziková a výnosná, doba návratnosti bude neúměrně dlouhá. Právě veličina doba návratnosti je hlavním předmětem práce, neboť podle hypotézy práce nedochází k její změně vlivem klimatických výkyvů. Výpočet doby návratnosti je vyjádřen základní rovnicí zobrazenou níže (rovnice 1). Z čistě ekonomického hlediska lze v tomto postupu výpočtu spatřit výrazný nedostatek, spojený s tím, že vzorec nezapočítává faktory po době návratnosti a nepočítá s alternativními investičními příležitostmi.

Rovnice 1: Základní výpočet návratnosti

$$\boldsymbol{Ts = \frac{IN}{CF}}$$

$$\boldsymbol{Ts = \frac{IN}{CF}}$$

Kde : Ts je návratnost investice

IN jsou investiční jednorázové náklady

CF jsou roční peněžní toky

Vzorec neumožňuje započítávat změny peněžních toků v jednotlivých letech, a proto je vhodné použít rozšířenější vzorec tzv. diskontovaný, který uvažuje náklady obětované příležitosti.

Rovnice 2: Výpočet návratnosti za pomoci diskontování

$$\mathbf{Tds} = \frac{\mathbf{IN}}{\mathbf{DCF}}\ \mathbf{(roky)}$$

Kde : Tds je návratnost investice

DCF jsou diskontované peněžní toky

$$\mathbf{DCF} = \frac{\mathbf{CF}}{(\mathbf{1+r})^{\mathbf{t}}}\ \mathbf{(Kč)}$$

r je diskontní sazba

t je rok, ve kterém se DFC počítá

Nejvhodnějším vzorcem pro posouzení návratnosti investice je vzorec, který počítá s čistou současnou hodnotu investice. Zohledňuje celkovou životnost vodního díla i relativně stejně rizikové příležitosti nebo projekty. (Camp, 2002)

Rovnice 3: Čistá současná hodnota investice

$$NPV = \sum_{0}^{t} DCF = \sum_{0}^{t} \frac{CF}{(1+r)^{t}} \quad (Kč)$$

T = doba životnosti díla

V praktické části využito formy: $NPV = CF + PI*(1+r)$

Kde PI je počáteční investice

Jak uvádí např. Camp (2002) nebo Valach (2006), vzorce zobrazené výše jsou důležité zejména před realizací výstavby samotné vodní elektrárny. Práce je ovšem využije pří výpočtu jednotlivých let provozu MVE. Důležitou veličinou při hodnocení doby návratnosti

investice je průtok, tedy množství vody, které proteče turbínou za určitou časovou jednotku. Průtok je veličina proměnlivá, která závisí na počasí. Jiný průtok bude při suchých letech a jiný při povodních. Průtoky se nejlépe zobrazují pomocí časových řad, ve kterých jsou vyjádřeny průtoky řeky v měřící stanici za určitou časovou jednotku – obvykle jeden měsíc. (ČHMÚ, 2013) Další posuzovanou veličinou budou měrné investiční náklady. Tyto náklady umožní porovnat více malých vodních elektráren za předpokladu stejné doby životnosti, účinnosti a výkonu. Výpočet je následující.

Rovnice 4: Výpočet měrných investičních nákladů

$$\text{MIN} = \text{Investiční náklady/ Instalovaný výkon (Kč/ kWinst.).}$$

Prostá doba splácení investice, kdy investor očekává určitý každoroční výnos, bude porovnávána se skutečnou dobou splácení investice, která byla ovlivněna sníženým nebo zvýšeným průtokem a tedy s pozměněnými výnosy z provozu MVE. Podle Koutný (1999) je odchylka od plánované doby návratnosti stanovena na 5 %. Na základě odchylky bude potvrzena, či vyvrácena hypotéza o návratnosti investice.

1.6. Rizika prodlužující návratnost investice

V návaznosti na výpočet návratnosti je vhodné představit hlavní rizika mající vliv na délku návratnosti investice. V úvodu kapitoly práce zmiňuje, že se nejedná o rizika způsobená provozem elektrárny. Tedy rizika ekologická, migrační nebo jiné přírodní katastrofy. Práce se věnuje rizikům investora, které ovlivňují jeho rozhodování během doby provozu elektrárny a doby návratnosti investice.

Jak uvádí Reyer (2012), nejčastějším rizikem investora je riziko odbytu zboží, služeb a v našem případě odbyt elektrické energie. Toto riziko je eliminováno díky provozovatelům distribučních sítí, kteří mají povinnost veškerou silovou energii z obnovitelných zdrojů energie, do kterých MVE patří, vykupovat. Zelené bonusy pak podle platných zákonů ČR vyplácí Operátor trhu s energií a garance ceny zeleného bonusu je garantována po dobu 30 let od uvedení MVE do provozu. Rizik je při investici do MVE mnoho. Existují rizika finanční, provozní, technická a v neposlední řadě rizika klimatická, kterým se práce věnuje přednostně.

1.6.1. Riziko klimatických změn

Existuje jen málo studií, které hodnotí zranitelnost elektráren ve vztahu k extrémním hydrologickým jevům a výkyvům počasí v evropském měřítku. Jednou z nich je článek od van Vliet et al. (2016).

Podstatou práce bylo popsání možné situace, kdy klimatické změny a následné změny ve vodních tocích budou mít vliv na výrobu elektrické energie. Podle Davies et al. (2013) vodní a tepelné elektrárny tvoří drtivou většinu veškeré energie. Tyto dva typy elektráren ale závisí významně na dostatku vody, případně na její teplotě, což hraje roli při chlazení tepelné elektrárny. Světový elektronický sektor silně závisí na dostupnosti a teplotě vodních zdrojů pro výrobu ve vodních elektrárnách a pro chlazení termoelektrické energie. V roce 2010 se tepelné elektrárny podílely na 81 % aktuální produkce světové energie, vodní energie se podílely cca 17 % (Davies et al., 2013). Pro využití vodní energie je typickou oblastí Jižní Amerika, kde je převaha vodních elektráren, vyjádřená více jak 63% podílem na výrobě. I přesto, že se celosvětově zvyšuje podíl fotovoltaických článků a větrné energie, existují práce Dincer a Dost (1996) nebo IPPC (2014), které predikují zachování převahy tepelných a vodních elektráren v celosvětovém měříku. Globální oteplování s proměnlivými hodnotami

teplot a vlny tropického počasí mají významné dopady na vodní zdroje a provoz tepelných elektráren. Navíc se dá podle van Vliet et al. (2016) předpokládat, že poptávka po elektrické energii se bude s rostoucí světovou populací zvyšovat. Očekává se až dvojnásobné zvýšení spotřeby elektrické energie během následujících desetiletí. Tato skutečnost pak může zvýšit význam vodních elektráren a vodních zdrojů vůbec.

Van Vliet et al. (2016) dále uvádí, že vodní zdroje jsou navíc omezené a je proto důležité znát možnosti pro zlepšení celkové vodní bezpečnosti. Výše citovaná práce van Vliet et al. (2016) ve své metodické části popisuje hydro-elektrický model složený ze skutečného úbytku vody a teploty vody. Byly zkoumány fyzikální dopady na úbytek elektřiny v rámci kapacity vybrané elektrárny. Model byl použit u 24 515 typů vodních elektráren a u 1 427 tepelných elektráren. Tepelné elektrárny byly do studie zahrnuty pouze v případě, pokud obsahovaly chladící zařízení a mohly tak být využity zásobárny vody. Modelová situace hodnotila teplotu vody, sílu a tok proudu vody, množství tepelné a elektrické energie. Model dále ukázal snižování vodního toku a snížení průměrné vodní kapacity. To je dáno tím, že většina vodních elektráren se nachází v místech se snižováním vodního toku.

Citovaná práce dále testovala další možnosti vedoucí ke snížení zranitelnosti elektrické energie, probírala možnosti zvýšení účinnosti tepelných a vodních elektráren, zvažovala problematiku výměny zdrojů paliva, výměnu průtočných, chladicích systémů apod. Technologické změny v energetickém sektoru jsou otázkou dalších let. Za zmínku stojí rychlé změny infrastruktury ve Francii, které byly ovlivněny v rámci cílené politiky zavedení jaderné energie. Samotná modelová situace, citovaná ve výše uvedené práci by mohla zefektivnit výkon elektráren až o 10 %. To by bylo dostačující k tomu, aby došlo k odbourání negativních vlivů měnícího se klimatu v průměrných hodnotách. Zefektivnění provozu elektráren by dále vedlo k menší spotřebě vody. (van Vliet et al., 2016)

Závěrem citované práce lze tedy konstatovat, že změna klimatických podmínek povede ke snížení stávajícího výkonu vodních i tepelných elektráren. Van Vliet et al. (2016) říká, že socio-ekonomický rozvoj by mohl dále přispívat k omezení zdrojů vody pro oba typy elektráren. Citovaná práce, která komplexně popisuje zranitelnost vodních a tepelných elektráren v souvislosti se změnou klimatu a vodních zdrojů ukazuje, že využitelná kapacita u tepelné elektrárny může poklesnout až o 12 %, zatímco stejný faktor u vodní elektrárny poklesne pouze o 3 %. S ohledem na další zvyšování vlivů vodních omezení na výrobu

elektrické energie a dlouhou životnost elektráren (60 – 80 let), je nutné zahrnout všechny tyto faktory do plánovacích procesů. Práce ukazuje, že zvýšení efektivnosti vodních elektráren o 10 % by mělo stačit na pokrytí nákladů a omezení, která vyplývají z budoucí změny klimatu. Také chlazení mořskou vodou je vhodnou a efektivní alternativou pro snížení celkových nákladů.

Podobnou studií zabývající se extrémními hydrologickými výkyvy zpracovali vědci z Výzkumného ústavu vodohospodářského Tomáše G. Masaryka. Cílem jejich studie bylo zmapovat pomocí dlouhých časových řad kritická místa výskytu hydrologického sucha, posoudit jakost vody, či posoudit vliv nádrží na rozsah sucha. Dalším cílem bylo poskytnout základy pro definování závažnosti hydrologického sucha pomocí indikátorů. Práce vysvětluje hydrologické sucho jako pokles průtoku a pokles zásob podzemní vody.

Sucho je postupný proces, protože průtoky řek jsou doplňovány zpravidla i podzemní vodou, která vysychá velmi pomalu. Podle Vlnas (2010) se hydrologické sucho objevuje nejen v letním období, ale i v zimních obdobích, kdy klesají teploty a mění se tedy četnost srážek a tím pádem i množství sněhové pokrývky.

Výsledky ukazují, že zhruba každý třetí rok v desetiletí se podle Vlnas (2010) dá považovat za rok s nedostatkovými objemy vod v řekách. Přítomnost nádrže na vodním toku významně eliminuje vliv sucha. Studie dále dochází k závěrům, že se hydrologické a meteorologické extrémní sucho (tedy takové, které nezasahuje do chodu biosféry a provozu MVE) na některých místech o roku 1955 v České republice vůbec nevyskytuje (například Děčínsko). Touto anomálií studie vysvětluje většími zásobami podzemních vod.

Souvislost hydrologického sucha a provozu vodních elektráren je v této studii popsána okrajově. Použitím metody standardizovaného srážkového indexu studie získala časové řady, které porovnávala s časovou řadou průtoků, na nichž stojí malé vodní elektrárny. Na 80 % malých vodních elektráren zjistila, že extrémní výskyt sucha jen krátkodobě ovlivní její výrobu. V dodatku stojí, že pokles výroby je spojen spíše se zákonem stanoveným minimálním průtokem, než se samotným hydrologickým extrémem. (Vlnas, 2010)

1.6.2. Výkupní cena elektřiny

Rizikem pro vlastníka malé vodní elektrárny může být dále výkupní cena elektřiny, která se může měnit v závislosti nejen na tržních anomáliích. Jedná se ovšem o riziko velmi malé, neboť samotné stanovení výkupní ceny elektřiny je vypočteno tak, aby byla návratnost investice nejdéle 15 let. Podle zákona § 12 odst. 6 zákona č. 165/2012 Sb. může výkupní cena elektřiny klesnout maximálně o 5 % ročně. Zelený bonus je měněn každoročně podle hodinové tržní ceny elektřiny na trhu. Jak uvádí ERÚ (2014), vykupující má povinnost od výrobce elektřiny vykoupit veškerý předávaný objem elektřiny po dobu 15 let. Cena oproti jiným obnovitelným zdrojům má dobrou regulaci, je předvídatelná, sleduje mírnou inflaci v naší zemi a ročně roste přibližně o 6 – 8 haléřů za 1 kWh. V roce 2016, ve kterém vznikala tato práce, činí odběrová cena 3,37 Kč za 1 kWh. Je třeba upozornit, že je to cena pro již postavené MVE, která automaticky ze zákona se ročně navyšuje o přibližně o 2,2 – 2,5 %. Nebývá pravidlem, že u nově budovaných vodních děl platí tato cena v čase zahájení zkušebního provozu. Zpravidla regulátor trhu stanovuje počáteční výkupní cenu nižší, než je cena pro MVE již v provozu.

Vyrobená elektřina je zaúčtována podle měřiče umístěného v předávacím místě výrobny elektřiny. Jak uvádí ERÚ (2014), výrobce je povinen si najít sám svého odběratele elektřiny a sjednat cenovou politiku. Část vyrobené elektřiny může vlastník či provozovatel vodního díla využít pro vlastní spotřebu.

Energetický regulační úřad každoročně stanoví výši výkupních cen, tedy její minimální hodnotu. Výrobce elektřiny si však může s odběratelem dojednat i vyšší cenu. Od roku 2004 byly zavedeny fixní výkupní ceny, které se o dva roky později začaly nazývat zelenými bonusy. Energetický regulační úřad dále stanoví takové výkupní ceny, aby byla návratnost investic nižší než 15 let. Zelené bonusy jsou zpravidla vypláceny po dobu 20 let, pouze u MVE je tato doba o 10 let delší. Zelený bonus získáme odečtením hodnoty výkupní ceny od tržní ceny elektřiny. Domluví-li se výrobce s odběratelem na výhodnější ceně, dostává vyšší zisk. ERU (2014)

Hodnoty výkupních cen, ale i zelených bonusů v průběhu časového období rostou. Podle Holata (2002) malé vodní elektrárny, které mají možnost elektřinu akumulovat, dostávají při výrobě ve „špičce“ mnohonásobně vyšší výkupní cenu. Proto většina malých vodních elektráren využívá vyšší výkupní ceny elektřiny ve špičce, což je zhruba 8 hodin denně, a

provozovatelé vpouští větší objem vody na turbínu zadrženou na jezu či hrázi. Pro větší vodní elektrárny je výhodnější prodat vyrobenou elektřinu na velkoobchodním trhu.

2. Praktická část

Rozdílné úhrny srážek na území České Republiky mimo jiné způsobily značné škody provozovatelům malých vodních elektráren. Extrémní variabilita klimatu může mít dlouhodobý vliv i na návratnost investice, neboť extrémní sucha mohou odstavit malé vodní dílo na několik dní. Naopak větší četnost výskytu srážek může zvýšit výrobu elektrické energie. Pakliže ovšem dojde k dlouhodobé frekvenci výskytu srážek, následné povodně mohou malou vodní elektrárnu vyřadit na čas z provozu, nebo nenávratně poškodit. Povodně na území České Republiky byly sice značně devastující, ale našich elektráren, kterých se týká tato analýza, se výrazně nedotkly. Při posuzování o proměnlivosti návratnosti investice, práce uvažuje cash-flow, výsledek hospodaření, úrokovou míru, roky splácení investice a čistou současnou hodnotu investice. Reálná doba návratnosti je porovnávána s dobou návratnosti, kterou garantuje stát jako maximální dobu návratnosti. Zde dochází k určité asymetrii informací, neboť provozovatel je mnohdy schopen dobu splácení zkrátit až na polovinu oproti garanční době. V obou analýzách elektráren jsou však opomenuta technická rizika a počítá se především s proměnou - hydrologické výkyvy. Ostatní rizika jsou zahrnuta pouze dle jejich výskytu v rámci použitých údajů o nákladech.

2.1. MVE Osek

Malá vodní elektrárna Osek nad Bečvou byla dobudována v roce 1999 a prakticky spuštěna do provozu od roku 2000. V tehdejší době celkové investiční náklady činily přibližně 12 mil. Kč bez DPH. U vybudovaného typu MVE bývá pravidlem, že technologie a připojení na veřejnou síť tvoří polovinu investičních nákladů a druhá polovina je tvořena náklady stavebními. Ani v Oseku nad Bečvou to nebylo jiné a dle konzultace s majitelem MVE, panem doc. Ing. Ladislavem Koutným, Ph.D., která se uskutečnila, dne 25. 4. 2016, podíl odpovídá. Náklady na stavební části byly dle konzultací uhrazeny z vlastních prostředků, zatímco technologická část byla splácena sub-kontraktorům ve formě dodavatelského úvěru. Celková částka, která byla za technologii zaplacena s příslušným dodavatelským úrokem, činila 7 500 000 Kč. Za prvních 5 let provozu, kdy zařízení je v záruce, fond oprav je minimální a majitel vodní elektrárny nebyl finančně závislý na jakékoliv výplatě z vodního díla, došlo k uhrazení dodavatelského úvěru za celé technologické zařízení. Výkupní cena

energie byla v té době 1,80 Kč a v roce 2005 dosáhla 2,50 Kč. Při průměrné výrobě 900 000 kW ročně (v inkriminovaných 5 letech nebyla na Moravě ani povodeň ani sucho, tedy bez výrazných extrémních klimatických jevů) dotyčná elektrárna vygenerovala příjmy okolo 9 mil. Kč a tím způsobem splatila technologické zařízení. Je třeba doplnit práci o další údaj, že prvních 6 let po spuštění byla elektrárna osvobozena od placení daní. (MVE Osek, 2006)

2.1.1. Výkupní ceny elektřiny

Energetický regulační úřad každoročně stanoví výši výkupních cen, tedy její minimální hodnotu. Výrobce elektřiny si může s odběratelem dojednat i vyšší cenu. Od roku 2004 byly zavedeny fixní výkupní ceny, které se o dva roky později začaly nazývat zelenými bonusy. Malá vodní elektrárna Osek nad Bečvou prodávala vyrobenou elektřinu v roce 2000 za 1,80 Kč za kW/h. (MVE Osek, 2006) V roce 2015 byla výkupní cena elektřiny kolem 3,20 Kč za kW/h. Průměrný procentní nárůst ceny je tedy kolem 6 %. Následující tabulka ukazuje hodnoty výkupních cen elektřiny podle data uvedení MVE do provozu.

Tabulka 2: Výkupní ceny elektřiny u MVE Osek

Datum uvedení MVE do provozu	Výkupní ceny elektřiny dodané do sítě (Kč/MWh)	Zelené bonusy (Kč/MWh)
MVE uvedená do provozu v nových lokalitách od 1. 1. do 31. 12. 2010	**3 000**	**2 030**
MVE uvedená do provozu v nových lokalitách od 1. 1. 2008 do 31. 12. 2009	**2 760**	**1 790**
MVE uvedená do provozu v nových lokalitách od 1. 1. 2006 do 31. 12. 2007	**2 600**	**1 630**
MVE uvedená do provozu po 1. 1. 2005 včetně a rekonstruovaná MVE	**2 350**	**1 380**
MVE uvedená do provozu před 1. 1. 2005	**1 830**	**860**

Zdroj: *ERÚ (2014)*

Pokud provozovatel elektřinu sám spotřebuje, nebo ji prodá jinému odběrateli, využije systém zeleného bonusu – třetí sloupec. Provozovatel MVE – Osek zelený bonus využíval. Zelený bonus je vyplácen za předpokladu spotřeby veškeré vyrobené elektřiny kromě vlastní spotřeby elektřiny. (ERÚ, 2014) Provozovatel a majitel elektrárny v Oseku nad Bečvou má dlouhodobě stanoveného povinně vykupujícího odběratele, společnost ČEZ.

2.1.2. Doba návratnosti investice

Návratnost byla stanovena na základě nákladů poskytnutých provozovatelem. Údaje nejsou zcela přesné, neb byly poskytnuty v zaokrouhlené v řádu tisíců. V tomto ohledu je i doba návratnosti zaokrouhlena na celé měsíce. Vzhledem k vlastním finančním zdrojům, které byly využity na počáteční investici, není brána v úvahu ani úroková míra. I z těchto důvodů byl vybrán jednoduchý vzorec (rovnice 5) pro výpočet doby návratnosti investice, kde dělenec představuje jednorázové investiční náklady a dělitel roční tok peněz resp. cash-flow. Klimatická ani technická rizika investice nejsou uvažována.

Rovnice 5: Základní výpočet návratnosti

$$\boldsymbol{Ts = \frac{12mil}{2,4mil}}$$

Doba návratnosti zde po výpočtu činí kolem 5 let, což je 3x méně než garantuje ERÚ, který na tomto základě stanovuje výši výkupních cen, případně zelených bonusů. Malá vodní elektrárna byla ovšem prvních 6 let svého provozu kompletně osvobozena od placení daní a turbína byla poskytnuta v rámci dodavatelského úvěru s určitým dodavatelským úrokem. V inkriminované době splácení investice nedošlo na řece Bečvě k extrémním hydrologickým výkyvům a tak je doba splacení investice relativně nízká. V počáteční fázi nedocházelo k nečekaným technickým problémům a tak fond oprav zůstal po dobu splácení investice nevyužit, nehledě na to, že zařízení zůstává po spuštění 5 let v záruce. Jak už bylo uvedeno dříve, průměrná roční výroba elektrárny se pohybovala okolo 900 000 kW ročně. V dalších

kapitolách bude na příkladu časových řad průtoků a množství vyrobené energie zanalyzován vliv klimatických změn.

2.2. MVE Štětí

Malá vodní elektrárna Štětí se nachází nedaleko Mělníka na Labi. Dlouhodobý roční průměrný průtok zde činí 101 m^3/s. Příprava projektu na vybudování začala v roce 2001, v květnu v roce 2005 bylo vodní dílo územně a stavebně povoleno, v roce 2014 byla MVE dostavěna, a v březnu 2015 spustila svůj provoz. Dle MVE Štětí (2015) celkový rozpočtový náklad na stavbu a technologii činil v lokalitě Štětí 964 mil. Kč. Tato částka byla kryta jednak dotačním titulem z Operačního programu podnikání a inovace, který činil 250 mil. Kč a dále z úvěru od České Spořitelny ve výši přibližně 650 mil. Kč. Dotace ve výši 250 mil. Kč se MVE ve Štětí čerpala na základě prioritní osy „efektivní energie“ a v rámci specifických cílů pak Úspory energie a obnovitelné zdroje. (MVE Štětí, 2015)

2.2.1. Výkupní ceny elektřiny

Elektřina, která je vyráběna MVE Štětí na Labi, je v plné výši vykupována společností EON Energie, a.s. Smlouva byla podepsána na 20 let. Zelené bonusy, tedy dotovanou část za prodanou elektřinu platí Operátor trhu s elektřinou, a.s. (OTE). Dle MVE Štětí (2015) výše výkupní ceny elektřiny dosahuje v roce 2015 3 300 Kč/MWh, přičemž o rok dříve, tedy v roce 2014 dosahovala hodnoty 3 230 Kč/MWh. Jak již bylo popsáno výše, výkupní ceny elektřiny i dotace formou zelených bonusů jsou každoročně posuzovány nejen kvůli dodržení návratnosti investice malé vodní elektrárny, která je stanovena energetickým regulačním úřadem na 15 let.

Roční průměrná výroba MVE Štětí je odhadována na 31,5 GWh elektřiny. Jedná se o množství elektřiny schopné zásobovat 22 tisícové město. Při ročním průměru 31,5 GWh, výkupní ceně 3230 Kč/MWh a odpovídající výše zelených bonusů činí prosté příjmy, zatím bez ohledu na fond oprav a především hydrologické výkyvy, bezmála 96 mil. Kč.

2.2.2. Doba návratnosti investice

Jak již bylo popsáno v předešlých kapitolách a jak uvádí např. ERÚ (2014), doba návratnosti u malých vodních elektráren, do kterých MVE Štětí se svými 6 MW patří, byla stanovena maximálně na 15 let.

Energeia o.p.s. dohodla stavbu s generálním dodavatelem, že bude dočasně financována formou dodavatelského úvěru s tím, že během roku 2015 sama vyřídí svoje úvěrové financování. 26. února 2015 podala společnost žádost a vyplnila smlouvu o termínovaném úvěru, a sice ve výši 621 mil. Kč. Tuto částku obdržela s úrokem ve výši 2,5 % po celou dobu trvání smlouvy. Byla domluva, že celou tuto částku banka převede na účet věřitele, tedy na účet generálního zhotovitele stavby. Dlužník se potom zavázal, že tuto částku bude splácet pravidelně od února 2015, tedy od doby, kdy obdrží první příjmy za vyrobenou energii.

U druhé části financování bylo zřejmé, že bude vyhověno žádosti obecně prospěšné společnosti na Ministerstvu průmyslu a obchodu, a sice že obecně prospěšná společnost obdrží dotaci z operačního programu podnikání a inovace. Na základě této skutečnosti si obecně prospěšná společnost zažádala na krátkou dobu, než dorazí peníze z operačního programu, o tzv. překlenovací úvěrovou linku. Úvěr z překlenovací úvěrové linky byl obratem splacen na konci února roku 2015. Návratnost investice je zde tedy počítána pouze ze zdrojů získaných z termínovaného úvěru ve výši 621 mil. Kč. (MVE Štětí, 2015)

Při výpočtu prosté doby návratnosti investice tedy práce neuvažuje celkové investiční náklady, nýbrž investiční náklady snížené o překlenovací úvěrovou linku (dotaci z operačního programu podnikání a inovace), která byla na začátku roku 2015 splacena bezprostředně po inkasování dotace z operačního programu podnikání a inovace. Jedná se zhruba o 621 mil. Kč. Při průměrné roční výrobě elektřiny a stabilní výkupní ceně, společnost dosahuje ročních výnosů 96 mil. Kč.

Rovnice 6: Základní výpočet návratnosti

$$\boldsymbol{Ts = \frac{621\,mil.}{96\,mil.}} \mathbf{= 6{,}5\ let}$$

Očekávaná doba návratnosti počáteční investice je zde bezmála 6,5 let. Pro srovnání, očekáváná doba návratnosti s počátečními investičními náklady 900 mil (náklady bez dotace z operačního programu podnikání a inovace) by byla o 2,5 roku delší. Státní energetický regulační úřad stanovuje dobu návratnosti na maximálních 15 let. MVE Štětí podmínku

s přehledem splňuje. Je zapotřebí připomenout, že MVE je po dobu prvních 6 let provozu osvobozena od placení veškerých daní. Na druhou stranu zde máme úvěr na 621 mil s relativně nízkou úrokovou mírou 2,5 % p. a., a tak očekávaná doba návratnosti investice bude vzhledem k rostoucím nákladům o něco vyšší, jak dokládá výpočet podle čisté současné hodnoty investice.

Vzhledem k využití úvěru od České Spořitelny ve výši 621 mil. Kč je na místě využít vzorec pro výpočet diskontovaných peněžních toků resp. čisté současné hodnoty investice. Uvažujeme že MVE vyrobí za rok 2015 31,5 GWh elektřiny za 3 300 Kč/MGh, tedy výnos 96 mil. Kč. Klimatická ani technická rizika zatím nejsou uvažována.

Rovnice 7: Čistá současná hodnota investice po prvním roce

$$NPV = CF + PI*(1+r)$$

$$96 + (-621*(1+0{,}025)) = \mathbf{-540{,}525\ mil.\ Kč}$$

Čistá současná hodnota investice po prvním roce je za předpokladu průměrné roční výroby elektřiny -540,525 mil. Kč, tedy po první roční splátce je třeba splatit stejně velkou částku. Pro úplné splacení investice, kde je uvažována úroková míra za poskytnutý úvěr, je dokonce vyšší než 7 let, neboť po 7 letech provozu průměrné výroby elektřiny bez zásahu klimatických rizik a hydrologických výkyvů, zbývá společnosti uhradit 13,62 mil. Kč České Spořitelně.

Tabulka 3: Výpočet čisté současné hodnoty investice (v mil. Kč)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Počáteční investice	621						
Nesplacená část investice navýšená o úrok	636,5	554,0	469,5	382,8	294,0	203,0	109,6
Výnosy	96	96	96	96	96	96	96
Zbývá uhradit do dalšího roku	540,5	458,0	373,5	286,8	198,0	107,0	***13,6***

Zdroj: *vlastní zpracování*

Zbylých 13,62 mil. Kč je MVE Štětí schopna uhradit během prvních dvou měsíců průměrné výroby elektřiny roku 2022. Pro zjednodušení je zde uvažováno, že provoz MVE Štětí byl spuštěn v lednu roku 2015, tedy o 2 měsíce dříve. Celkově se tedy jedná o 86 měsíců splácení investice bez uvažování hydrologických extrémů. Porovnáme-li prostý a diskontovaný výpočet doby návratnosti, splácení úroků nám prodlouží dobu návratnosti investice přibližně o 8 měsíců.

2.3. Klimatické změny

Problematika klimatických změn a jejich dopadů se v posledních několika letech stávají mnohem diskutovanějším tématem, než jak tomu bylo dříve. Zatímco na globální úrovni se klimatické změny zdají být spíše módním trendem k diskuzi, na lokální úrovni se jedná o prostý fakt, na který je potřeba příslušně reagovat. Nejen lidí, kteří tráví v blízkosti vodních toků veškerý svůj čas a energeticky jej využívají, se změny mohou dotknout.

Jak uvádí Reyer (2012), především by měla být zvýšena flexibilita strojů malých vodních elektráren, aby pružně reagovaly na malé průtoky vlivem sucha a vyšší průtoky než průměrné vlivem tání, častého výskytu srážek a povodní. Určitým řešením jsou např. retenční nádrže, které změny průtoku vody vhodně rozloží tak, aby v obdobích povodní chránily blízkou obec před zaplavením a v období sucha byly vhodnou zásobárnou vody. Retenční nádrže jsou

ovšem nežádoucí pro provozovatele elektráren, kteří chtějí využít potenciál průtoku vody do poslední kapky.

Mezi nejvýznamnější výkyvy počasí v posledních 20 letech patří povodně v roce 1996, 2002, 2009 a 2013 a sucho v roce 2015. Povodně v roce 1996 ani jednu ze dvou zkoumaných elektráren nepostihly, neb ani jedna z nich ještě nestála. Povodně měly dopad především na Jižní Čechy, kde byly malé vodní elektrárny ležících na řekách Malše, Mže, Stropnice nebo Berounka nuceny zastavit provoz, neboť nánosy sedimentů by mohly zařízení nevratně poškodit. Odstavení činnosti MVE bylo krátkodobého charakteru a na provozní náklady to nemělo výraznější vliv.

Vliv na elektrárny použité k zhodnocení neměly ani rozsáhlé povodně v roce 2002, které patří k nejrozsáhlejším na území ČR. Přírodní katastrofa měla rozsáhlé dopady nejen pro provozovatele malých vodních elektráren, ale především na obyvatele měst podél, či v blízkosti řek. Příčinou záplav byly nadprůměrné srážky a určitá nepřipravenost. Při takové ničivé povodni nedochází jen k pozastavení provozu, ale také k nánosu nečistot na hrubé česle MVE, nebo vyrovnání hladin nad jezem a pod ním, ale může dojít i k nenávratnému poškození elektrických rozvodů, v horším případě může dojít k stržní části stavby MVE. Povodně roku 2002 však nezasáhly ani jednu z malých vodních elektráren, na kterých je zkoumán vliv extrémních hydrologických výkyvů. MVE Štětí v té době ještě nebyla postavena, ale dílo bylo realizováno dle projektové dokumentace, zpracované tak, aby MVE odolala spolehlivě účinkům větší povodně, než byla v srpnu 2002, kdy v profilu jezu protékala větší než 100 letá voda. MVE Osek nad Bečvou sice již stála, nicméně povodně roku 2002 zasáhly převážně území Čech, nikoliv Moravy.

2.3.1. Povodně 2009

Červen a červenec roku 2009 znamenal pro provozovatele MVE další 2 měsíce podprůměrné výroby elektřiny. Povodňová vlna byla vyvolána silným přívalovým deštěm. Jak uvádí ČHMÚ (2013), povodeň nebyla ale z daleka tak silná jako ta z roku 2002, přesto průměrný průtok dosahoval mnohdy trojnásobné hodnoty než je průměr, a to zejména ve středních Čechách. Malé vodní elektrárny v Oseku nad Bečvou se povodně roku 2009 netýkaly, jak

dokládá tabulka níže. Průměrné denní průtoky v měsíci červen a červenec nikterak neovlivnily výrobu elektřiny, neboť se jednalo o průtoky jen lehce nad průměrem.

Tabulka 4: Průměrné měsíční denní průtoky na Horní Bečvě (m^3/s)

Měsíc	Rok 2009	Rok 2010	Rok 2011	Rok 2012	Rok 2013	Rok 2014	Rok 2015
1.	11,6	11,7	26,4	20,3	14,8	10,4	22,1
2.	13,3	30	14,4	10,1	32,4	12,9	22,7
3.	84,4	33,2	12	54	34,6	7,75	24,3
4.	29,4	21,7	13	12,4	41,2	11	25,6
5.	5,1	106	14,1	8,14	18,2	25,8	8,76
6.	**21,3**	**50**	**7,96**	**16,3**	**29,7**	**5,78**	**3,85**
7.	**15,8**	**14,4**	**34,4**	**4,38**	**5,5**	**13,6**	**2,14**
8.	3,28	11,1	25	2,9	2,96	14,8	3,06
9.	2,31	38,9	4,14	3,94	9,48	17,4	2,12
10.	18,1	11,8	3,32	11,7	4,91	18,4	1,88
11.	19,8	16	2,79	14	7,27	12	5,9
12.	13,4	37,4	5,07	11	14,7	14,9	7,36

Zdroj: *ČHMÚ (2013)*

2.3.2. Hydrologické sucho 2015

Již od února roku 2015 se začal projevovat srážkový deficit, který na konci srpna dosáhl ¼ průměrného srážkového úhrnu za dané období. Od začátku ledna do konce srpna spadlo pouze 353 mm srážek. Bylo provedeno až 500 hydrometrických měření a ukázalo se, že na mnoha profilech byl naměřen nejmenší průtok za dobu pozorování měření meteorologických hydro-stanic. Zatímco dříve uvedené povodně se vyskytovaly pouze lokálně, sucho zasáhlo území celé České republiky.

Vodní zákony mimo jiné v ČR požadují, aby byl zachován minimální říční průtok, tedy že nesmí být využita veškerá voda v korytě pro turbínu. Průtok spravuje vodoprávní úřad pro každou malou vodní elektrárnu individuálně. Podle Koutný (1999) je nedodržení minimálního průtoku sankciováno finančně, nebo odebráním licence umožňující nakládání s vodou. Sanační průtok, jenž je synonymem pro průtok minimální, je určen v manipulačním řádu MVE.

U konkrétního případu malé vodní elektrárny Štětí v roce 2015 pro srovnání práce konstatuje, že zatímco v měsíci květnu 2015, který byl vybrán pro tuto elektrárnu jako optimální, obě turbíny vyrobily 2,26 MW, tak v témže roce v letních a velmi suchých měsících bylo vyrobeno v červenci 1,01 MW a v srpnu 0,8 MW. Ještě v měsíci září bylo vyrobeno jenom 1,2 MW. Až měsíc říjen 2015 se výrobou energie se pomalu vrací k normálu a bylo vyrobeno 1,5 MW. V měsíci listopadu bylo následně vyrobeno 1,9 MW a v prosinci pak 2,6 MW.

Jak vyplývá z interních zdrojů, elektrárna vyrobila nejméně v srpnu 2015, kdy za vyrobeného množství 0,852 MW utržila 2 829 144 Kč. Naproti tomu pro MVE v optimálním měsíci květnu obdržela společnost vyrábějící elektřinu v platbách 7 483 628 Kč. Když tato čísla vyjádříme v procentech, tak v měsíci srpen dosáhla pouze 38 % příjmů k optimu měsíce května. Měsíc srpen 2015 byl historicky nejhorším suchem vzhledem k profilu MVE Štětí za období posledních 30 let. Vzhledem ke krátké činnosti MVE ve Štětí se těžko hodnotí období povodní v České republice. Rozsáhlé povodně byly na území ČR zaznamenány naposledy v roce 2002 a menší povodně pak v roce 2009. Dílo bylo realizováno dle projektové dokumentace, zpracované tak, aby MVE odolala spolehlivě účinkům větší povodně, než byla v srpnu 2002, kdy v profilu jezu protékala větší než 100 letá voda. Riziko je prakticky eliminováno již technickým návrhem MVE.

Celkově tak projektované parametry MVE Štětí, když je odečtena vlastní spotřeba elektrické energie, vykazují parametr 30 000 MWh za rok. Pro suché období je předpoklad, že se i dle projektové dokumentace suchý rok opakuje jednou za čtyři roky. Je pak počítáno s výrobou 27 600 MWh za rok. Projektová úvaha vychází z průtoků dlouhodobě vysledovaných na jezu Štětí. Skutečnost v roce 2015, který byl extrémně suchý je pak 24 000 MWh. Jak vyplývá z diskuze, rozdíl 7 500 MWh znamená 75 % plánovaného projektovaného parametru. Příjmy ve sledovaném roce klesly o 25 %.

Průtoky na Horní Bečvě, které práce prezentuje v předešlé kapitole, jsou nejnižšími průtoky za posledních 12 let. Relativně stejně nízké průtoky byly evidovány i na Labi, resp. v měřící stanici Mělník, která je cca 20 km od MVE – Štětí. Díky nízkým průtokům, obě elektrárny vyrobily v inkriminovaných měsících méně elektřiny a MVE na Horní Bečvě na necelé dva týdny zastavila provoz, neboť nebyla schopna dodržet minimální resp. sanační průtok. (Koutný, 1999)

V následující kapitole práce zhodnotí, zda vysoké, či nízké průtoky způsobené klimatickými změnami mají vliv na návratnost investice.

2.4. Vliv klimatických změn na návratnost investice

Jak bylo již uvedeno dříve, klimatické změny mohou ovlivňovat příznivě i negativně výrobu elektrické energie u malých vodních elektráren. Před samotnou investicí do MVE investor pečlivě zvažuje všechna možná rizika, která by nepříznivě ovlivnila výrobu elektřiny. Jak uvádí Reyer (2012), klimatická rizika jsou však zpravidla uvažována až sekundárně, neboť větší důraz se klade například na riziko odbytu.

Malá vodní elektrárna Štětí na Labi při roční průměrné výrobě elektřiny 31,5 GWh vyrobí elektřinu pro 22 tisícové město. Příjmy z prodeje jsou dané fixními výkupními cenami. Elektrárna je v provozu od března roku 2015 a hned čelila hydrologickému suchu. Pro zjednodušení výpočtů, práce uvažuje uvedení elektrárny do provozu od ledna roku 2015. Během suchého období elektrárna Štětí vyprodukovala dle MVE Štětí (2015) 75 % svého energetického potenciálu, tedy zhruba 23 GWh, což na první pohled dobu návratnosti investice může ohrozit. Průměrné roční tržby, které činí 96 mil. Kč, odpovídají 100 % potenciálu elektrárny. Práce uvažuje 75 % potenciál elektrárny, tedy 72 mil. Kč.

Rovnice 8: Prostá doba návratnosti

$$\boldsymbol{Ts = \frac{621mil}{72\,mil}} \mathbf{= 8{,}6\ let}$$

Prostá doba návratnosti se vlivem klimatické změny prodlouží o dva roky. Je zde samozřejmě předpoklad, že by hydrologické sucho trvalo po všechny roky, což je však vzhledem k minulému vývoji hydrometeorologie nepravděpodobné. Dle IPCC (2014) se suchá období povětšinou nejen na území ČR opakují ve čtyřleté periodě. Je však nutné poznamenat, že hydrologické sucho v roce 2015 bylo vzhledem k suchům předchozím značně extrémní a a není tedy možné s určitostí tvrdit, že vzhledem k dříve nepředvídaným současným výkyvům klimatu je naprosto vyloučeno, že se může opakovat častěji.

Relativně přesnějším vzorcem pro určení nejen doby návratnosti investice je vzorec čisté současné hodnoty, jenž uvažuje úroky z úvěru od České Spořitelny v hodnotě právě 621 mil. Kč.

Rovnice 9: Čistá současná hodnota investice po prvním roce

$$NPV = CF + PI*(1+r)$$

$$72 + (-621*(1+0{,}025)) = \mathbf{-564{,}5\ mil.\ Kč}$$

Čistá současná hodnota investice po prvním roce provozu je za předpokladu průměrné roční výroby elektřiny -564,5 mil. Kč, tedy po první roční splátce je třeba splatit stejně velkou částku. V projektové dokumentaci MVE Štětí investor uvažuje právě čtyřletou periodu hydrologického sucha. Práce uvažuje výrobu elektřiny suchých období shodných s výrobou elektřiny roku 2015, tedy již zmiňovaného 75 % potenciálu MVE s tržbou 72 mil. Kč.

Tabulka 5: Čistá současná hodnota investice (v mil. Kč)

	2015	2016	2017	2018	**2019**	2020	2021
Počáteční investice	621						
Nesplacená část investice navýšená o úrok	636,5	578,6	494,7	408,7	320,5	254,7	162,7
Výnosy	72	96	96	96	72	96	96
Zbývá uhradit do dalšího roku	564,5	482,6	398,7	312,7	248,5	158,7	**66,7**

Zdroj: *vlastní tvorba*

Při čtyřleté periodě hydrologického sucha dle projektové dokumentace MVE Štětí by po sedmiletém splácení měla elektrárna čistou současnou hodnotu – 66,67 mil. Kč. Za předpokladu čtyřleté periody suchého období by MVE Štětí v září roku 2022 splatila své závazky. Oproti průměrné roční výrobě bez klimatických výkyvů se doba návratnosti prodloužila o 6 měsíců a celkově o 7 %.

MVE v Oseku nad Bečvou vyrábí v průměru každý rok 960 000 kWh, což při výkupní ceně 3,10 Kč (cena za silovou elektřinu + zelený bonus) činí roční tržbu přibližně 2,4 mil. Kč. Ovlivnění doby návratnosti investice vlivem klimatických změn u této elektrárny nelze uvažovat, neboť se jí netýkaly. Při povodni v roce 1996 MVE ještě nestála, v roce 2002 se povodně týkaly především středních Čech a pozdější klimatické extrémy byly po době, kdy už investor měl malou vodní elektrárnu splacenou. Za prvních 5 let provozu, kdy zařízení je v záruce, fond oprav je minimální a majitel vodní elektrárny nebyl finančně závislý na jakékoliv výplatě z vodního díla, se povedlo zaplatit celé technologické zařízení. Výkupní cena energie byla v té době 1,80 Kč a v roce 2005 dosáhla 2,50 Kč. Z hydrologických extrémů se MVE v Oseku nad Bečvou týkalo zejména hydrologické sucho roku 2015. Podobně jako u elektrárny ve Štětí, i MVE na Bečvě dosahovala 75 % potenciálu výroby elektřiny. Výroba elektřiny v roce 2015 byla 720 000 kW, což se stejnoměrně projevilo na tržbách, které klesly také o 25 %. Kdyby investor v období sucha ještě splácel své investice, mohlo by to dobu návratnosti prodloužit. Práce se pokusí takovou situaci namodelovat. Uvažujme opakující se čtyřletou periodu sucha podle IPCC (2014). Elektrárna byla uvedena do provozu od ledna roku 2015 pro možnost porovnání s MVE Štětí. Úroková míra zde není uvažována.

Rovnice 10: Čistá současná hodnota investice

$$NPV = 1{,}8 + 2{,}4 + 2{,}4 + 2{,}4 + 1{,}8 = 10{,}8 \text{ mil. Kč}$$

V polovině roku 2020 by byla malá vodní elektrárna v Oseku nad Bečvou řádně splacena, neboť by provozovateli zbývalo doplatit 1,2 mil. Kč, což je přesně polovina průměrné roční tržby bez extrémních hydrologických výkyvů. Doba návratnosti investice by se vlivem suchého období prodloužila o 10 %.

Závěr

Na podrobné analýze dvou malých vodních elektráren, MVE Štětí a MVE Osek n. Bečvou byly demonstrovány rozdílné ekonomické ukazatele, které zhodnotily provoz obou MVE s přihlédnutím k extrémním výkyvům počasí, které jsou typické pro několik posledních let v České republice. Zvláštní důraz byl v práci kladen na rok 2015, který byl extrémní, co se týče srážek a úbytku spodní vody. Zkoumaný vzorek dvou malých vodních elektráren byl dostačující pro částečné vyvrácení hypotézy kladené v úvodu práce. Pro objektivní posouzení globálního vlivu klimatických změn na MVE bylo by ovšem nezbytné pro výzkum zahrnout větší vzorek malých vodních elektráren.

Na příkladu první hodnocené MVE ve Štětí práce dokumentuje výrazný rozdíl ve výrobě elektrické energie v květnu se srovnáním výroby elektrické energie v měsících v teplé části roku. Podobné snížení výroby elektřiny vykázala za rok 2015 i MVE v Oseku nad Bečvou.

Práce si klade za cíl zjistit, do jaké míry ovlivní extrémní výkyvy počasí dobu návratnosti investice. Pro určení prokazatelného vlivu extrémních výkyvů počasí na návratnost investice by však byl zapotřebí pravděpodobně větší vzorek dat, který by pokrýval větší území České republiky, respektive různá povodí.

Při uvažování čtyřleté periody opakujícího se sucha na našem území se doba návratnosti investice může prodloužit až o půl roku, neboť nízké průtoky znamenají méně vyrobené a následně prodané elektřiny. Při menším objemu prodané elektřiny klesají zisky a při neexistujících rezervních fondech se může prodloužit doba návratnosti investice do MVE. Nicméně i přes prodloužení splácení investice až o půl roku je rozdíl mezi dobou návratnosti garantované státem a reálným splacením investice stále značný. Dochází zde k asymetrii informací mezi provozovatelem malé vodní elektrárny a státní institucí, která každoročně stanovuje výkupní ceny elektřiny – Energetickým regulačním úřadem – ERÚ. Zde stát garantuje návratnosti investice na maximálních 15 let a tuto dobu garantuje relativně vysoké výkupní ceny elektřiny, zpravidla ale dochází ke splacení investice dvakrát rychleji. K takovým situacím může docházet za předpokladu příznivých klimatických podmínek, nízkého úroku či absenci technických problémů. Stát jako regulátor zde tedy nastavuje příliš vysoké výkupní ceny elektřiny a pomáhá tím, tak jak kritizuje Samuelson a Nordhaus (2007), spíše samotným výrobcům, než společnosti která má v důsledku drahou elektřinu. Dochází

zde ke zjevnému pochybení státu, za což může v první řadě informační bariéra a za druhé nekoordinovanost státních institucí, které čelí silnému ekonomickému lobby.

Práce tak nepotvrdila stanovenou hypotézu, že extrémní klimatické změny nemají vliv na návratnost investice do MVE. Je tak k dalšímu posouzení, zda opakující se extrémně teplé roky a častý výskyt srážek, ovlivní významně návratnost investice v oblasti malých vodních elektráren.

Obě elektrárny mají jednu společnou věc, a sice ovlivnění výroby elektrické energie vlivem klimatických změn, zejména za poslední tři roky. Extrémní sucho zastavilo činnost elektrárny v Oseku na cca 2-3 týdny během inkriminovaných tří měsíců sucha. Stejně tak hydrologické extrémy ovlivnily činnost elektrárny ve Štětí. Tržby za rok 2015 klesly o 25 % oproti plánu a průměrnému zisku. Můžeme tedy konstatovat, že na provoz elektrárny má extrémní sucho vliv a ani na návratnost investice nejsou hydrologické extrémy časově zanedbatelné, neboť u elektrárny Štětí bylo dokázáno, že při opakující se periodě čtyřletého sucha se návratnost investice prodlouží vlivem klimatických změn o zhruba 6 měsíců. Je však zapotřebí zdůraznit, že hydrologické sucho roku 2015 bylo historicky extrémní a je otázkou pro hydrometeorology, zda se bude v nejbližší době opakovat. U elektrárny v Oseku nad Bečvou práce dokázala, že na návratnost investice hydrologické extrémy neměly vliv, neboť elektrárna byla splacena před extrémním suchem v roce 2015. Modelový příklad však dokázal, že kdyby byla MVE na Bečvě spuštěna roku 2015, návratnost investice by se díky suchu prodloužila o půl roku, neboli o 10 % původního plánu.

Hypotéza, která zní: „Relativně krátké hydrologické výkyvy nemají na návratnost investic v dlouhém období výrazný vliv“, tak nebyla potvrzena, neboť se doba návratnosti prodloužila vlivem klimatické změny o 6 měsíců. Je zde však předpoklad extrémního opakujícího se sucha a nulových fondů pro ztrátové měsíce.

Seznam zdrojů použité literatury

AKERLOF, G. (1970). The Market for “Lemons”: Quality Uncertainty and the Market Mechanism. *Quarterly Journal Of Economics*, Vol. 84, No.3, s. 488–500.

ATKINSON, A. B., & STIGLITZ, J. E. (2015). *Lectures on Public Economics*. Princeton University Press. ISBN 9781400866250.

BALDWIN, R., CAVE, M., & LODGE, M. (2012). *Understanding regulation: theory, strategy, and practice (2nd ed.).* New York: Oxford University Press. ISBN 0199576084.

BARON, D. P., & BESANKO, D. (1984). Regulation, Asymmetric Information, and Auditing. *The Rand Journal Of Economics*, Vol. 15, No. 4, s. 447–470.

CAMP, J. J. (2002). *Venture capital due diligence: a guide to making smart investment choices and increasing your portfolio returns*. New York: Wiley. ISBN 0-471-12650-0.

CEP. (2002). Milan Sojka: Asymetrické informace a jejich důsledky pro metodologii ekonomie [Online]. Získáno 07-08-2016, z http://cepin.cz/cze/prednaska.php?ID=241

ČHMÚ. (2013). N–leté průtoky [Online]. Získáno 07-08-2016, z http://voda.chmi.cz/opv/data/qn.html

DAVIES, E. G. R., KYLE, P., & EDMONDS, J. A. (2013). An integrated assessment of global and regional water demands for electricity generation to 2095. *Advances In Water Resources*, Vol. 52, s. 296–313.

DINCER, I., & DOST, S. (1996). A perspective on thermal energy storage systems for solar energy applications. *International Journal Of Energy Research*, Vol. 20, No. 6, s. 547–557.

DRUDI, F., & MASSA, M. (2005). Price Manipulation in Parallel Markets with Different Transparency. *The Journal Of Business*, Vol. 78, No. 5, s. 1625–1658.

DUŠIČKA, P., GABRIEL, P., HODÁK, T., ČIHÁK, F., & ŠULEK, P. (2003). *Malé vodní elektrárny*. Bratislava: Jaga.

ERÚ (2014). Roční zpráva o provozu ES ČR. Praha: ERÚ. Získáno 07-08-2016, z https://www.eru.cz/documents/10540/462820/Rocni_zprava_provoz_ES_2014.pdf/933fc41a-ad79-4282-8d0f-01eb25a63812

HOLATA, M. (2002). *Malé vodní elektrárny: projektování a provoz*. Praha: Academia. ISBN 80-200-0828-4.

CHAMBERLAIN, T. W. (2008). Liquidity, Profitability and Business Investment. *International Advances In Economic Research*, Vol. 14, No. 3, s. 350–351.

IPPC. (2014). *Climate change 2014: impacts, adaptation, and vulnerability : Working Group II contribution to the fifth asssessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. New York: Cambridge University Press. ISBN 978-1-107-05807-1.

KOCUM, J., & JÁNSKÝ, B. (2008). Dynamika hydrologického režimu v pramenných oblastech vodních toků. In *Údolní niva jako prostor ovlivňující průběh a následky povodní* (s. 72–82). Praha: Univerzita Karlova v Praze, Přírodovědecká fakulta. ISBN 978-80-86561-59-2.

KOUTNÝ, L. (1999). Manipulační řád s technickým popisem pro malou vodní elektrárnu. Osek nad Bečvou.

LAFFONT, J. (1994). Regulation of Pollution with Asymmetric Information. *Nonpoint Source Pollution Regulation: Issues And Analysis*, Vol. 3, s. 39–66.

MPO. (2011). Obnovitelné a druhotné zdroje energie [Online]. Získáno 07-08-2016, z http://www.mpo.cz/cz/energetika-a-suroviny/obnovitelne-druhotne-zdroje-energie/

MVE Osek, Osek. N. Bečvou, (2006). Interní finanční údaje a bilance výroby.

MVE Štětí, Štětí na Labi, (2015). Interní finanční údaje a bilance výroby.

REYER, C. (2012). Climate change adaptation and sustainable regional development: a case study for the Federal State of Brandenburg, Germany. *Regional Environmental Change*, Vol. 12, No. 3, s. 523–542.

SAMUELSON, P. A., & NORDHAUS, W. D. (2007). *Ekonomie* (Vyd. 18.). Praha: NS Svoboda. ISBN 8020505903.

SIBLEY, D. (1989). Asymmetric Information, Incentives and Price-Cap Regulation. *The Rand Journal Of Economics*, Vol. 20, No. 3, s. 392–404.

STIGLITZ, J. E. (1997). *Ekonomie veřejného sektoru*. Praha: Grada, ISBN 80-7169-454-1.

VALACH, J. (2006). *Investiční rozhodování a dlouhodobé financování* (2., přeprac. vyd.). Praha: Ekopress, ISBN 80-86929-01-9.

VAN VLIET, M. T., WIBERG, D., LEDUC, S., & RIAHI, K. (2016). Power-generation systém vulnerability and adaptation to changes in climate and water resources. *Nature Climate Change*, Vol. 6, s. 375–380.

VLNAS, R. (2010). Časová a plošná variabilita hydrologického sucha v podmínkách klimatické změny na území České republiky. Praha: Výzkumný ústav vodohospodářský T. G. Masaryka. ISBN 978-80-87402-11-5.

ZÁKON č. 165/2012 Sb.: Zákon o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů.

Poznámka: Zdroj KOUTNÝ, L. (1999) byl získán na základě osobní návštěvy elektrárny Velký Osek dne 25. 4. 2016. Tento zdroj není dostupný pro širší veřejnost.