



ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

Fakulta elektrotechnická
Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

Porovnání možností akumulace elektrické energie

Comparison of Possibilities of Electricity Accumulation

Bakalářská práce

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management

Studijní obor: Elektrotechnika a management

Vedoucí práce: Ing. Miroslav Vitek, CSc.

Filip Antl

Praha 2016

České vysoké učení technické v Praze
Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

ZADÁNÍ BAKALÁŘSKÉ PRÁCE

Student: **Antl Filip**

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

Název tématu:

Porovnání možností akumulace elektrické energie

Pokyny pro vypracování:

1. Přehled možností akumulace elektřiny z OZE
2. Specifikace variant z ekonomického hlediska
3. Ekonomické porovnání variant z hlediska projektu

Seznam odborné literatury:

1. Rychetník V.: Větrné motory a elektrárny. ČVUT, Praha 1997.
2. Brealey R.A., Myers S.C.: Teorie a praxe firemních financí. Victoria Publishing, 1994.

Vedoucí bakalářské práce: Ing. Miroslav Vítek, CSc.

Platnost zadání: do konce letního semestru 2016/2017

L.S.

Prof. Ing. Jaroslav Knápek, CSc.

vedoucí katedry

Prof. Ing. Pavel Ripka, CSc.

děkan

V Praze dne 10.2.2016

Prohlášení

Prohlašuji, že jsem tuto bakalářskou práci vypracoval samostatně a v souladu s Metodickým pokynem o dodržování etických principů při přípravě vysokoškolských závěrečných prací, a že jsem uvedl všechny použité informační zdroje.

V Praze dne 27. 5. 2016

.....

Filip Antl

Poděkování

Rád bych poděkoval svému vedoucímu bakalářské práce Ing. Miroslavovi Vítкови, CSc. za věcné rady, Doc. Ing. Jiřímu Vašíčkovi, CSc. a Ing. Josefu Černohousevi za ochotu a užitečné poznámky při tvorbě této práce.

Abstrakt

Tato bakalářská práce se zabývá možnostmi akumulace elektrické energie pro účely stabilizování výroby elektrické energie z obnovitelných zdrojů, jako jsou větrné a fotovoltaické elektrárny. První část práce ukazuje vývoj struktury výroby a instalovaných výkonů zdrojů v Evropě v posledních několika letech. Další část je zaměřená na fyzikální podstatu a parametry jednotlivých možností akumulace elektrické energie. V poslední části je provedena ekonomická analýza konkrétních projektů, jejichž parametry byly zvoleny na základě skutečných projektů nebo obecně udávaných dat.

Klíčová slova

obnovitelné zdroje energie, silová elektřina, podpůrné služby, denní trh

Abstract

This bachelor thesis considers possibilities of accumulation of electricity in order to stabilize the production of renewable energy sources such as wind power plants and photovoltaic power plants. The first part of the work shows the development of the structure of generation and installed power of sources in Europe in the last years. The next part is focused on the physical fundamentals and parameters of all possibilities of accumulation of electricity. The last part is an economic analysis of specific projects whose parameters were chosen based on real projects or generally given data.

Key words

renewable energy sources, wholesale electricity, ancillary services, daily market

Obsah

1	Úvod	13
2	Vývoj struktury výroby elektrické energie v Evropě.....	14
3	Rozdělení akumulačních elektráren podle doby trvání akumulačního cyklu.....	18
3.1	Krátkodobé.....	18
3.1.1	Elektrochemické baterie.....	18
3.1.2	Setrvačníky	19
3.1.3	Supravodivé cívky - SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage).....	20
3.1.4	Superkapacitory - SCESS (Super Capacitor Energy Storage System)	21
3.2	Střednědobé.....	22
3.2.1	Přečerpávací elektrárny.....	22
3.2.2	Tlakovzdušné akumulační elektrárny - CAES (Compressed Air Energy Storage).....	24
3.2.3	Kryogenní akumulační elektrárny - CES (Cryogenic Energy Storage)	26
3.3	Dlouhodobé.....	28
3.3.1	Technologie Power to Gas.....	28
4	Ekonomické analýzy	31
4.1	Ekonomické porovnání projektů s krátkodobým cyklem	32
4.1.1	Příklad výpočtů v prvním roce analýzy projektu Li-ion baterií	34
4.1.2	Výsledky ekonomické analýzy pro základní scénář vývoje cen	37
4.1.3	Výsledky ekonomické analýzy pro příznivý scénář vývoje cen.....	39
4.1.4	Výsledky ekonomické analýzy pro nepříznivý scénář vývoje cen.....	40
4.1.5	Celkové hodnocení projektů z hlediska ekonomické analýzy akumulačních elektráren s krátkodobým cyklem.....	42
4.2	Ekonomické porovnání projektů se střednědobým cyklem	42
4.2.1	Příklad výpočtů v prvním roce analýzy projektu PHS.....	45
4.2.2	Výsledky ekonomické analýzy pro základní scénář vývoje cen	48
4.2.3	Výsledky ekonomické analýzy pro příznivý scénář vývoje cen.....	50
4.2.4	Výsledky ekonomické analýzy pro nepříznivý scénář vývoje cen.....	51
4.2.5	Celkové hodnocení projektů z hlediska ekonomické analýzy akumulačních elektráren se střednědobým cyklem	53
4.3	Ekonomické porovnání projektů s dlouhodobým cyklem	53
4.3.1	Příklad výpočtů v prvním roce analýzy projektu P2G 500 MW	56
4.3.2	Výsledky ekonomické analýzy pro základní scénář vývoje cen	59

4.3.3	Vliv na cenu zemního plynu pro základní cenový vývoj	61
4.3.4	Výsledky ekonomické analýzy pro příznivý scénář vývoje cen.....	61
4.3.5	Vliv na cenu zemního plynu pro příznivý cenový vývoj.....	63
4.3.6	Výsledky ekonomické analýzy pro nepříznivý scénář vývoje cen.....	63
4.3.7	Vliv na cenu zemního plynu pro nepříznivý cenový vývoj.....	65
4.3.8	Celkové hodnocení projektů z hlediska ekonomické analýzy akumulčních elektráren s dlouhodobým cyklem	65
5	Závěr	66
	Seznam obrázků	71
	Seznam příloh.....	72
	Seznam symbolů a zkratk	73
	Použitá literatura.....	74

1 Úvod

V této bakalářské práci se budu zabývat možnostmi akumulace elektrické energie za účelem stabilizování výroby elektrické energie z důvodu přibývání intermitentních zdrojů v elektrizační soustavě. Zvládnutí efektivní akumulace elektrické energie ve velkém měřítku bude pro vývoj naší moderní společnosti klíčové. V souvislosti s rostoucím podílem obnovitelných zdrojů s časově proměnným výkonem v elektrizační soustavě, se stává akumulace elektrické energie stále více nezbytnou, jak pro udržení stability sítě při nedostatku výroby, tak pro ekonomické zhodnocení přebytečně vyrobené energie, kterou je možné později využít.

Nejprve se zaměřím na vývoj struktury výroby a instalovaných výkonů zdrojů v Evropě mezi roky 2010 a 2014, stejně tak jako na vývoj dob využití maxima respektive koeficienty ročního využití. Poté se budu zabývat fyzikální podstatou jednotlivých možností akumulace elektrické energie a zmíním existující instalace těchto akumulačních elektráren a typické parametry, kterých současné instalace dosahují. Dále budu provádět ekonomické analýzy konkrétních projektů za současných podmínek na území České republiky. Ke zpracování ekonomických analýz budu využívat program Excel. Parametry těchto projektů si zvolím na základě existujících projektů nebo projektů ve výstavbě. Pokud nebude existovat projekt podobných parametrů nebo o něm nebudou dostupná data, tak budu vlastnosti zvoleného projektu volit na základě obecně udávaných dat. Výstupy těchto analýz tedy budou založené na dostupných datech, která se mohou od skutečnosti výrazně lišit, tudíž výsledky budou mít pouze orientační charakter.

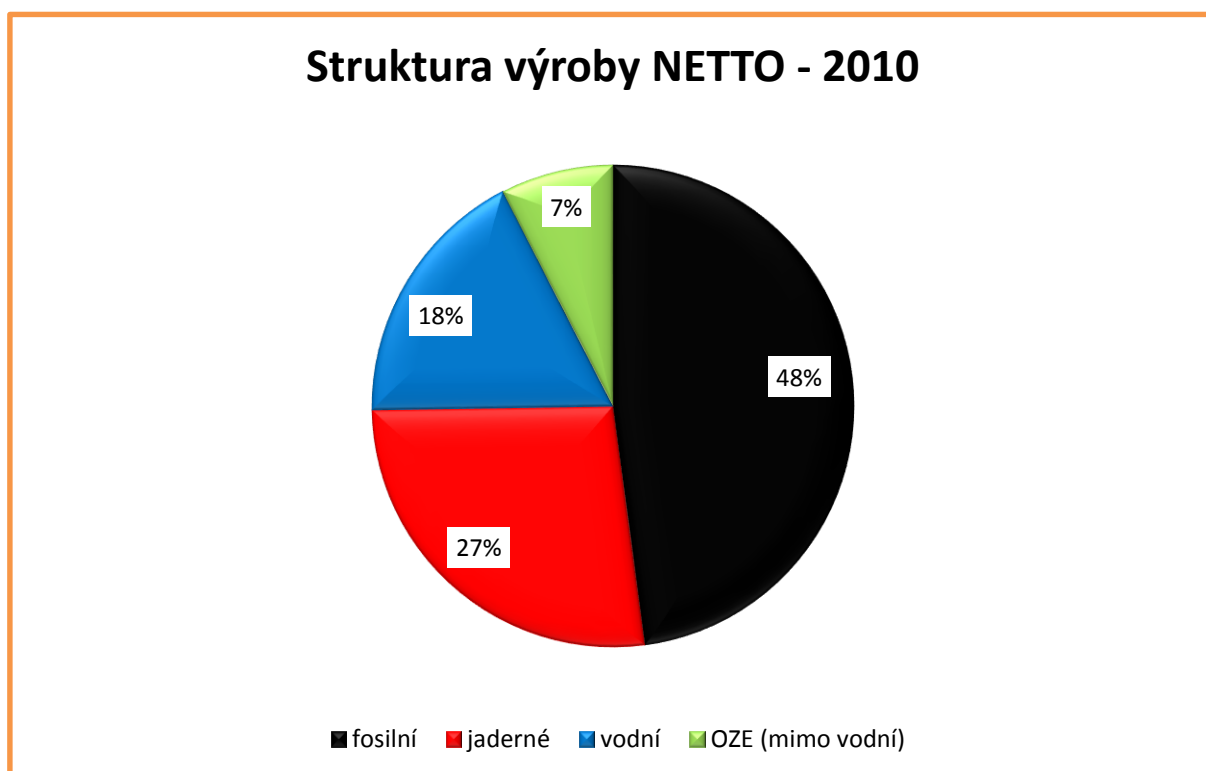
2 Vývoj struktury výroby elektrické energie v Evropě

V současnosti se akumulace elektrické energie stává jedním z nejdůležitějších témat energetiky. Tento trend je zapříčiněn prudkým nárůstem podílu obnovitelných zdrojů energie na výrobě v elektrizačních soustavách. Nejstrmější nárůst instalovaného výkonu OZE v rámci Evropy, zejm. větrných elektráren, zažívá v posledních letech především Německo, a protože většina zemí Evropy má propojené přenosové soustavy, tak se tento trend významně týká i České republiky. V tabulkách a na grafech níže je podíl hlavních zdrojů elektrické energie na výrobě v Evropě pro roky 2010 a 2014.

Struktura výroby elektrické energie NETTO v Evropě v TWh

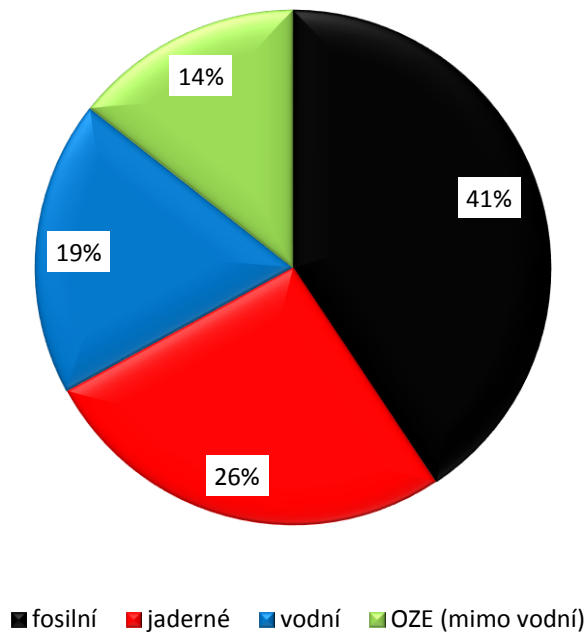
rok	fosilní	jaderné	vodní	OZE (mimo vodní)
2010	1595	895	589	252
2014	1321	859	604	468

Tab. 1 Struktura výroby elektrické energie NETTO v Evropě (zdroj: ENTSO-E)



Graf 1: Podíl zdrojů na výrobě v Evropě pro rok 2010

Struktura výroby NETTO - 2014



Graf 2: Podíl zdrojů na výrobě v Evropě pro rok 2014

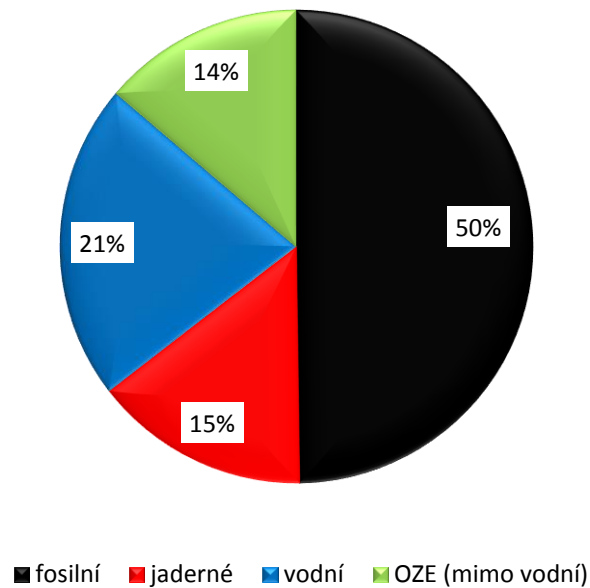
V tabulce 2 a grafech 3,4 pak můžeme vidět, že podíl obnovitelných zdrojů na celkovém instalovaném výkonu je podstatně vyšší než jejich výroba.

Struktura instalovaných výkonů elektráren v Evropě v GW

rok	fosilní	jaderné	vodní	OZE (mimo vodní)
2010	452	134	197	125
2014	463	127	202	229

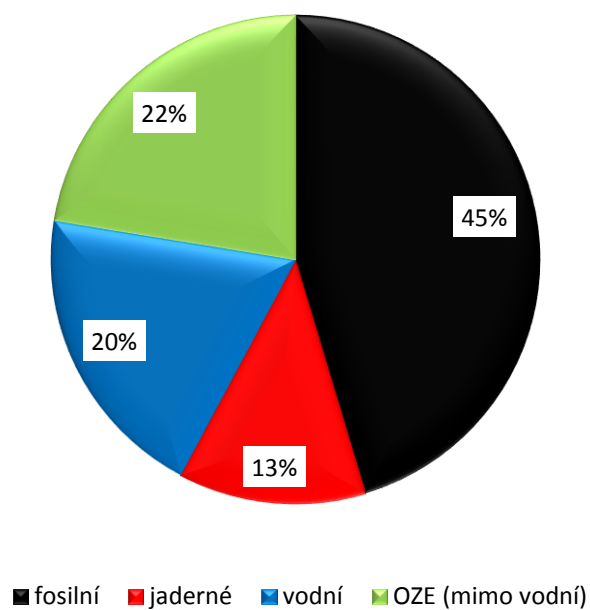
Tab. 2 Struktura instalovaných výkonů elektráren v Evropě (zdroj: ENTSO-E)

Struktura instalovaných výkonů - 2010



Graf 3: Podíl zdrojů na instalovaném výkonu v Evropě pro rok 2010

Struktura instalovaných výkonů - 2014



Graf 4: Podíl zdrojů na instalovaném výkonu v Evropě pro rok 2014

V energetice obvykle bývalo třeba delších časových horizontů pro sledování výraznějších změn struktury energetického mixu. Z těchto dat je však zřejmé, že během pouhých 4 roků došlo k velice zásadní obměně. Netřeba zmiňovat, že tuto změnu mají na svědomí OZE. Celková výroba elektrické energie klesla z 3331 TWh na 3252 TWh. Nelze tedy hovořit o žádném výrazném poklesu výroby. Výroba stejně jako instalovaný výkon OZE vzrostly během tohoto období téměř dvojnásobně. Toho bylo dosaženo zejm. na úkor výroby elektráren na fosilní paliva, přestože jejich instalovaný výkon během tohoto období vzrostl. To svědčí o tom, že mnoho těchto elektráren nebylo využíváno v nepřetržitém provozu, ale právě naopak částečně sloužili jako výkonová rezerva pro případ nedostatku výroby z OZE. Takový provoz samozřejmě není efektivní a v případě uhelných zdrojů mnohdy ani výhodný z ekonomického hlediska, nicméně prozatím nutný. Nepochybně se to promítne do koeficientu ročního využití těchto zdrojů. Naopak trend ve změně výroby jaderných elektráren ochotně kopíruje změnu jejich instalovaného výkonu, což souvisí s obtížnou regulací výkonu těchto zdrojů. Z dat vyplývá, že podobně se chovají i vodní elektrárny. Jejich výkon je sice často regulovatelný velice dobře, ale vzhledem k tomu, že se jedná o bezemisní zdroj energie, tak je vždy snaha všechnu tuto „čistou“ energii využít.

Největší odlišnosti v grafu výroby a instalovaného výkonu dosahují jaderné elektrárny a OZE. Zatímco jaderné elektrárny dosahují v relativních číslech výroby bezmála dvojnásobné než je jejich instalovaný výkon, tak u OZE to je právě naopak. Tento fakt dobře vystihuje koeficient ročního využití k_r .

$$k_r = \frac{P_r}{P_I} = \frac{E_r}{P_I \cdot 8760} [-]$$

E_r – roční vyrobená energie [GWh]

P_r – průměrný celoroční výkon ($E_r/8760$) [GW]

P_I – instalovaný výkon [GW]

Koeficienty ročního využití elektráren v Evropě				
rok	fosilní	jaderné	vodní	OZE (mimo vodní)
2010	0,40	0,76	0,34	0,23
2014	0,33	0,77	0,34	0,23

Tab. 3 Koeficienty ročního využití v Evropě (zdroj: ENTSO-E)

Z tabulky 3 je patrné, že jedinou zásadní změnou, co se ročního využití elektráren týče, prošly elektrárny spalující fosilní paliva. Výroba energie z obnovitelných zdrojů, zejména pak z větrných elektráren, je dosti obtížně předvídatelná a tedy prakticky neregulovatelná. Pro zajištění spolehlivých dodávek energie se tedy s těmito zdroji počítat nedá. Ideálním řešením je efektivně skladovat elektrickou energii v době nadbytku výroby a tuto energii pak zpětně přeměnit na elektřinu v době nedostatku výroby.

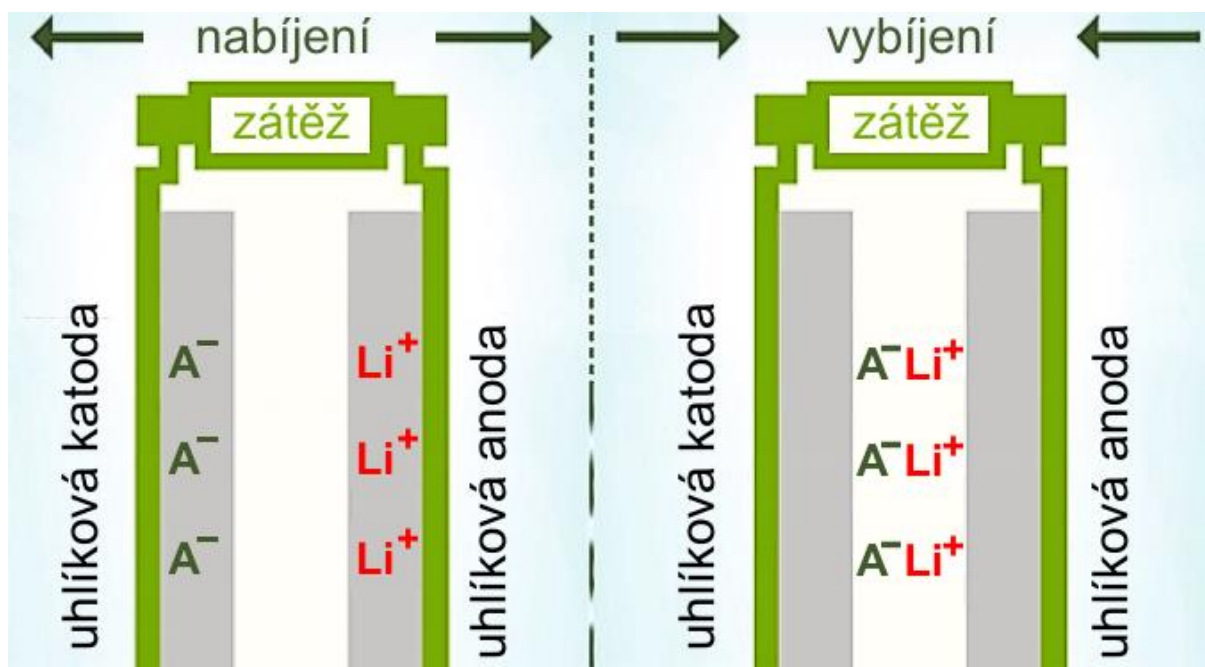
3 Rozdělení akumulčních elektráren podle doby trvání akumulčního cyklu

3.1 Krátkodobé

Krátkodobým cyklem akumulční elektrárny se rozumí, že doba nabití a vybití dohromady trvají výrazně méně než jeden den, typicky řádově desítky minut, maximálně jednotky hodin. Elektrárny v této skupině se často aktivně účastní primární regulace frekvence. Jsou tedy vhodné pro kompenzaci neočekávaných a náhlých výpadků zdrojů elektrizační soustavy. V rámci primární regulace frekvence je potřeba co nejkratších reakčních dob najetí náhradních zdrojů, maximálně tedy řádově jednotek sekund s tím, že celý proces primární regulace frekvence by měl být dokončen do 15 až 30 sekund v závislosti na velikosti výpadku.[16] Zdroje v rámci primární regulace frekvence by měly být schopné dodávat instalovaný výkon alespoň po dobu 15 minut, kdy už jejich roli převezmou zdroje sekundární regulace výkonu.[16] S přibývajícím podílem obnovitelných zdrojů v elektrizační soustavě je potřeba s náhlými výpadky počítat stále více. Tyto výpadky se sice dají minimalizovat správným rozložením zdrojů. Obvykle nepřestane vát vítr nebo dopadat sluneční záření na velkém území v jediný okamžik, nicméně i s takovou situací je třeba počítat.

3.1.1 Elektrochemické baterie

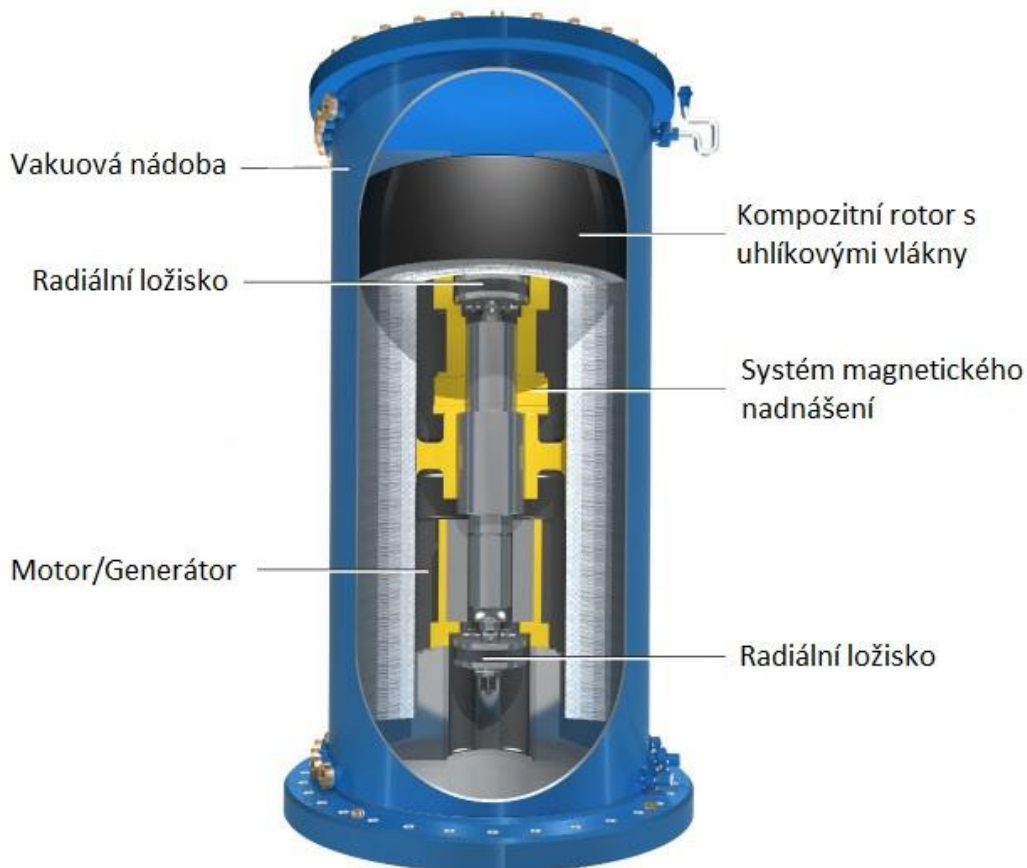
Nejvýznamnějším zástupcem akumulčních elektráren s krátkodobým cyklem jsou nepochybně elektrochemické baterie. Energie se zde uchovává formou chemické energie tak, že během nabíjení dochází ke zvyšování koncentrace kladných a záporných iontů na příslušných elektrodách. Při vybíjení se pak tento proces obrátí. Existuje mnoho druhů baterií využívající nejrůznější technologie od klasických olověných akumulátorů, přes lithium-iontové, sodíko-sírové, po průtokové vanadové redoxní baterie a mnoho dalších. Reakční doba baterií se obvykle pohybuje v řádech jednotek sekund. Instalované výkony a kapacity systémů baterií pro účely akumulace energie v energetice se pohybují od výkonů řádově jednotek kW a kapacit jednotek kWh po výkony desítek MW a kapacit desítek MWh. Příkladem může být nedávno zprovozněný systém lithium-iontových baterií v německém Feldheimu s výkonem 10 MW a kapacitou 10,8 MWh.[17] Takový systém tedy umožňuje dodávat do sítě výkon 10 MW po dobu více než jednu hodinu. Na obrázku 1 je znázorněn princip lithiové baterie s uhlíkovými elektrodami.



Obr. 1 Princip lithiové baterie (zdroj: Aldebaran)

3.1.2 Setrvačníky

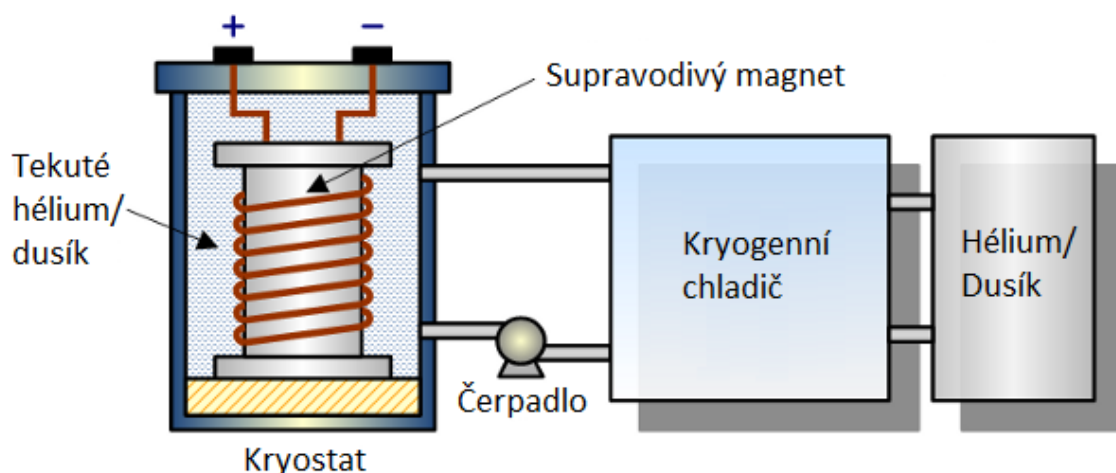
Dále určitě stojí za zmínku setrvačníky, pro které je typický velký instalovaný výkon a krátká doba vybíjení. Energie setrvačnicků se ukládá ve formě kinetické energie rotujících hmot. Často se rozdělují na pomaloběžné a rychloběžné, což souvisí s materiálem, který tvoří rotor setrvačnicku. Pro pomaloběžné se často využívá kompaktního kovového těla, zatímco pro rychloběžné kompozitních materiálů s uhlíkovými vlákny. Za účelem snížení tření se setrvačníky uzavírají do vakuové schránky a zejm. pak pro rychloběžné setrvačníky se volí bezkontaktní magnetická či supravodivá magnetická ložiska. Předností setrvačnicků je velice rychlá reakce na pokles frekvence sítě. Jeden z nejvýkonnějších systémů setrvačnicků se nachází v institutu Maxe Plancka v Německu. Slouží jako zdroj napájení pro experimentální fúzní reaktor a disponuje výkonem 387 MW, který je schopen dodávat po dobu 12 sekund.[18] Menší obdoba tohoto systému sloužící pro podobné účely se nachází v Ústavu fyziky plazmatu v Praze. Tento setrvačnick může dodávat výkon 70 MW po dobu 5 sekund.[18] Zmíněné systémy slouží čistě pro vědecké účely a nijak se nepodílí na primární regulaci frekvence. Jinak tomu je ovšem se systémy společnosti Beacon Power, která vyrábí soustavy setrvačnicků nejen pro potřeby primární regulace frekvence, ale i pro pravidelnou akumulaci energie v rámci denních cyklů. Takovým příkladem je akumulární elektrárna ve státě New York v USA. Tento systém tvoří 200 setrvačnicků s celkovým instalovaným výkonem 20 MW a kapacitou 5 MWh, jinými slovy, tato elektrárna může při plném nabití začít okamžitě dodávat výkon 20 MW po dobu 15 minut.[18] Na obrázku 2 je zobrazen řez setrvačnickem společnosti Beacon Power.



Obr. 2 Řez setrvačником (zdroj: Beacon Power)

3.1.3 Supravodivé cívky - SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage)

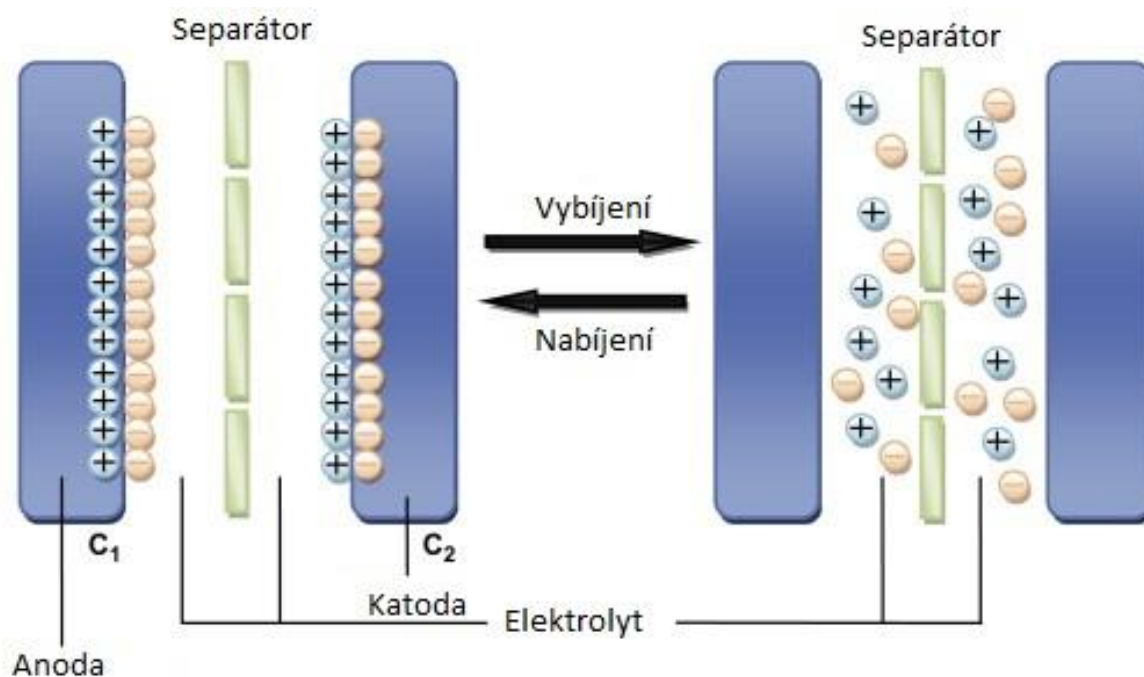
Jedná se o technologii využívající energie magnetického pole, které se vytvoří průchodem stejnosměrného proudu supravodivou cívku. Supravodivosti cívky se dosahuje pomocí kryogenní jednotky, která se stará o chlazení cívky na nízké teploty. Účinnost této technologie přesahuje 95%.[19] Ke ztrátám energie dochází v usměrňovači a střídači během nabíjení a vybíjení a dále se na ztrátách podílí energie nutná k chlazení cívky. Průchod proudu cívku téměř žádné tepelné ztráty díky supravodivosti nezpůsobuje. Co do účinnosti skladování energie se tedy jedná o jeden z nejatraktivnějších přístupů. Tato technologie je prozatím ve vývoji, protože pro energetické účely by bylo potřeba velkých akumulovaných energií (řádově alespoň jednotek MWh) za přiměřenou cenu schopnou konkurovat jiným technologiím, což je stále předmětem výzkumu. Na obrázku 3 je znázorněná supravodivá cívka se systémem chlazení.



Obr. 3 Systém chlazení supravodivé cívky (zdroj: Energy Storage Sense)

3.1.4 Superkapacitory - SCESS (Super Capacitor Energy Storage System)

Superkapacitory ukládají energii formou elektrostatického pole. Jejich velkou výhodou oproti klasickým elektrochemickým bateriím je takřka neomezený počet nabíjecích a vybíjecích cyklů (řádově 10^5 až 10^6 [1]). Doba nabíjení i vybíjení může být až extrémně krátká, z čehož plyne jejich další přednost, a to sice možnost dodávat krátkodobě velký výkon. Z toho i vyplývá jejich uplatnění pro vykrývání náhlých výpadků a krátkodobou stabilizaci sítě. Co se kapacity týče, tak bateriím konkurovat nemohou, protože množství energie uložené na jednotku hmotnosti je až řád nižší, přesto mohou mít v energetice svůj význam pro výše zmíněné účely, navíc pracují s účinností cyklu přesahující 95%. Na obrázku 4 je znázorněn princip superkapacitoru.



Obr. 4 Princip superkapacitoru (zdroj: Energy Education)

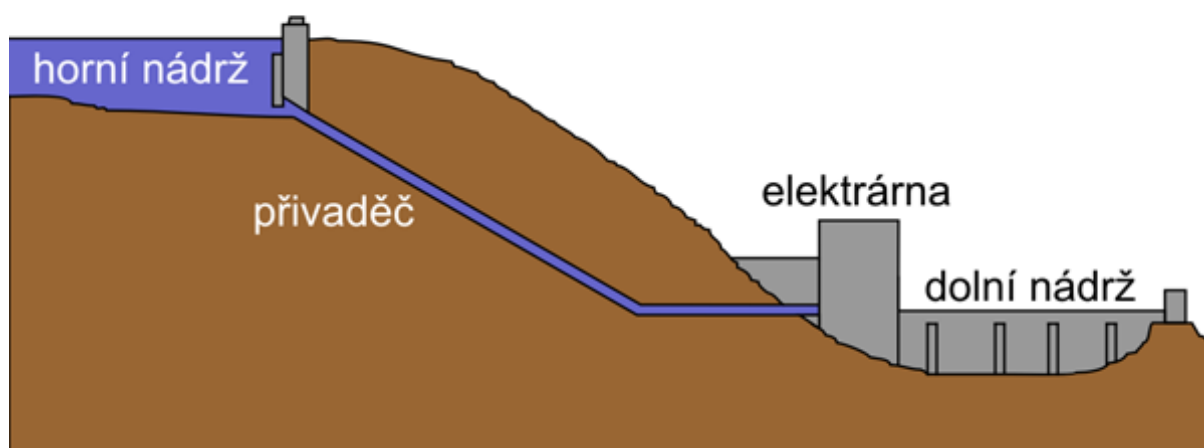
3.2 Střednědobé

Do této skupiny se zařazují akumulční elektrárny, které pracují především v pravidelných denních cyklech. Aktivně se podílí na vyrovnávání spotřeby a výroby v denních a nočních hodinách a často jsou využívány na krytí ranních a večerních špiček. V současnosti se navíc stávají ekonomicky atraktivní v souvislosti s rostoucím rozdílem cen energie v době jejího nedostatku a v době přebytku. Provozovatelé přenosových soustav také obvykle mívají u těchto zdrojů rezervován určitý výkon po určitou dobu, který musí být vždy k dispozici. To se týká především přečerpávacích elektráren, které v této kategorii doposud nemají velkou konkurenci. Například v České republice má provozovatel přenosové soustavy, ČEPS, rezervován výkon 420 MW z celkových 1175 MW výkonu přečerpávacích elektráren v rámci služby MZ5 (minutová záloha pětiminutová), což znamená, že do pěti minut od povelu musí být k dispozici daný výkon alespoň po dobu 4 hodin.[20] Kromě níže zmíněných akumulčních elektráren do této skupiny můžeme zařadit i elektrochemické baterie, jejichž akumulční cyklus může trvat různě dlouho podle toho, jak je konkrétní systém dimenzován.

3.2.1 Přečerpávací elektrárny

Prozatím se pro akumulaci elektrické energie nejvíce využívá klasických přečerpávacích elektráren. Důvodem je především to, že z ekonomického hlediska je poměr investovaných prostředků na jednotku akumulované potenciální energie, stejně tak jako na jednotku jmenovitého výkonu velice příznivý. Přečerpávací elektrárny ukládají energii formou potenciální energie hmoty resp. vody. Tento typ akumulčních elektráren je dobře použitelný pro denní cykly, kdy v noci bývá obvykle nadbytek výroby energie a tady elektrárna funguje v čerpadlovém režimu a akumuluje energii, zatímco přes den je spotřeba elektřiny vyšší a tedy i její cena, tudíž elektrárna pracuje v generátorickém režimu. Doba potřebná k najetí elektrárny na plný výkon se obvykle pohybuje v řádu jednotek minut. Typické instalované výkony těchto elektráren jsou v řádech stovek MW a kapacity v řádech jednotek GWh, tedy měly by být schopné dodávat instalovaný výkon po dobu několika hodin. V České republice je největším zástupcem elektrárna Dlouhá Stráně s instalovaným výkonem 650 MW a kapacitou bezmála 3,2 GWh, tedy v případě plného nabití je schopna přejít z klidu na plný výkon za 100 sekund a dodávat instalovaný výkon po dobu téměř 5 hodin.[18] Vůbec nejvýkonnější přečerpávací elektrárna na světě se nachází ve Virginii v USA. Disponuje instalovaným výkonem přes 3 GW, který je schopna dodávat po dobu přesahující 10 hodin.[18] Přečerpávací elektrárny mají ovšem i své nedostatky. Jedním z největších nedostatků je závislost na reliéfu krajiny. Nalézt vhodné umístění pro takovouto stavbu není vůbec snadné. Horské oblasti, kde by takováto stavba mohla být umístěna, bývají obvykle daleko od hustě obydlených oblastí, a tak je třeba postavit dlouhá elektrická vedení, což kromě dalších nákladů znamená i značné ztráty při přenosu. Navíc horské oblasti jsou poměrně často chráněné nebo dokonce národním parkem, a tedy stavba takovýchto rozměrů, s trváním až 10 roků, je pro místní obyvatele, ekology a turisty těžko přijímaná. Z tohoto důvodu se řeší, jak se těmto problémům vyhnout, a proto vzniklo mnoho konceptů přečerpávacích elektráren, které se snaží nevýhody těchto elektráren eliminovat. Typická účinnost přečerpávacích elektráren bývá v rozmezí 70 až 80%. Na obrázku 5 je nejčastější typ přečerpávací elektrárny s uzavřeným cyklem vody.

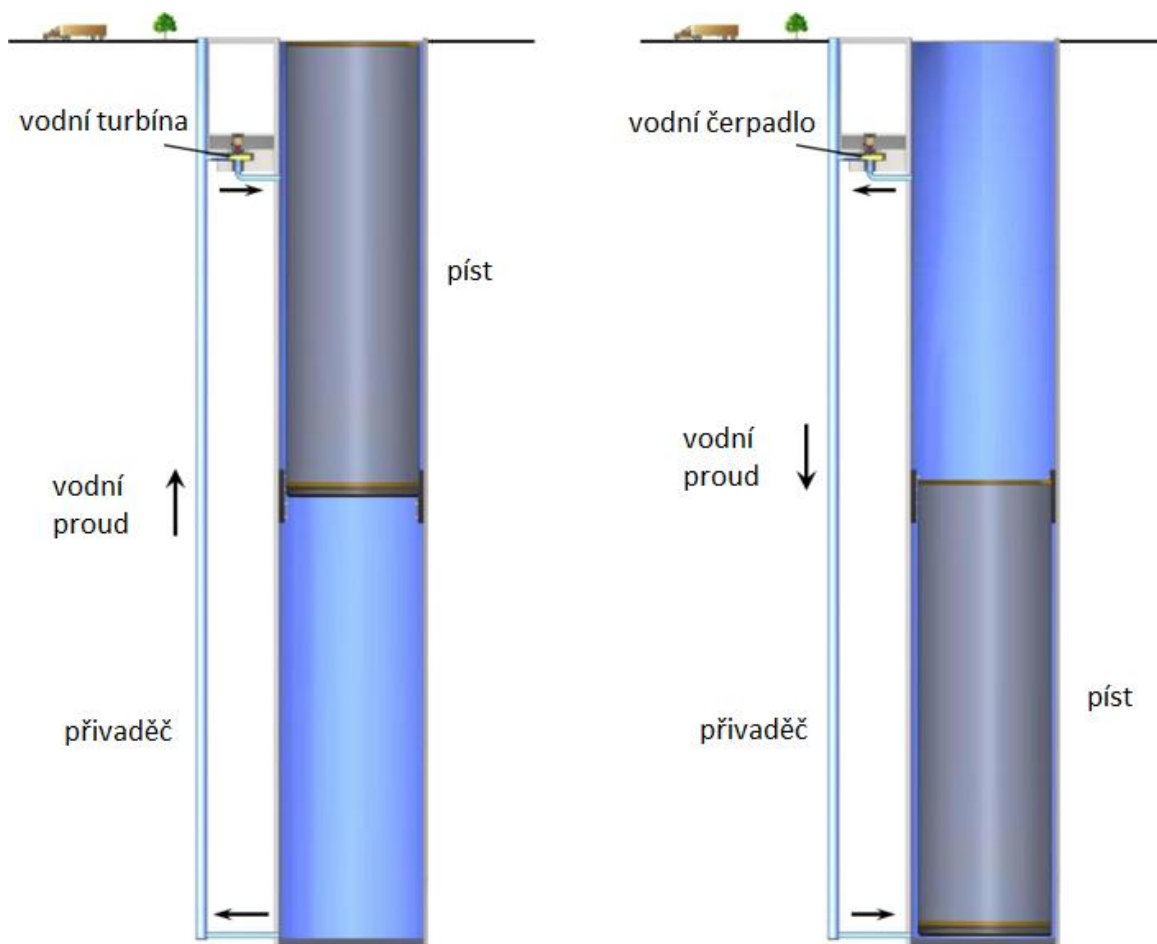
Schéma přečerpávací vodní elektrárny



Obr. 5 Princip přečerpávací elektrárny (zdroj: Fyzmatik)

3.2.1.1 Gravitační (pístové) elektrárny

S jednou velice zajímavou alternativou k přečerpávací elektrárně přišla společnost Gravity Power, jejíž elektrárna by sestávala ze dvou hlubokých propojených šachet zaplavených vodou, fungujících jako uzavřený systém spojených nádob. Ve svrchní části by bylo propojení šachet realizované reverzní Francisovou turbínou, tedy s možností jak čerpadlového, tak generátorického režimu, obdobně jako v přečerpávacích elektrárnách. V širší z šachet by se nacházelo závaží, přičemž v čerpadlovém provozu by byla voda vháněna pod závaží a soustava by získávala potenciální energii, naopak v generátorickém režimu by byla voda tlačena závažím přes turbínu, a tedy soustava by generovala elektrickou energii. Tímto přístupem by se přečerpávací elektrárna vymanila závislosti na vhodných terénních podmínkách. Mohla by tedy stát například u rozvodů velkých měst nebo u rozsáhlých větrných farem, čímž by se také snížili ztráty při přenosu elektrické energie na velké vzdálenosti. Vzhledem k tomu, že by tyto elektrárny mohly být stavěny sériově, nezávisle na lokálních podmínkách, tak by jejich pořizovací cena mohla výrazně klesnout. Se sériovou výrobou také souvisí doba stavby, která by se v takovém případě rovnala zlomku doby potřebné k vybudování konvenční přečerpávací elektrárny. Doposud nebyl žádný komerční model této elektrárny uveden do provozu, což souvisí s výzkumem těsnění u pohyblivého pístu na experimentálním projektu, které musí snášet velké tlaky a zároveň vykazovat minimální tření. Nicméně na stránkách společnosti Gravity Power jsou pro očekávané komerční modely uvedeny tyto parametry: 30 – 100 metrů průměr hlavní šachty, 3 – 6 metrů průměr vedlejší šachty, 500 – 1000 metrů hloubka šachty, až 1600 MW výkonu po dobu 4 hodin.[21] Na obrázku 6 je zobrazen princip gravitační pístové elektrárny.



Obr. 6 Princip gravitační pístové elektrárny (zdroj: Gravity Power)

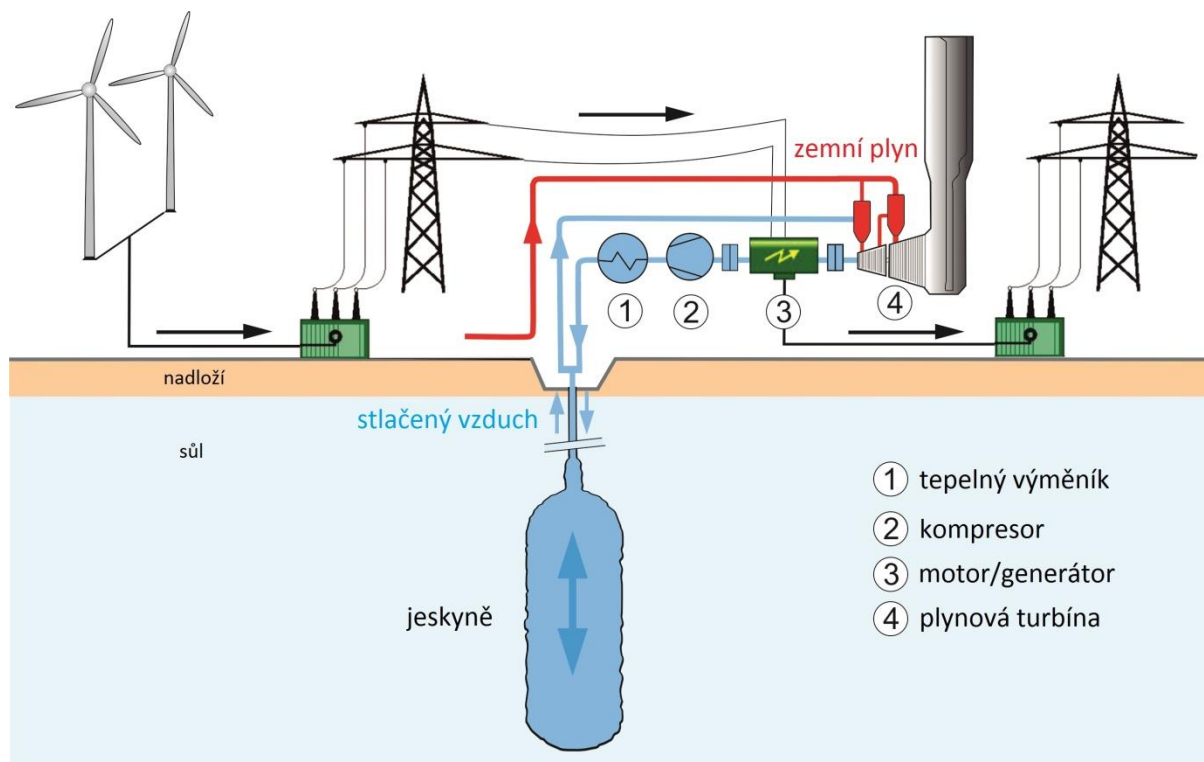
3.2.1.2 Přečerpávací elektrárna v bývalém Dolu Jeremenko

S jinou obměnou přečerpávací elektrárny, která byla uvedena do provozu v červenci 2015, přišla společnost FITE ve spolupráci s firmami Reacont, Sigma a Vysokou školou báňskou – Technickou univerzitou Ostrava.[22] Jde o klasickou přečerpávací elektrárnu, kde důlní prostory mají roli dolní nádrže a povrchová nádrž má roli nádrže horní. Jedná se o unikát, který doposud přinejmenším v Evropě nemá obdoby. Tento projekt s instalovaným výkonem 650 kW byl postaven pro čistě výzkumné účely, aby se zjistilo, zda by tento přístup mohl mít budoucnost.[22]

3.2.2 Tlakovzdušné akumulární elektrárny - CAES (Compressed Air Energy Storage)

Další konkurenceschopnou technologií akumulující elektrickou energii jsou systémy stlačeného vzduchu. Zde se využívá stlačeného vzduchu jako média uchovávající akumulovanou energii. V době nadbytku výroby se vzduch stlačuje, v době nedostatku energie se pak vypouští, přičemž roztáčí turbínu. Stlačený vzduch se může uchovávat v nadzemních zásobnících, anebo lépe v podzemních úložiscích (např. ve vyčerpaných fosilních ložiscích nebo solných jeskyních apod.), kde by bylo možné

akumulovat energii srovnatelně velkou jako v případě přečerpávacích elektráren. Další možností, kde skladovat stlačený vzduch, je v zásobnících podobných balónům na dně jezer či oceánů. Tento přístup přináší výhodu v konstantním tlaku stlačeného vzduchu, což snižuje nároky na udržování konstantního výkonu. Instalované výkony již provozovaných elektráren se pohybují v řádech až stovek MW a kapacity až v řádech jednotek GWh. První a doposud také nejvýkonnější elektrárna, Kraftwerk Huntorf v Německu, disponuje instalovaným výkonem 321 MW, který je schopna dodávat po dobu dvou hodin. Účinnost této elektrárny se udává 42 %.[18] Největším úskalím této technologie je disipace energie při kompresi vzduchu. Při stlačení vzduchu se nezanedbatelná část vložené energie přemění na teplo, což se projeví vyšší teplotou stlačeného vzduchu. Toto teplo se potom odevzdává do okolí a dochází tak ke značným ztrátám a snížení účinnosti celého cyklu, protože před expanzí je potřeba vzduch opět ohřát, což se provádí spalováním se zemním plynem. Existuje několik metod, které se tyto ztráty snaží omezit. Na obrázku 7 je znázorněno schéma elektrárny CAES využívající solnou jeskyni.

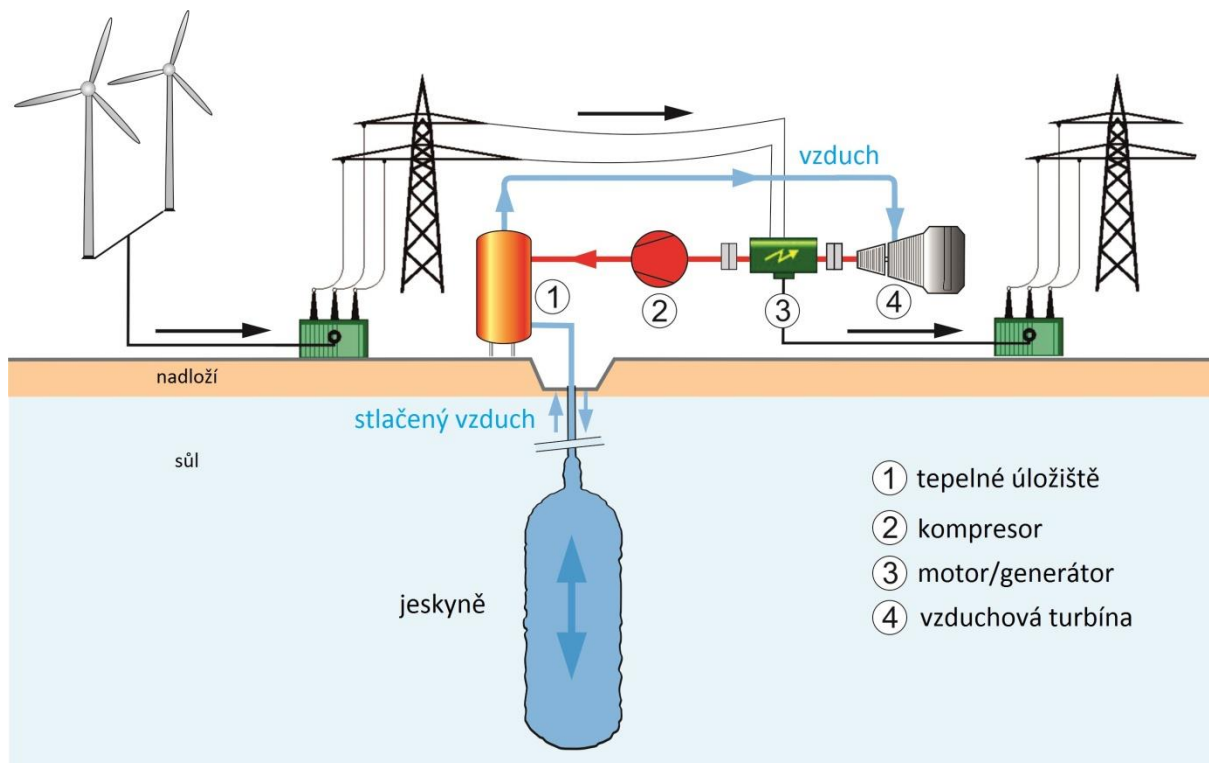


Obr. 7 Schéma tlakovzdušné elektrárny (zdroj: EES International)

3.2.2.1 Adiabatická metoda – AA-CAES (Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage)

Cílem této metody je uskladnit teplo stlačeného vzduchu pomocí oleje nebo roztavených solí, anebo pevných struktur jako beton či keramika, odkud by toto teplo bylo předáno zpět vzduchu před expanzí. Účinnost celého cyklu se očekává až 70%, což už je srovnatelné s přečerpávací elektrárnou.[23] První velký projekt tohoto typu s názvem ADELE se buduje v Německu. Instalovaný

výkon 200 MW má být schopen dodávat po dobu 5 hodin.[23] Na obrázku 8 je schéma elektrárny AA-CAES



Obr. 8 Schéma adiabatické tlakovzdušné elektrárny (zdroj: EES International)

3.2.2.2 Izotermická metoda

Účelem této metody je minimalizovat vznik tepla během komprese, čehož se dosahuje rozdělením jedné kompresní fáze na co největší počet dílčích stupňů. Tento přístup se hodí spíše pro menší výkony a zabývá se jím například společnost General Compression. Ideálního izotermického děje samozřejmě dosáhnout nelze, a proto se snaží teplo z jednotlivých stupňů komprese uchovávat ve vodě, takže teplota stlačené vzduchu zůstává téměř konstantní. Jejich elektrárna v Texasu disponuje instalovaným výkonem 2 MW a kapacitou 500 MWh, takže tento výkon může dodávat po dobu až 250 hodin.[18] Účinnost této metody se udává v rozsahu 70% až 80%.[24]

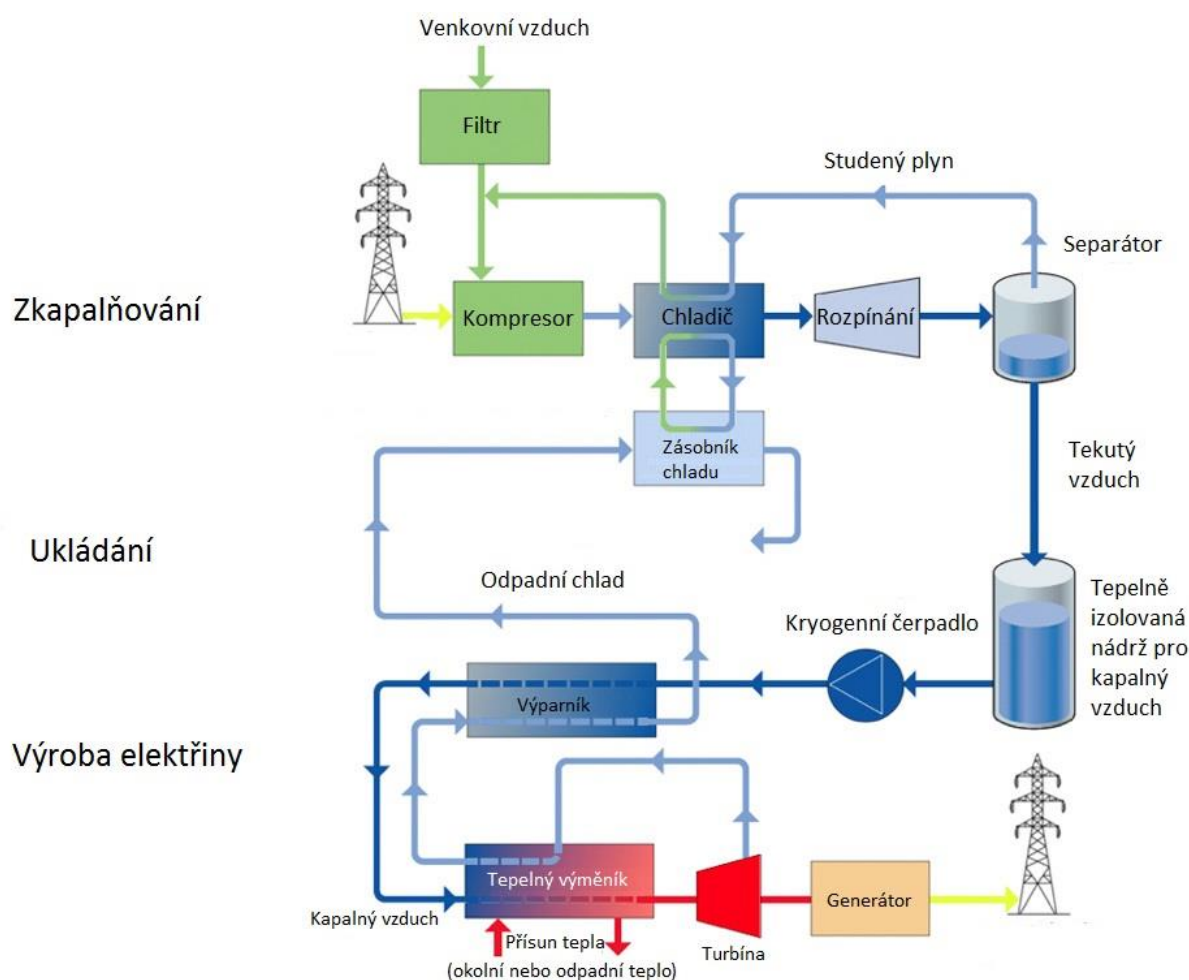
3.2.3 Kryogenní akumulční elektrárny - CES (Cryogenic Energy Storage)

Jedná se o technologii, kde se nadbytečná energie využívá ke zkapalňování dusíku nebo vzduchu. V této zkapalněné formě se ukládá v tepelně izolovaných nádržích a v době nedostatku výroby se toto médium pumpuje do výparníku, kde je mu předáváno teplo z okolí. Tím se tato kapalina přivádí k varu a rozpínající se plyn roztáčí turbínu. Této technologii se v průmyslu využívá již mnoho desítek let, ale o možnosti ukládání energie touto formou se začíná uvažovat až nyní díky výraznému

navýšení účinnosti celého cyklu. K tomu přispěl i výrazný pokrok v efektivitě ukládání tepla, díky čemuž se obdobně mohly navýšit i účinnosti již dříve zmíněných cyklů stlačeného vzduchu. Fakt, že se tato technologie již dlouho využívá pro průmyslové účely, je zároveň její hlavní výhodou. Nevyužívá žádných vzácných materiálů ani nových technologií, tudíž je připravená pro komerční využití. Neméně významnou výhodou je nezávislost na reliéfu krajiny.

3.2.3.1 Akumulace energie kapalným vzduchem – LAES (Liquid Air Energy Storage)

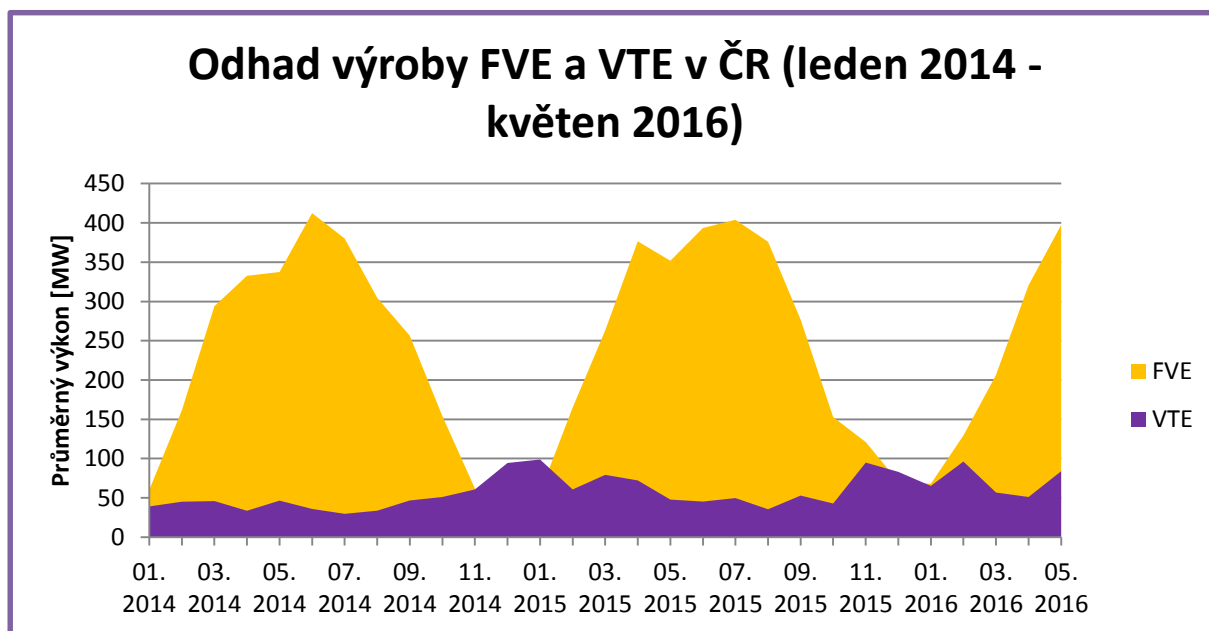
S tímto přístupem kryogenní akumulační elektrárny se zabývá společnost Highview Power Storage. Jako kapalném médium používají vzduch, tedy dusík a kyslík (všech ostatních plynů a nečistot se je třeba zbavit). Jejich samostatně stojící elektrárna dosahuje účinnosti cyklu až 60 %, avšak v případě využití odpadního tepla konvenčních elektráren, oceláren nebo jiné průmyslové činnosti tato účinnost snadno přesáhne 70 %.[25] Dalšího navýšení by ještě bylo možno dosáhnout využitím odpadního chladu LNG terminálů. Na obrázku 9 je schéma fungování akumulace energie pomocí zkapalněného vzduchu.



Obr. 9 Princip LAES (zdroj: David Strahan)

3.3 Dlouhodobé

Do této kategorie se zařadí akumulční elektrárny pracující s periodou jeden rok. V létě a částečně na jaře a na podzim, kdy jsou teploty relativně vysoké, je spotřeba energie na našem území výrazně nižší z důvodu absence vytápění. Naneštěstí obnovitelné zdroje v ČR (zejm. fotovoltaické elektrárny) dodávají právě v tomto období největší výkon. [28] Vzhledem k tomu, že na našem území nejsou příhodné podmínky pro vznik velkých větrných farem, tak se dá na základě současného směřování usoudit, že instalovaný výkon fotovoltaických elektráren dále poroste. V grafu níže je odhad průměrných výkonů FVE a VTE s agregací jeden měsíc v období od ledna 2014 do května 2016.



Graf 5: Odhad výroby FVE a VTE v ČR (leden 2014 – květen 2016) (zdroj: ČEPS)

Z grafu je patrné, že větrné elektrárny v zimních měsících naopak vykazují větší průměrné výkony, vhodnou kombinací FVE a VTE by tedy bylo možné tuto nerovnoměrnost snížit, ale jak již bylo řečeno, větrné podmínky na území ČR velký rozvoj VTE neumožňují. V současné době tuto nerovnoměrnost jak výroby, tak spotřeby elektřiny, vyvažují především parní elektrárny [29], tedy v podstatě uhelné zdroje, kterých má ale na našem území postupně ubývat. Tuto regulační úlohu by měly částečně převzít plynové a paroplynové elektrárny, což otevírá prostor pro v podstatě jedinou technologii umožňující skladovat energii v řádech potřebných pro dlouhodobou akumulaci. Touto technologií je Power To Gas.

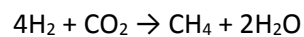
3.3.1 Technologie Power to Gas

V této technologii se během nadbytku výroby elektrické energie tato energie spotřebovává elektrolýzou vody. Zvažují se především tyto dva způsoby elektrolýzy: alkalická elektrolýza a kyselá polymerní membránová elektrolýza (PEM). Pro potřeby akumulace se zdá být vhodnější PEM elektrolýza, neboť je dynamičtější. Může pracovat v širokém spektru zatížení a dobře reaguje na

změnu zatížení.[3] Navíc PEM elektrolýza může přímo dodávat vodík standardně až do tlaku 15 barů [4] bez potřeby kompresoru a to s účinností pohybující se i přes 80% [3]. Následně může být vodík využit ke zpětné přeměně na elektřinu v palivových článcích, kdy je poptávka po elektrické energii vysoká. Ovšem pro potřebu akumulace většího množství energie by bylo potřeba postavit nové zásobníky pro vodík, čímž by tato technologie přišla o výhodu již existující rozsáhlé plynárenské soustavy s množstvím zásobníků, nemluvě o problému pronikání molekul vodíku kovovými stěnami v případě dlouhodobého skladování, proto tuto možnost nebudu uvažovat.

Další možností je vodík přidat do plynárenské soustavy do 2% objemového podílu [3], aniž by se znatelně změnil požadované spalovací parametry zemního plynu, nicméně existují projekty, kde se testuje podstatně vyšší zastoupení vodíku v plynových zásobnících (např. 10% v rakouském Pilsbachu [6]). Tento vodík se pak může společně se zemním plynem spalovat v paroplynových elektrárnách a produkovat elektřinu.

V případě, že již bude plynárenská soustava nasycena vodíkem, je zde možnost přeměny vodíku na metan pomocí Sabatierovy reakce [7] (metanizace) a jeho vtlačení do soustavy zemního plynu:



Jde o reakci vodíku s oxidem uhličitým za vysoké teploty katalyzované niklem nebo rutheniem. [7] Metan je hlavní složkou zemního plynu a díky ohromné robustnosti plynárenské soustavy tak nabízí prakticky neomezené možnosti skladování elektrické energie. Účinnost této přeměny se může pohybovat až okolo 90%, pak se účinnost elektrolýzy a následné metanizace pohybuje okolo 70%. Za předpokladu spálení metanu v paroplynové elektrárně s účinností blížící se 60%, je možné výslednou účinnost akumulace a zpětné přeměny na elektřinu celého procesu uvažovat 40%, viz níže.[3]

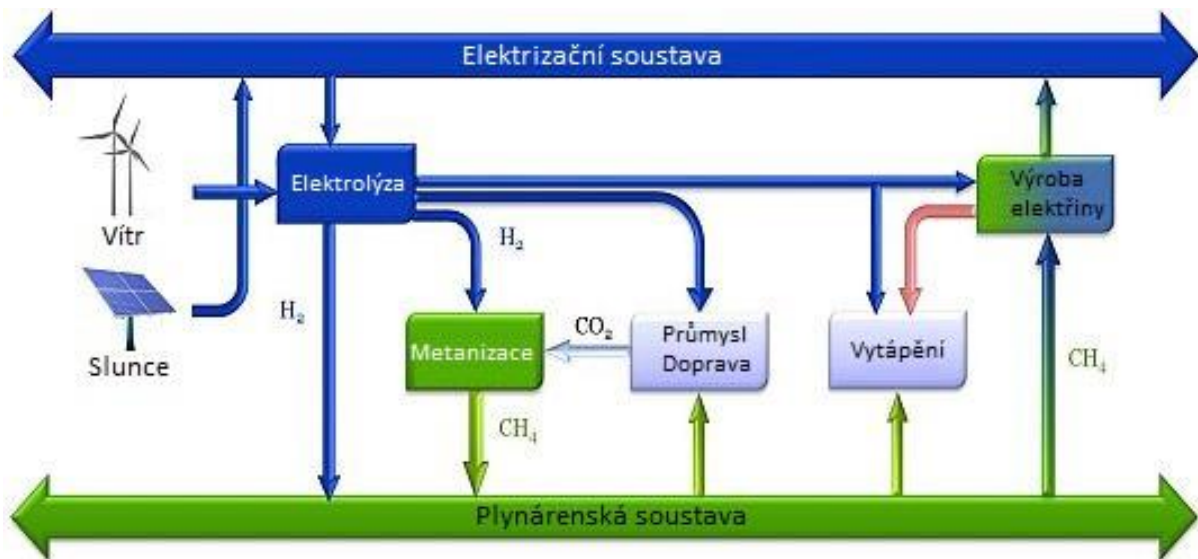
$$\eta = \eta_{el} \cdot \eta_m \cdot \eta_p = 0,8 \cdot 0,9 \cdot 0,6 = 0,432$$

η_{el} - účinnost elektrolýzy

η_m - účinnost metanizace

η_p - účinnost paroplynové elektrárny

Obrázek 10 znázorňuje strukturu technologie P2G.



Obr. 10 Schéma technologie P2G (zdroj: PV-magazine)

Nutno podotknout, že vodík má také rozsáhlé využití v průmyslu a dopravě, to však není předmětem této práce.

Dále bych rád zmínil, že vodík není jediným produktem elektrolýzy vody, stejně tak se uvolňuje i kyslík, který má nemalé spektrum využití. Jak známo, každá molekula vody obsahuje dva atomy vodíku a jeden atom kyslíku. Dále známe relativní atomové hmotnosti vodíku $A_r(\text{H})=1$ a kyslíku $A_r(\text{O})=16$. To znamená, že každý atom kyslíku je šestnáctkrát těžší než atom vodíku (osmkrát těžší než dva atomy vodíku), a tudíž každá molekula vody se hmotnostně skládá $8/9$ z kyslíku a pouze $1/9$ z vodíku. Z toho vyplývá, že s každým vyrobeným kilogramem vodíku se zároveň získá 8 kg kyslíku. Pokud je dané zařízení kombinací elektrolýzérů a palivového článku, může být kyslík použit pro zlepšení výkonu palivového článku. Na druhou stranu cena čistého kyslíku je nižší než cena vodíku, stejně jako poptávka po něm, proto stojí za zvážení, zda by se jej vyplatilo ukládat, neboť by to obnášelo další náklady. Ve své analýze tuto možnost uvažovat nebudu, neboť by to obnášelo důkladné zmapování trhu s kyslíkem.

4 Ekonomické analýzy

V následujících analýzách budu pracovat se smyšlenými projekty, nicméně pokud možno s podobnými nebo dokonce stejnými parametry jako projekty nedávno dokončené nebo ve výstavbě. V analýze nebudu uvažovat dobu stavby projektu, tudíž veškeré výdaje spojené se stavbou případně obnovou projektu budou zahrnuté do jednoho roku. Udávané pořizovací ceny těchto projektů jsou v dolarech nebo eurech, pro převod na koruny budu používat měnové kurzy 24 Kč/USD a 27 Kč/EUR. Dalším předpokladem bude financování projektů z vlastních zdrojů. Dále budu počítat s 2% mírou meziroční inflace na základě cílování inflace ČNB [37]. Ceny jednotlivých výnosových a nákladových položek budou mít vlastní indexy růstu, při jejichž stanovování jsem bral v potaz možný vliv zvolené inflace. Pro všechny projekty analýzy jsem zvolil 6% nominální diskontní míru, přičemž jako výnos nevyužité příležitosti mi posloužily státní dluhopisy, jejichž úrokové sazby na srovnatelně dlouhá období, se kterými zde budu pracovat, se pohybují až okolo 5% [41]. Vzhledem k obtížné předvídatelnosti vývoje cen energií, bude nepochybně riziko analyzovaných investic nesrovnatelně vyšší než u státních dluhopisů, takže diskont by mohl být výrazně vyšší, na druhou stranu primárním účelem těchto projektů je stabilizační funkce v elektrizační soustavě, nikoliv výnos a pravděpodobně dříve či později bude potřeba do podobných projektů investovat. Použitá daň z příjmu právnických osob je 19%. Veškeré odpisy (daňové i účetní) budou rovnoměrné a pro zjednodušení budu odepisovat jednotlivé projekty jako celky. Dále budu volit dobu porovnání projektů podle nejdelší projektované životnosti projektů analýzy, případně metodou nejmenšího společného násobku těchto dob. Vzhledem k tomu, že budu pracovat s cenami energií a podpůrných služeb, tak kromě zvoleného scénáře vývoje cen přiložím vždy ještě příznivý a nepříznivý model vývoje cen. Při nákupu energie budu uvažovat pouze ceny silové elektřiny, předpokladem tedy je, že porovnávané projekty bude provozovat velká společnost vyrábějící a zároveň prodávající elektřinu, a že je plátcem DPH. V případě cen podpůrných služeb budu pro zjednodušení vždy pracovat s průměrnou cenou dané služby za jednotlivé roky.

Zhodnocení porovnávaných projektů analýzy budu provádět na základě těchto výstupních veličin:

- **Doba návratnosti investice**

Jedná se o dobu T , za kterou se suma hotovostních toků CF jednotlivých roků t vyrovná pořizovací ceně projektu:

$$\text{Pořizovací cena} = \sum_{t=1}^T CF_t$$

Podle tohoto kritéria upřednostníme ten projekt, jehož doba návratnosti je kratší.

- **Čistá současná hodnota (NPV)**

Je suma diskontovaných hotovostních toků CF jednotlivých roků t za dobu porovnání T snižená o pořizovací cenu, kde r je diskontní míra:

$$NPV = \sum_{t=1}^T CF_t \cdot (1 + r)^{-t} - \text{pořizovací cena}$$

Na základě tohoto kritéria se upřednostní projekt s nejvyšší hodnotou NPV.

- **Vnitřní výnosové procento (IRR)**

Jedná se o úrokovou míru, při které je NPV = 0:

$$\sum_{t=1}^T CF_t \cdot (1 + IRR)^{-t} - \text{pořizovací cena} = 0$$

V tomto případě má nejlepší projekt nejvyšší hodnotu IRR s tím, že musí být vyšší nebo rovno zvolené diskontní míře.

- **Diskontovaná doba návratnosti investice**

Jedná se o dobu T, za kterou se suma diskontovaných hotovostních toků DCF jednotlivých roků t vyrovná pořizovací ceně projektu:

$$\text{Pořizovací cena} = \sum_{t=1}^T CF_t \cdot (1 + r)^{-t}$$

Zde upřednostníme projekt s nejkratší diskontovanou dobou návratnosti.

4.1 Ekonomické porovnání projektů s krátkodobým cyklem

Pro ekonomické porovnání jsem zde zvolil pouze ty technologie, které se již pro účely primární regulace frekvence využívají a jsou o nich dostupná alespoň základní data potřebná pro ekonomickou analýzu.

Prvním projektem analýzy bude systém li-ion baterií o výkonu 20 MW a kapacitě 7,8 MWh. Podobný projekt Jake Energy Storage Center společnosti RES Americas vznikl ve státě Illinois v USA v roce 2015 s pořizovacími náklady okolo 20 miliónů dolarů, což odpovídá 480 miliónům korun [26]. Očekávaná doba životnosti projektu je 10 roků [26].

Druhým srovnávaným projektem bude soustava setrvačníků s instalovaným výkonem 20 MW a kapacitou 5 MWh. Projekt identických parametrů společnosti Beacon Power vznikl v Pensylvánii v USA v roce 2014 s projektovanou dobou životnosti elektrárny 20 roků a pořizovací cenou 24 miliónů dolarů, tedy 576 miliónů korun [27].

Superkapacity, podobně jako supravodivé cívky nejsou doposud dostatečně technicky vyspělé, a tudíž zatím neexistují instalace obdobných parametrů, takže v analýze s nimi nebudu počítat.

Doba porovnání v této analýze bude 20 roků. Vzhledem k poloviční době životnosti projektu li-ion baterií, bude tento projekt po deseti letech činnosti obnoven jednorázovým výdajem, jehož výši určím na základě předpokladu poklesu pořizovacích nákladů baterií a možnosti repase většiny baterií, jejíž cena se dnes rovná asi třetině pořizovacích nákladů nové baterie. Velikost tohoto výdaje jsem zvolil jako polovinu současné pořizovací ceny upravenou o inflaci za deset let.

Předpokladem bude využití těchto projektů pouze pro podpůrnou službu primární regulace frekvence. Účinnost cyklů jsem zvolil na základě obecně udávaných hodnot [34][35], tedy 90% u li-ion

a 95% u setrvačnicků. Vzhledem k tomu, že hlavní účel těchto projektů je primární regulace frekvence (dále PR), tak budu uvažovat, že veškerý výkon, tedy 20 MW, bude rezervován pro tuto službu. Průměrná cena za službu PR včetně očekávaných cen až do roku 2018 jsou zveřejněné na webových stránkách ČEPSu [36], a to 684 Kč/MWh. Ceny podpůrných služeb jsou udávány v Kč/MWh a účtuje se každá MWh, která je potenciálně k dispozici, přestože některé služby jsou aktivované jen zřídka. V základním scénáři jsem na základě stávajícího vývoje zvolil vývoj této ceny tak, že její hodnota bude prvních 5 roků stagnovat a poté začne růst každoročně o 2% z důvodu růstu podílu intermitentních zdrojů na výrobě. V případě obou projektů počítám s celkovou průměrnou odstávkou 15 dní pro potřeby oprav a údržby, tedy v provozu budou obě elektrárny 350 dní v roce. Průměrnou cenu kupované energie pro vlastní spotřebu jsem stanovil jako průměrnou cenu energie prodávané na denním trhu v roce 2015, což je 881 Kč/MWh. Tato data jsou dostupná v roční zprávě o trhu na webových stránkách OTE [38], výpočet je proveden v příloze 4. Vývoj této ceny jsem založil na vývoji předešlých let, tedy přibližně roční pokles průměrné ceny o 2%. S přihlédnutím k současné situaci budu počítat s tímto vývojem prvních 5 roků a poté tento pokles nahradím 2% růstem, tento zlom by mohl způsobit například růst cen emisních povolenek. Průměrným počtem hodin nákupu energie uvažuji počet hodin, při kterém elektrárna nakupuje elektřinu pro nabíjecí cyklus s využitím celého instalovaného výkonu. Je sem zahrnuto i samovybití, které bývá u setrvačnicků vyšší, nicméně to zase vyrovnává o něco vyšší celková účinnost nabíjecího/vybíjecího cyklu. Přestože by tyto projekty měly být prakticky bezúdržbové, tak do nákladů na opravy a údržbu jsem rozpustil i jednorázové výdaje například v polovině životnosti projektů. Velikost těchto nákladů jsem tedy zvolil 1% pořizovací ceny za rok s tím, že tato částka každoročně poroste o 2% své hodnoty především z důvodu uvažované 2% inflace. Tyto projekty ke svému fungování nepotřebují prakticky žádnou obsluhu, pracují úplně automaticky řízené softwarem, případně operátorem řídicího centra. Nicméně jako trvalou obsluhu jsem v obou případech určil 5 zaměstnanců (technici a ostraha objektu) s průměrnými náklady 600 tisíc Kč na zaměstnance za rok. Dále počítám s 3% ročním nárůstem nákladů na mzdy tak, aby byla pokryta 2% míra meziroční inflace a zároveň se navyšovaly reálné hodnoty mezd. Náklady na pojištění dlouhodobého majetku a ostatní náklady jsem zvolil 0,4% a 0,5% pořizovací ceny za rok, obojí s 2% ročním růstem. Baterie se pro daňové odpisy zařazují do odpisové skupiny 2 [39], setrvačnický do skupiny 3 [40]. Účetní odpisy jsem zvolil na základě projektovaných životností elektráren. V případě 10 let životnosti li-ion baterií to tedy bude 10%/rok, u 20 let životnosti setrvačnicků potom 5%/rok. V tabulce 4 je souhrn použitých parametrů projektů analýzy.

Projekt	Li-ion	Setrvačníky
Instalovaný výkon	20 MW	20 MW
Energetická kapacita	7,8 MWh	5 MWh
Celková účinnost cyklu	90%	95%
Požizovací cena	470 000 000 Kč	567 600 000 Kč
Požizovací náklady na kW výkonu	23 500 Kč	28 380 Kč
Požizovací náklady na kWh energetické kapacity	60 256 Kč	113 520 Kč
Projektovaná životnost	10 roků	20 roků
Rezervovaný výkon v rámci PR	20 MW	20 MW
Průměrná cena za poskytování služby PR	684 Kč/MWh	684 Kč/MWh
Roční provoz	350 dní	350 dní
Průměrná cena kupované energie	881 Kč/MWh	881 Kč/MWh
Průměrný počet hodin nákupu energie za den	1 hodina	1 hodiny
Náklady na opravy a údržbu v % pořizovací ceny za rok	1%	1%
Počet zaměstnanců	5	5
Náklady na jednoho zaměstnance za rok	600 000 Kč	600 000 Kč
Pojištění majetku v % pořizovací ceny za rok	0,40%	0,40%
Ostatní náklady v % pořizovací ceny za rok	0,50%	0,50%
Daňová odpisová skupina	2	3
Účetní odpisy v % pořizovací ceny za rok	10%	5%

Tab. 4 Souhrn parametrů projektů s krátkodobým cyklem

4.1.1 Příklad výpočtů v prvním roce analýzy projektu Li-ion baterií

Cílem je vypočítat hotovostní tok (CF) a diskontovaný hotovostní tok (DCF).

Výpočet výnosů:

$$\mathbf{Výnosy} = \text{tržby za služby PR} = P_{rez} \cdot T_{rok} \cdot Cena_{PR} = 20 \cdot 8400 \cdot 684 = 114\,912\,000 \text{ Kč}$$

P_{rez} [MW] – rezervovaný výkon pro službu PR

T_{rok} [hodina] – počet hodin poskytování PR za rok ($350 \cdot 24$)

$Cena_{PR}$ [Kč/MWh] – cena za rezervovanou MWh pro službu PR

Výpočet nákladů:

$Náklady = Náklady\ na\ vlastní\ spotřebu\ energie + Náklady\ na\ opravy\ a\ údržbu +$
 $Náklady\ na\ zaměstnance + Náklady\ na\ pojištění\ majetku + Ostatní\ náklady +$
 $Účetní\ odpisy$

$$Náklady\ na\ vlastní\ spotřebu\ energie = P_{rez} \cdot T_{dní} \cdot T_{hod} \cdot Cena_{energie} = 20 \cdot 350 \cdot 1 \cdot 880 = 6\ 160\ 000\ Kč$$

P_{rez} [MW] – rezervovaný výkon pro službu PR

$T_{dní}$ [den] – počet dní provozu za rok

T_{hod} [hod] – počet hodin odběru energie za den

$Cena_{energie}$ [Kč/MWh] – průměrná cena energie pro vlastní spotřebu

$$Náklady\ na\ opravy\ a\ údržbu = Cena_{pořiz} \cdot Podíl_{oprav} = 470000000 \cdot 0,005 = 2\ 350\ 000\ Kč$$

$Cena_{pořiz}$ [Kč] – pořizovací cena projektu

$Podíl_{oprav}$ [-] – podíl oprav a údržby na pořizovací ceně za rok

$$Náklady\ na\ zaměstnance = Náklady_{zaměst} \cdot Počet_{zaměst} = 600000 \cdot 5 = 3\ 000\ 000\ Kč$$

$Náklady_{zaměst}$ [Kč] – náklady na jednoho zaměstnance

$Počet_{zaměst}$ [-] – počet zaměstnanců

$$Náklady\ na\ pojištění\ majetku = Cena_{pořiz} \cdot Podíl_{pojištění} = 470000000 \cdot 0,004 = 1\ 880\ 000\ Kč$$

$Cena_{pořiz}$ [Kč] – pořizovací cena projektu

$Podíl_{pojištění}$ [-] – podíl pojištění na pořizovací ceně za rok

$$Ostatní\ náklady = Cena_{pořiz} \cdot Podíl_{ostatní} = 470000000 \cdot 0,005 = 2\ 350\ 000\ Kč$$

$Cena_{pořiz}$ [Kč] – pořizovací cena projektu

$Podíl_{ostatní}$ [-] – podíl ostatních nákladů na pořizovací ceně za rok

$$\text{Účetní odpisy} = \text{Cena}_{\text{pořiz}} \cdot \text{Podíl}_{\text{odpisů}} = 470000000 \cdot 0,1 = 47\,000\,000 \text{ Kč}$$

$\text{Cena}_{\text{pořiz}}$ [Kč] – pořizovací cena projektu

$\text{Podíl}_{\text{odpisů}}$ [-] – podíl odpisů na pořizovací ceně za rok

$$\text{Náklady} = 6160000 + 2350000 + 3000000 + 1880000 + 2350000 + 47000000 = 62\,740\,000 \text{ Kč}$$

Výpočet zisku před zdaněním (EBT):

$$\text{EBT} = \text{Výnosy} - \text{Náklady} = 114912000 - 62740000 = 52\,172\,000 \text{ Kč}$$

Výpočet daně z příjmu právnických osob:

Výpočet daňového základu se provede analogicky jako výpočet zisku před zdaněním, pouze na místo účetních odpisů se použijí odpisy daňové:

$$\text{Daňové odpisy} = \text{Cena}_{\text{pořiz}} \cdot \text{Podíl}_{\text{daňodpisů}} = 470000000 \cdot 0,11 = 51\,700\,000 \text{ Kč}$$

$\text{Podíl}_{\text{daňodpisů}}$ [-] – podíl daňových odpisů na pořizovací ceně za rok (v prvním roce druhé odpisové skupiny rovnoměrných odpisů se odepisuje 11%)

$$\text{Daňový základ} = 47472000 \text{ Kč}$$

$$\text{Daň z příjmu} = \text{Daňový základ} \cdot \text{Daň} = 47472000 \cdot 0,19 = 9\,019\,680 \text{ Kč}$$

Daň [-] – podíl daně na daňovém základu

Výpočet čistého zisku (EAT):

$$\text{EAT} = \text{EBT} - \text{Daň z příjmu} = 52\,172\,000 - 9\,019\,680 = 43\,152\,320 \text{ Kč}$$

Výpočet hotovostního toku (CF):

Za předpokladu, že veškeré platby jsou uskutečněné ve stejném roce, kdy vznikly příslušné pohledávky či závazky, mohu hotovostní tok vypočítat následovně:

$$\text{CF} = \text{EAT} + \text{Účetní odpisy} = 43\,152\,320 + 47\,000\,000 = 90\,152\,320 \text{ Kč}$$

Výpočet diskontovaného hotovostního toku (DCF):

$$DCF = CF \cdot (1 + r)^{-t} = 90152320 \cdot (1 + 0,06)^{-1} = 85\,049\,358 \text{ Kč}$$

r [-] – zvolená diskontní míra

t [rok] – počet roků provozu

Celá analýza se nachází v přílohách 1,2 a 3.

4.1.2 Výsledky ekonomické analýzy pro základní scénář vývoje cen

Projekt	Li-ion	Setrvačníky
Doba návratnosti	5 roků	7 roků
Diskontovaná doba návratnosti	7 roků	9 roků
Čistá současná hodnota (NPV)	473 123 920 Kč	499 890 010 Kč
Vnitřní výnosové procento (IRR)	17,18%	15,17%

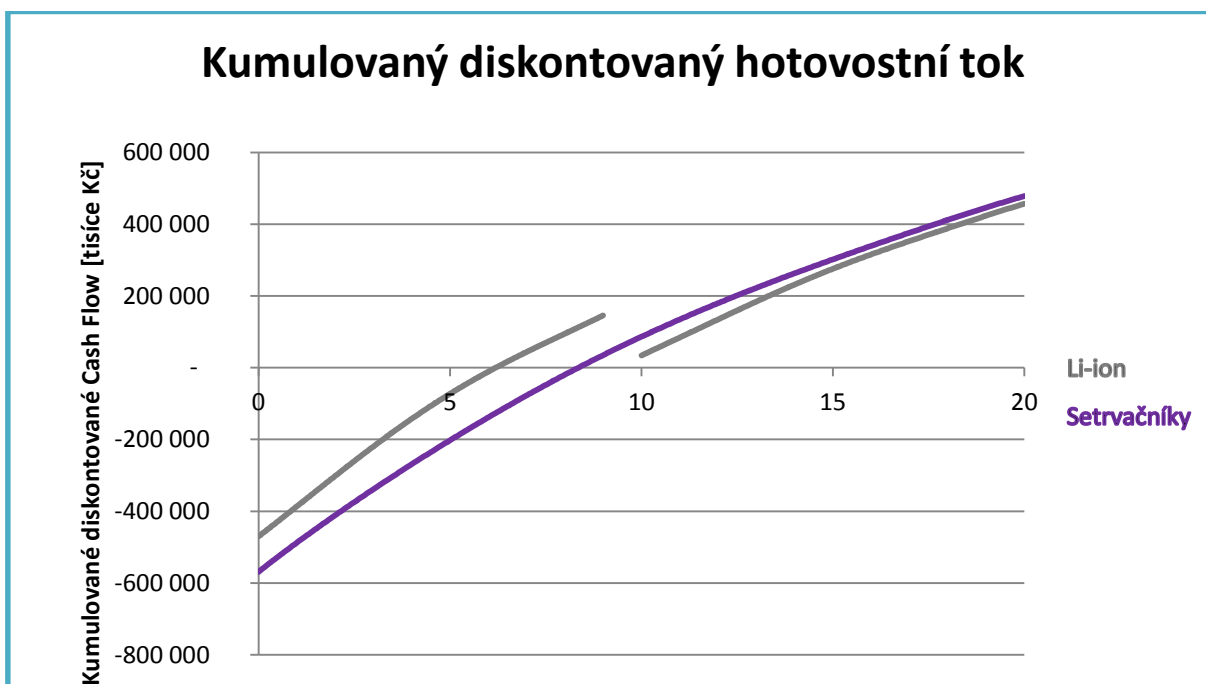
Tab. 5 Výsledky analýzy projektů s krátkodobým cyklem pro základní scénář

Z tabulky 5 je zřejmé, že pro kritéria doba návratnosti, diskontovaná doba návratnosti a vnitřní výnosové procento vychází lépe projekt li-ion baterií, což je způsobené průměrně vyšší hodnotou hotovostního toku ve sledovaném období. Toho bylo dosaženo efektem známým jako daňový štít, což u li-ion baterií způsobily větší daňové odpisy, neboť po deseti letech funkce bylo třeba tento projekt obnovit a tedy znovu začít odepisovat. To vedlo ke snížení daňového základu a tedy i snížení daně z příjmu, což zde mělo pozitivní vliv. Naopak kritérium čistá současná hodnota vychází lépe u projektu setrvačnicků, což zde bylo způsobeno především dvojnásobnou projektovanou životností, a tedy nižší celkovou pořizovací cenou projektu.

V grafech 6 a 7 je zobrazen průběh kumulovaných hotovostních toků a kumulovaných diskontovaných hotovostních toků projektů (osa y) za dobu porovnání (osa x), průsečíky křivek s osou x značí dobu návratnosti (graf 6) a diskontovanou dobu návratnosti (graf 7):



Graf 6: Kumulovaný hotovostní tok krátkodobé – základní scénář



Graf 7: Kumulovaný diskontovaný hotovostní tok krátkodobé – základní scénář

4.1.3 Výsledky ekonomické analýzy pro příznivý scénář vývoje cen

V příznivém scénáři vývoje cen jsem zvolil 2% růst ceny za poskytování služby PR po celé sledované období a dále jsem zvolil 3% pokles průměrné ceny energie na vlastní spotřebu.

Projekt	Li-ion	Setrvačnický
Doba návratnosti	5 roků	7 roků
Diskontovaná doba návratnosti	6 roků	8 roků
Čistá současná hodnota (NPV)	565 323 517 Kč	591 697 394 Kč
Vnitřní výnosové procento (IRR)	18,69%	16,36%

Tab. 6 Výsledky analýzy projektů s krátkodobým cyklem pro příznivý scénář

V tabulce 6 vidíme, že kromě změny hodnot jednotlivých kritérií k příznivějším hodnotám nedošlo k žádným změnám preferencí projektů jednotlivých kritérií.

V grafech 8 a 9 je opět zobrazen průběh kumulovaných hotovostních toků a kumulovaných diskontovaných hotovostních toků projektů (osa y) za dobu porovnání (osa x):



Graf 8: Kumulovaný hotovostní tok krátkodobé – příznivý scénář



Graf 9: Kumulovaný diskontovaný hotovostní tok krátkodobé – příznivý scénář

4.1.4 Výsledky ekonomické analýzy pro nepříznivý scénář vývoje cen

V nepříznivém scénáři vývoji cen jsem zvolil, že cena za poskytování služeb PR bude po celé sledované období stagnovat a cena za energii pro vlastní spotřebu poroste 2% za rok.

Projekt	Li-ion	Setrvačníky
Doba návratnosti	5 roků	7 roků
Diskontovaná doba návratnosti	7 roků	9 roků
Čistá současná hodnota (NPV)	362 765 823 Kč	389 573 347 Kč
Vnitřní výnosové procento (IRR)	15,77%	13,97%

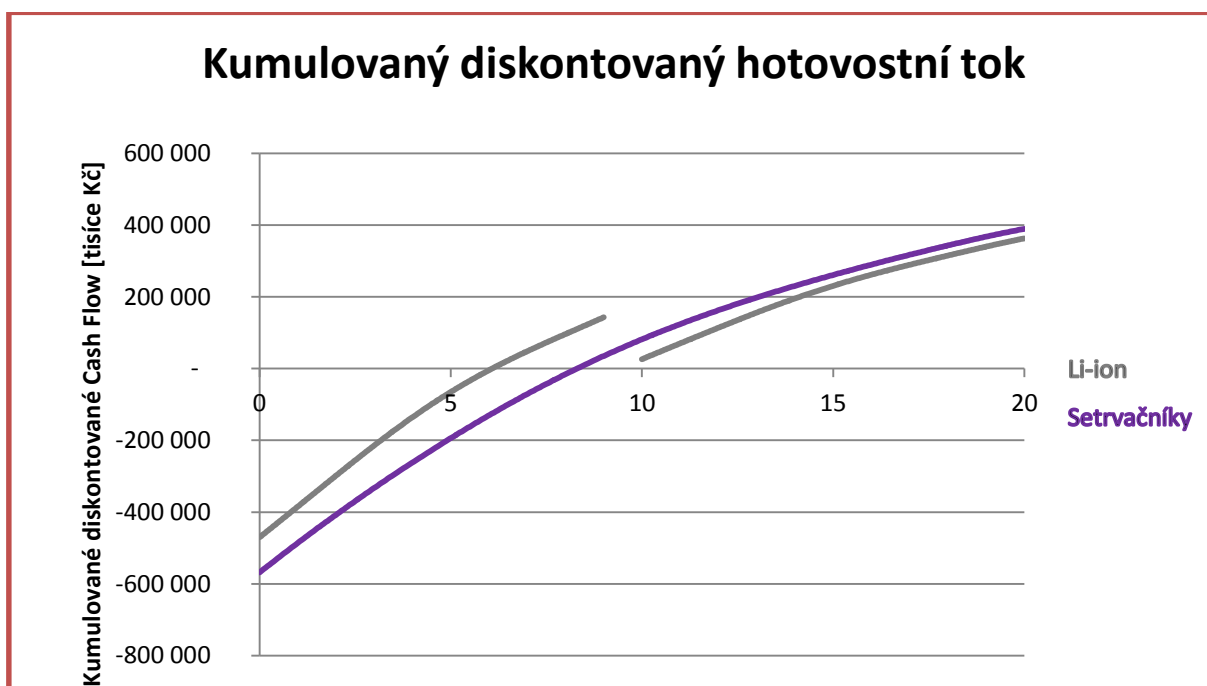
Tab. 7 Výsledky analýzy projektů s krátkodobým cyklem pro nepříznivý scénář

Stejně tak v tomto scénáři jsou hodnoty jednotlivých kritérií méně příznivé, ale jinak k žádným změnám v preferencích těchto kritérií nedošlo.

V grafech 10 a 11 opět můžeme vidět zobrazený průběh kumulovaných hotovostních toků a kumulovaných diskontovaných hotovostních toků projektů (osa y) za dobu porovnání (osa x):



Graf 10: Kumulovaný hotovostní tok krátkodobé – nepříznivý scénář



Graf 11: Kumulovaný diskontovaný hotovostní tok krátkodobé – nepříznivý scénář

4.1.5 Celkové hodnocení projektů z hlediska ekonomické analýzy akumulčních elektráren s krátkodobým cyklem

Na základě provedené analýzy vyplývá, že oba porovnávané projekty jsou rentabilní. Ve všech scénářích vychází čistá současná hodnota setrvačníků s dvacetiletou dobou porovnání vyšší než li-ion baterií. Na druhou stranu ve všech scénářích také vychází vnitřní výnosové procento li-ion baterií vyšší než u setrvačníků. Pokud by se tedy měl investor rozhodovat na základě této analýzy, zřejmě by se rozhodl pro li-ion baterie. Jednak vyžadují nižší počáteční investici, takže v případě nerentability by přinesly menší ztrátu, což souvisí i s možností rozhodnutí, zda po deseti letech obnovit provoz. Vzhledem k tomu, že se v případě baterií jedná v podstatě o desetiletou investici, tak je možné i lépe předvídat cenový vývoj energií a podpůrných služeb, tudíž je tato investice méně riziková. Navíc li-ion baterie mají kratší dobu návratnosti stejně tak i diskontovanou dobu návratnosti, takže zajistí rychlejší návrat finančních prostředků, které je tak možné dále investovat.

4.2 Ekonomické porovnání projektů se střednědobým cyklem

Všechny projekty této analýzy budou mít stejný instalovaný výkon 300 MW a energetickou kapacitu 1,2 GWh tak, aby je bylo možné vhodně porovnávat. Na druhou stranu žádný z těchto projektů nebude mít přesný vzor s identickými parametry, tudíž použiji obecně udávané hodnoty měrných nákladů nebo je použiji z jiných projektů.

První projekt analýzy bude zastupovat klasická přečerpávací elektrárna (dále PHS). Měrné náklady PHS se výrazně liší v závislosti na lokalitě, takže měrné náklady této elektrárny jsem stanovil na základě projektu PHS v lokalitě Cukrová bouda [42], a to sice 35 100 Kč/kW výkonu. Zvolený projekt analýzy tedy bude mít pořizovací cenu 10 530 000 000 Kč. Projektované doby životností PHS se obvykle pohybují v rozmezí 40 až 100 roků [18]. Já pro svůj projekt zvolím životnost 60 let s tím, že jednorázové výdaje na generální opravy (výměny lopatek turbín, rekonstrukce hrází, výměna asfaltu horní nádrže apod.) rozpustím do ročních nákladů na opravy a údržbu.

Druhým projektem analýzy bude adiabatická tlakovzdušná elektrárna (dále AA-CAES). Měrné náklady těchto projektů také silně závisí na vybrané lokalitě. Pro tento projekt použiji stejné měrné náklady, které se udávají u projektu ADELE, jehož parametry jsou 200 MW a 1GWh, a to 1300 €/kW [43], tedy v přepočtu opět 35 100 Kč/kW. Tento projekt sice využívá jako úložný prostor solné jeskyně, které se na našem území nevyskytují, ale vzhledem k čistě orientační povaze této analýzy je mohou na našem území nahradit vytěžené hlubinné doly. Pořizovací cena projektu AA-CAES bude tedy stejná jako u projektu PHS. Projektované životnosti se udávají v rozsahu 20 až 40 roků [44], pro tento projekt budu uvažovat 30 roků.

Dalším projektem analýzy bude kryogenní akumulční elektrárna typu LAES. Měrné náklady tohoto projektu stanovím na základě cenové kalkulačky dostupné na stránkách společnosti Highview Power Storage [45], a to sice 494 \$/kW, tedy v přepočtu 11 856 Kč/kW. Životnost se zde očekává obdobná jako u předchozího projektu, tedy 30 roků [46].

Posledním projektem analýzy budou opět li-ion baterie. Li-ion baterie sice nejsou pro zvolené parametry nevhodnější, ale jiné typy baterií zatím nejsou dostatečně technicky vyspělé nebo neexistují dostatečně velké instalace s veřejně dostupnými daty. Žádný projekt li-ion baterií podobných parametrů zatím neexistuje, takže vzhledem k velikosti této instalace určím měrné náklady na kWh kapacity ze spodní hranice intervalu udávaných hodnot, což je 600 \$/kWh [34], což u 300 MW a 1,2 GWh odpovídá 2400 \$/kW, tedy v přepočtu 57 600 Kč/kW. Pořizovací cena tohoto projektu se tak vyšplhá na 17 280 000 000 Kč. Projektovanou životnost li-ion baterií zvolím 10 roků.

Dobu porovnání analýzy zvolím jako nejmenší společný násobek projektovaných životností, tedy 60 roků. V případě projektu AA-CAES bude třeba po 30 letech obnovit elektrárnu. Náklady na obnovu zařízení jsem vzhledem k již existujícím terénním úpravám a předpokládanému poklesu ceny technologie zvolil poloviční, tedy 17 550 Kč/kW, nicméně ještě tuto hodnotu upravím o předpokládanou 2% inflaci, což odpovídá hodnotě 31 789 Kč/kW. Obdobným způsobem přistoupím k projektu LAES, nicméně zde bych nepočítal s výrazným poklesem ceny, která je již nyní velice příznivá z důvodu využívání běžně dostupných technologií a materiálů. Zvolím pokles ze současných 11 856 Kč/kW na 10 000 Kč/kW. Po započtení inflace za dobu 30 let budou měrné náklady na obnovu zařízení LAES rovny 18 114 Kč/kW. Projekt li-ion baterií bude třeba obnovovat každých 10 roků. Za předpokladu výrazného snížení nákladů přechodem na jednoduchou konstrukci baterií podle prohlášení pana Procházky ze společnosti HE3DA bude možné snížit náklady baterie při malosériové výrobě na 150 \$/kWh [47], pro obnovu akumulací elektrárny budu tedy také počítat s poloviční hodnotou než při pořízení, a to 300 \$/kWh. Po přepočtu tomu odpovídá 28 800 Kč/kW, což je potřeba upravit o inflaci v příslušných letech.

Primární účel těchto elektráren bude poskytování podpůrné služby minutová záloha pětiminutová (dále MZ5). Projekt li-ion baterií bude moci navíc nabízet i službu PR. Protože společnost ČEPS si zpravidla nerezervuje příliš velké výkony u jediné elektrárny z důvodu snížení dopadů na elektrizační soustavu při výpadku tohoto zdroje, tak nevyužitý výkon pro podpůrné služby bude využit na krytí zejm. ranních a večerních špiček, kdy bývá cena silové elektřiny na krátkodobých trzích výrazně vyšší než po zbytek dne. Naopak nákup elektřiny pro vlastní spotřebu bude probíhat zpravidla mezi jednou a šestou hodinou ranní, kdy je nízká spotřeba a tedy i ceny. U všech projektů budu uvažovat, že pro službu MZ5 bude rezervován výkon 150 MW. Průměrná cena služby MZ5 se dnes pohybuje okolo hodnoty 506 Kč/MWh [36]. Na základě vývoje ceny za tyto služby v minulých letech, kdy tato cena klesala a nyní se ustaluje, tak zvolím, že prvních 5 roků analýzy bude tato cena stagnovat. Poté budu předpokládat, že přibývání intermitentních zdrojů v elektrizační soustavě povede k větší potřebě této služby a tedy i k růstu ceny. Zvolím 1% roční růst ceny a navyšování rezervovaného výkonu po 5 MW za rok až na hodnotu 200 MW. V projektu li-ion baterií budu navíc počítat s rezervovaným výkonem 50 MW pro službu PR. Cenový vývoj této služby zvolím stejně jako v analýze elektráren s krátkodobými cykly, tedy prvních 5 roků stagnace, poté 2% růst. Dále budu předpokládat, že každý den budou elektrárny dodávat do sítě průměrně 4 hodiny denně výkon nevyužitý pro podpůrné služby. Průměrnou cenu za prodávanou MWh v denních špičkách jsem určil z roční zprávy OTE na denním trhu za rok 2015 [38] tak, že jsem vytvořil průměrnou hodnotu průměrných cen 4 nejdražších hodin každého dne tohoto roku. Tato cena je přibližně 1200 Kč/MWh, výpočet je proveden v příloze 4. Další vývoj této ceny jsem stanovil na základě vývoje této ceny za poslední 4 roky, tedy přibližně roční pokles o 2%. Takový vývoj bude prvních 5 roků, dále budu předpokládat zlom a růst této ceny o 2% za rok po dalších 15 let, dále zvolím stagnaci, nicméně tato položka už bude mít nepatrný vliv na výslednou bilanci. Cenu energie pro vlastní spotřebu jsem určil opět z roční

zprávy OTE na denním trhu za rok 2015 [38] jako průměrnou hodnotu průměrných cen 3 nejlevnějších hodin mezi jednou a šestou hodinou ranní každého dne tohoto roku. V případě li-ion baterií pouze 2 nejlevnějších hodin z důvodu vyšší účinnosti. Pro akumulaci uvažuji využití plného instalovaného výkonu, takže na pokrytí 4 hodin dodávaného výkonu 150 MW stačí 2 až 3 hodiny odebíraného výkonu 300 MW podle účinnosti. Cena této energie vychází cca 550 Kč/MWh pro tři hodinový provoz a 540 Kč/MWh pro dvou hodinový provoz, výpočet opět v příloze 4. Tato cena za poslední 4 roky v průměru klesá a dá se očekávat, že klesat bude i nadále z důvodu přibývání velice nízkých až záporných cen elektřiny při chybějící spotřebě. Stanovím tedy 2% pokles této ceny po celé analyzované období. Náklady na energii pro vlastní spotřebu pro podpůrné služby v této analýze budu zanedbávat stejně tak jako výnosy za nákup regulační energie, čímž se tyto položky víceméně vykrátí. Stanovení parametrů ostatních provozních nákladů jsou založená na hrubých odhadech a je pravděpodobné, že skutečnost se bude výrazně lišit. Cenový vývoj těchto nákladů bude po celé sledované období stejné jako v analýze projektů s krátkodobým cyklem. Účinnost PHS jsem zvolil 75%, což je běžná hodnota. U AA-CAES jsem účinnost stanovil na základě udávané účinnosti projektu ADELE [43], tedy 70%. Účinnost projektu LAES jsem za předpokladu využití odpadního tepla určil 70% [46]. Projekt li-ion baterií bude mít účinnost opět 90%. V tabulce 8 a 9 je souhrn parametrů analyzovaných projektů.

Projekt	PHS	AA-CAES
Instalovaný výkon	300 MW	300 MW
Energetická kapacita	1,2 GWh	1,2 GWh
Celková účinnost cyklu	75%	70%
Pořizovací cena	10 530 000 000 Kč	10 530 000 000 Kč
Pořizovací náklady na kW výkonu	35 100 Kč	35 100 Kč
Pořizovací náklady na kWh energetické kapacity	8 775 Kč	8 775 Kč
Cena za obnovu elektrárny (bez inflace)	-	5 265 000 000 Kč
Projektovaná životnost	60 roků	30 roků
Rezervovaný výkon v rámci MZ5 (v 1. roce)	150 MW	150 MW
Rezervovaný výkon v rámci PR	-	-
Prům. cena za poskytování služby MZ5 (v 1. roce)	506 Kč/MWh	506 Kč/MWh
Prům. cena za poskytování služby PR (v 1. roce)	-	-
Prům. cena prodávané energie (v 1. roce)	1200 Kč/MWh	1200 Kč/MWh
Prům. cena kupované energie (v 1. roce)	550 Kč/MWh	550 Kč/MWh
Roční provoz	340 dní	340 dní
Prům. počet hodin nákupu energie/den (v 1. roce)	2,67 hodiny	2,86 hodiny
Náklady na opravy a údržbu v % pořiz. ceny/rok	0,5%	0,25%
Počet zaměstnanců	20	20
Náklady na jednoho zaměstnance za rok	600 000 Kč	600 000 Kč
Pojištění majetku v % pořizovací ceny za rok	0,04%	0,04%
Ostatní náklady v % pořizovací ceny za rok	0,05%	0,05%
Daňová odpisová skupina	5	4
Účetní odpisy v % pořizovací ceny za rok	1,67%	3,33%

Tab. 8 Souhrn parametrů projektů se střednědobým cyklem 1. část

Projekt	LAES	Li-ion
Instalovaný výkon	300 MW	300 MW
Energetická kapacita	1,2 GWh	1,2 GWh
Celková účinnost cyklu	70%	90%
Pořizovací cena	3 556 800 000 Kč	17 280 000 000 Kč
Pořizovací náklady na kW výkonu	11 856 Kč	57 600 Kč
Pořizovací náklady na kWh energetické kapacity	2 964 Kč	14 400 Kč
Cena za obnovu elektrárny (bez inflace)	3 000 000 000 Kč	8 640 000 000 Kč
Projektovaná životnost	30 roků	10 roků
Rezervovaný výkon v rámci MZ5 (v 1. roce)	150 MW	150 MW
Rezervovaný výkon v rámci PR	-	50 MW
Prům. cena za poskytování služby MZ5 (v 1. roce)	506 Kč/MWh	506 Kč/MWh
Prům. cena za poskytování služby PR (v 1. roce)	-	684 Kč/MWh
Prům. cena prodávané energie (v 1. roce)	1200 Kč/MWh	1200 Kč/MWh
Prům. cena kupované energie (v 1. roce)	550 Kč/MWh	540 Kč/MWh
Roční provoz	340 dní	350 dní
Prům. počet hodin nákupu energie/den (v 1. roce)	2,86 hodiny	1,48 hodiny
Náklady na opravy a údržbu v % pořiz. ceny/rok	0,5%	0,1%
Počet zaměstnanců	20	20
Náklady na jednoho zaměstnance za rok	600 000 Kč	600 000 Kč
Pojištění majetku v % pořizovací ceny za rok	0,04%	0,04%
Ostatní náklady v % pořizovací ceny za rok	0,05%	0,05%
Daňová odpisová skupina	4	2
Účetní odpisy v % pořizovací ceny za rok	3,33%	10,00%

Tab. 9 Souhrn parametrů projektů se střednědobým cyklem 2. část

4.2.1 Příklad výpočtů v prvním roce analýzy projektu PHS

Cílem je získat hotovostní tok (CF) a diskontovaný hotovostní tok (DCF).

Výpočet výnosů:

Výnosy = tržby za službu MZ5 + tržby za dodanou energii

tržby za službu MZ5 = $P_{MZ5} \cdot T_{MZ5} \cdot Cena_{MZ5} = 150 \cdot 8160 \cdot 506 = 619\,344\,000$ Kč

P_{MZ5} [MW] – rezervovaný výkon pro službu MZ5

T_{MZ5} [hodina] – počet hodin poskytování MZ5 za rok ($340 \cdot 24$)

$Cena_{MZ5}$ [Kč/MWh] – cena za rezervovanou MWh pro službu MZ5

$$\text{tržby za dodanou energii} = P_{VT} \cdot T_{VT} \cdot \text{Cena}_{VT} = 150 \cdot 1360 \cdot 1200 = 244\,800\,000 \text{ Kč}$$

P_{VT} [MW] – výkon pro dodávání energie ve vysokém tarifu

T_{VT} [hodina] – počet hodin dodávání výkonu VT za rok ($340 \cdot 4$)

Cena_{VT} [Kč/MWh] – cena za dodanou MWh VT

$$\text{Výnosy} = \text{tržby za službu MZ5} + \text{tržby za dodanou energii} = 619\,344\,000 + 244\,800\,000 = 864\,144\,000 \text{ Kč}$$

Výpočet nákladů:

$\text{Náklady} = \text{Náklady na vlastní spotřebu energie} + \text{Náklady na opravy a údržbu} + \text{Náklady na zaměstnance} + \text{Náklady na pojištění majetku} + \text{Ostatní náklady} + \text{Účetní odpisy}$

$$\text{Náklady na vlastní spotřebu energie} = P_{inst} \cdot T_{dní} \cdot T_{hod} \cdot \text{Cena}_{energie} = 300 \cdot 340 \cdot 2,66 \cdot 550 = 149\,600\,000 \text{ Kč}$$

P_{inst} [MW] – instalovaný výkon

$T_{dní}$ [den] – počet dní provozu za rok

T_{hod} [hod] – počet hodin odběru energie za den

$\text{Cena}_{energie}$ [Kč/MWh] – průměrná cena energie pro vlastní spotřebu

$$\text{Náklady na opravy a údržbu} = \text{Cena}_{pořiz} \cdot \text{Podíl}_{oprav} = 10\,530\,000\,000 \cdot 0,005 = 52\,650\,000 \text{ Kč}$$

$\text{Cena}_{pořiz}$ [Kč] – pořizovací cena projektu

Podíl_{oprav} [-] – podíl oprav a údržby na pořizovací ceně za rok

$$\text{Náklady na zaměstnance} = \text{Náklady}_{zaměst} \cdot \text{Počet}_{zaměst} = 600\,000 \cdot 20 = 12\,000\,000 \text{ Kč}$$

$\text{Náklady}_{zaměst}$ [Kč] – náklady na jednoho zaměstnance

$\text{Počet}_{zaměst}$ [-] – počet zaměstnanců

$$\text{Náklady na pojištění majetku} = \text{Cena}_{\text{pořiz}} \cdot \text{Podíl}_{\text{pojištění}} = 10\,530\,000\,000 \cdot 0,0004 = 4\,212\,000 \text{ Kč}$$

$\text{Cena}_{\text{pořiz}}$ [Kč] – pořizovací cena projektu

$\text{Podíl}_{\text{pojištění}}$ [-] – podíl pojištění na pořizovací ceně za rok

$$\text{Ostatní náklady} = \text{Cena}_{\text{pořiz}} \cdot \text{Podíl}_{\text{ostatní}} = 10\,530\,000\,000 \cdot 0,0005 = 5\,265\,000 \text{ Kč}$$

$\text{Cena}_{\text{pořiz}}$ [Kč] – pořizovací cena projektu

$\text{Podíl}_{\text{ostatní}}$ [-] – podíl ostatních nákladů na pořizovací ceně za rok

$$\text{Účetní odpisy} = \text{Cena}_{\text{pořiz}} \cdot \text{Podíl}_{\text{odpisů}} = 10\,530\,000\,000 \cdot 0,0166 = 175\,500\,000 \text{ Kč}$$

$\text{Cena}_{\text{pořiz}}$ [Kč] – pořizovací cena projektu

$\text{Podíl}_{\text{odpisů}}$ [-] – podíl odpisů na pořizovací ceně za rok

$$\text{Náklady} = 149\,600\,000 + 52\,650\,000 + 12\,000\,000 + 4\,212\,000 + 5\,265\,000 + 175\,500\,000 = 399\,227\,000 \text{ Kč}$$

Výpočet zisku před zdaněním (EBT):

$$\text{EBT} = \text{Výnosy} - \text{Náklady} = 864\,144\,000 - 399\,227\,000 = 464\,917\,000 \text{ Kč}$$

Výpočet daně z příjmu právnických osob:

Výpočet daňového základu se provede analogicky jako výpočet zisku před zdaněním, pouze na místo účetních odpisů se použijí odpisy daňové:

$$\text{Daňové odpisy} = \text{Cena}_{\text{pořiz}} \cdot \text{Podíl}_{\text{daňodpisů}} = 10\,530\,000\,000 \cdot 0,014 = 147\,420\,000 \text{ Kč}$$

$\text{Podíl}_{\text{daňodpisů}}$ [-] – podíl daňových odpisů na pořizovací ceně za rok (v prvním roce páté odpisové skupiny rovnoměrných odpisů se odepisuje 1,4%)

$$\text{Daňový základ} = 492\,997\,000 \text{ Kč}$$

$$\text{Daň z příjmu} = \text{Daňový základ} \cdot \text{Daň} = 492\,997\,000 \cdot 0,19 = 93\,669\,430 \text{ Kč}$$

Daň [-] – podíl daně na daňovém základu

Výpočet čistého zisku (EAT):

$$EAT = EBT - \text{Daň z příjmu} = 464\,917\,000 - 93\,669\,430 = 371\,247\,570 \text{ Kč}$$

Výpočet hotovostního toku (CF):

Za předpokladu, že veškeré platby jsou uskutečněné ve stejném roce, kdy vznikly příslušné pohledávky či závazky, mohu hotovostní tok vypočítat následovně:

$$CF = EAT + \text{Účetní odpisy} = 371\,247\,570 + 175\,500\,000 = 546\,747\,570 \text{ Kč}$$

Výpočet diskontovaného hotovostního toku (DCF):

$$DCF = CF \cdot (1 + r)^{-t} = 546\,747\,570 \cdot (1 + 0,06)^{-1} = 515\,799\,594 \text{ Kč}$$

r [-] – zvolená diskontní míra

t [rok] – počet roků provozu

Celá analýza se nachází v přílohách 5,6 a 7.

4.2.2 Výsledky ekonomické analýzy pro základní scénář vývoje cen

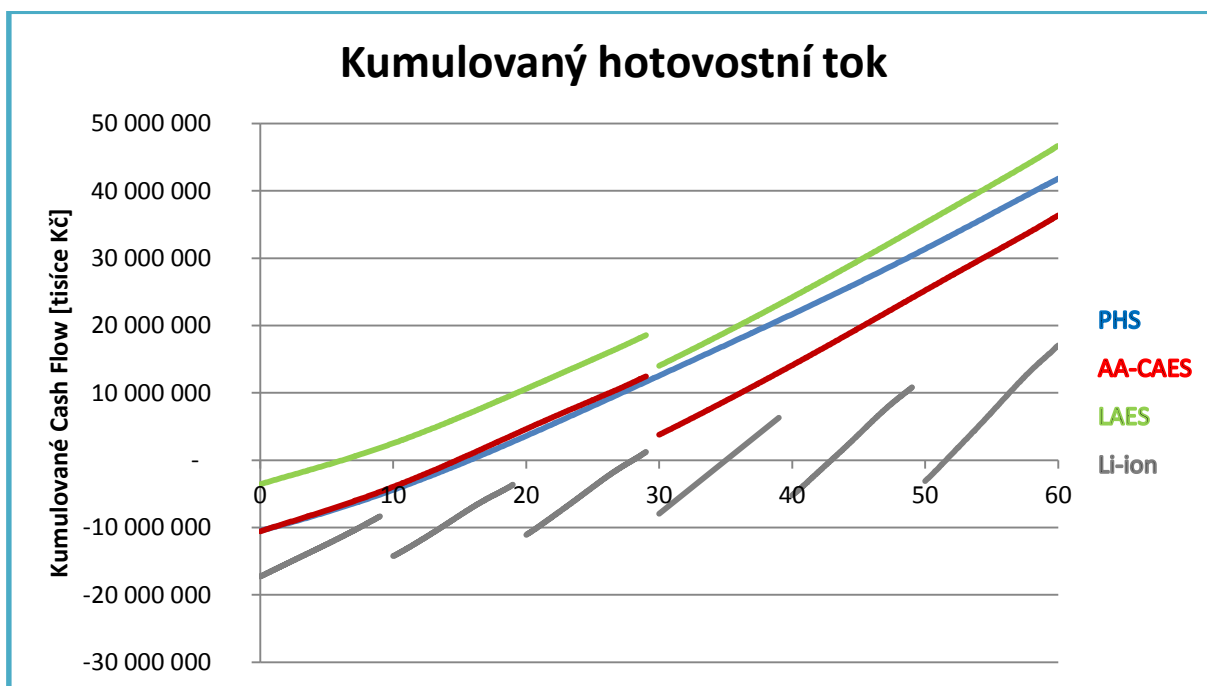
Projekt	PHS	AA-CAES	LAES	Li-ion
Doba návratnosti	16 roků	15 roků	7 roků	29 roků
Diskontovaná doba návratnosti	36 roků	47 roků	8 roků	-
Čistá současná hodnota (NPV)	1 509 410 321 Kč	643 055 975 Kč	7 779 325 439 Kč	-8 390 760 420 Kč
Vnitřní výnosové procento (IRR)	6,82%	6,39%	17,61%	2,31%

Tab. 10 Výsledky analýzy projektů se střednědobým cyklem pro základní scénář

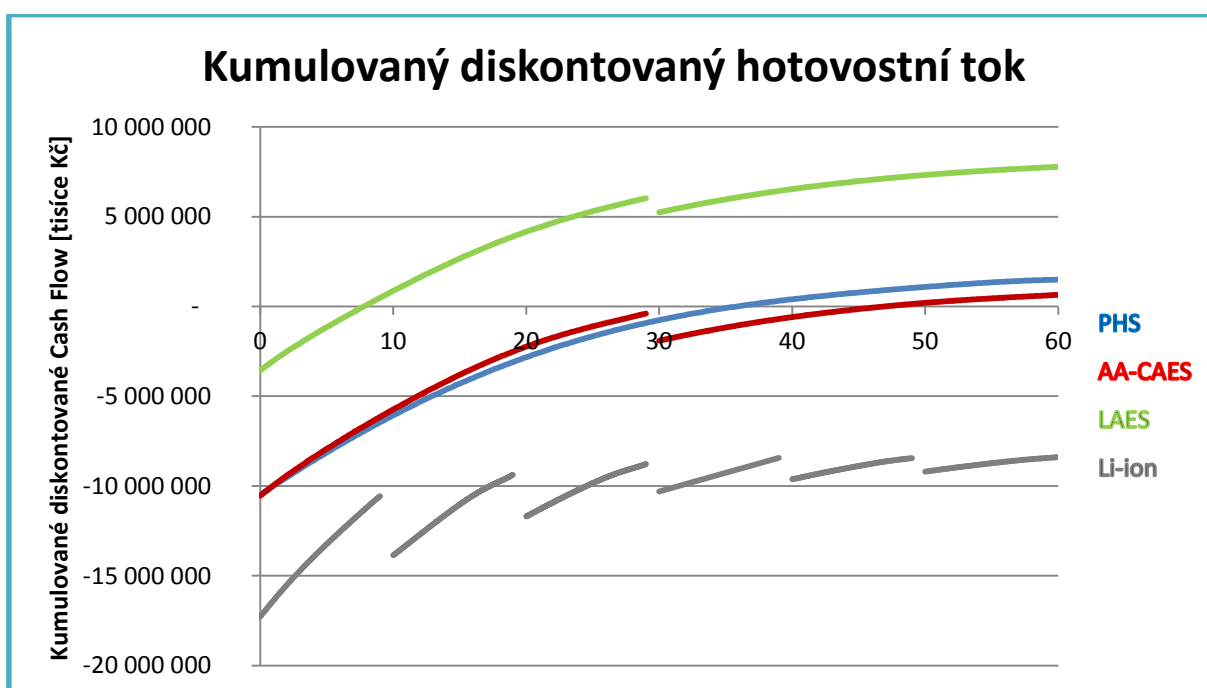
Na základě kritéria NPV lze konstatovat, že všechny projekty vyjma li-ion baterií splňují podmínku $NPV > 0$, a tedy jsou vhodné pro realizaci. Vzhledem k nevhodnosti li-ion baterií pro takovýto typ instalace je tento výsledek v souladu s očekáváním. Je evidentní, že projekt LAES dosahuje nejlepších výsledků u všech zvolených kritérií ekonomické efektivity. To také splňuje očekávání, protože pořizovací cena tohoto projektu byla výrazně nižší než ostatních. Projekty PHS a AA-CAES mají podobné vnitřní výnosové procento, nicméně PHS jednoznačně vítězí u kritéria NPV, což je zapříčiněné jeho dlouhou životností. Kritériem doba návratnosti v případě li-ion baterií vychází na základě použité definice 29 roků, avšak po výdajích na obnovu zařízení se ještě několikrát propadá do

záporných čísel, jak je vidět na grafu kumulovaných hotovostních toků, tudíž toto kritérium zde není moc vypovídající.

V grafech 12 a 13 je zobrazen průběh kumulovaných hotovostních toků a kumulovaných diskontovaných hotovostních toků projektů (osa y) za dobu porovnání (osa x), průsečíky křivek s osou x značí dobu návratnosti (graf 12) a diskontovanou dobu návratnosti (graf 13):



Graf 12: Kumulovaný hotovostní tok střednědobé – základní scénář



Graf 13: Kumulovaný diskontovaný hotovostní tok střednědobé – základní scénář

4.2.3 Výsledky ekonomické analýzy pro příznivý scénář vývoje cen

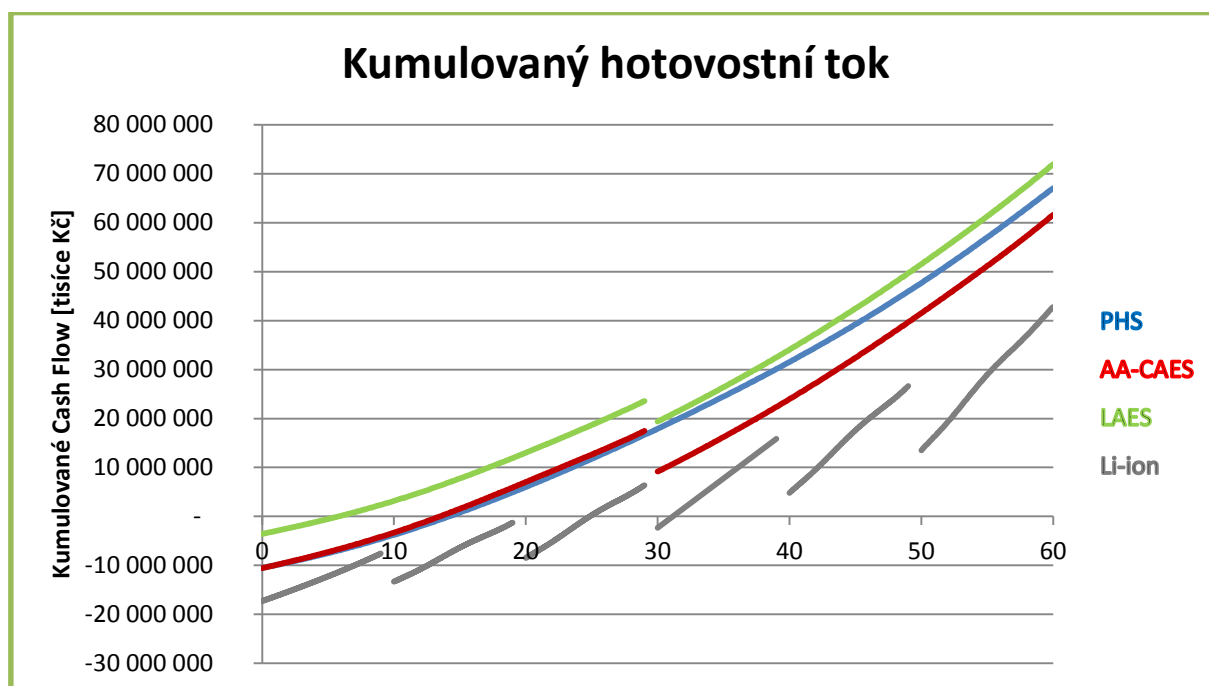
Pro příznivý scénář jsem nastavil růst ceny služby MZ5 po celou dobu porovnání o 2% za rok, obdobně u služby PR, růst ceny prodávané energie jsem také stanovil 2% za rok po celé sledované období.

Projekt	PHS	AA-CAES	LAES	Li-ion
Doba návratnosti	15 roků	14 roků	6 roků	25 roků
Diskontovaná doba návratnosti	26 roků	24 roků	8 roků	-
Čistá současná hodnota (NPV)	4 682 617 964	3 816 263 618	10 952 533 083	-4 993 129 111
	Kč	Kč	Kč	Kč
Vnitřní výnosové procento (IRR)	8,15%	7,92%	19,45%	4,20%

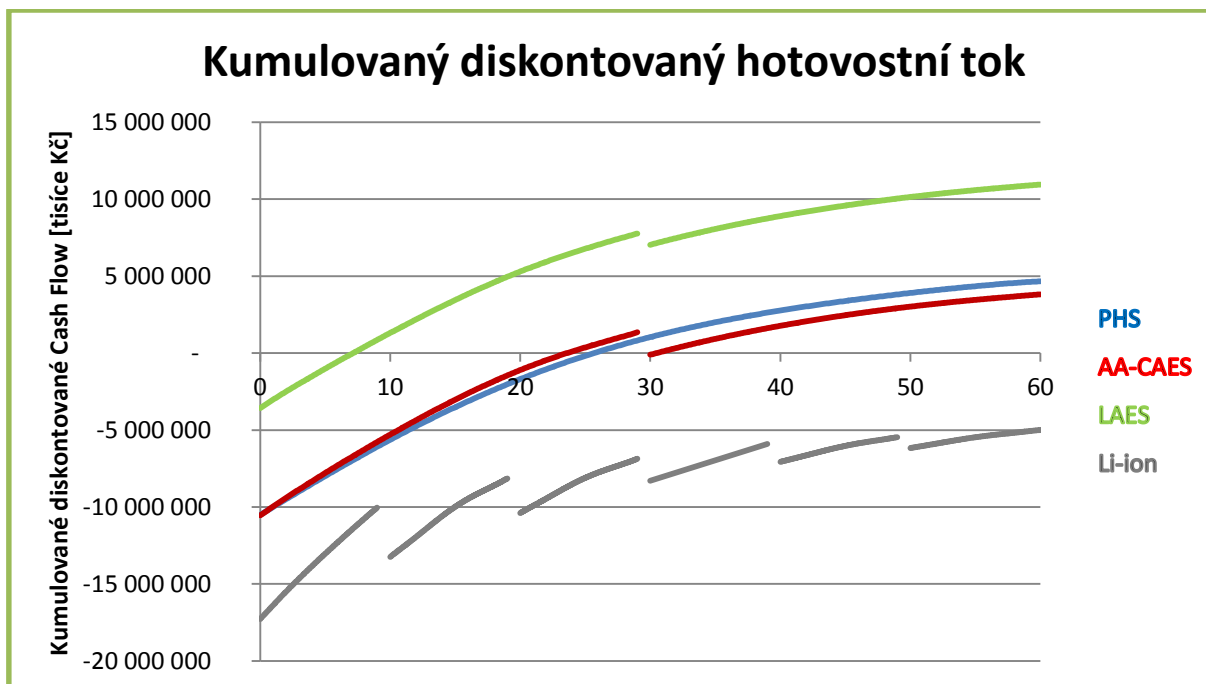
Tab. 11 Výsledky analýzy projektů se střednědobým cyklem pro příznivý scénář

Z tabulky 11 je zřejmé, že kromě kratší diskontované doby návratnosti projektu AA-CAES než PHS nedošlo k žádným změnám preferencí projektů jednotlivých kritérií. I přes příznivý scénář vývoje cen se NPV li-ion baterií nedostalo do kladných čísel, takže je evidentní, že za těchto podmínek nejsou rentabilní.

V grafech 14 a 15 je opět zobrazen průběh kumulovaných hotovostních toků a kumulovaných diskontovaných hotovostních toků projektů (osa y) za dobu porovnání (osa x):



Graf 14: Kumulovaný hotovostní tok střednědobé – příznivý scénář



Graf 15: Kumulovaný diskontovaný hotovostní tok střednědobé – příznivý scénář

4.2.4 Výsledky ekonomické analýzy pro nepříznivý scénář vývoje cen

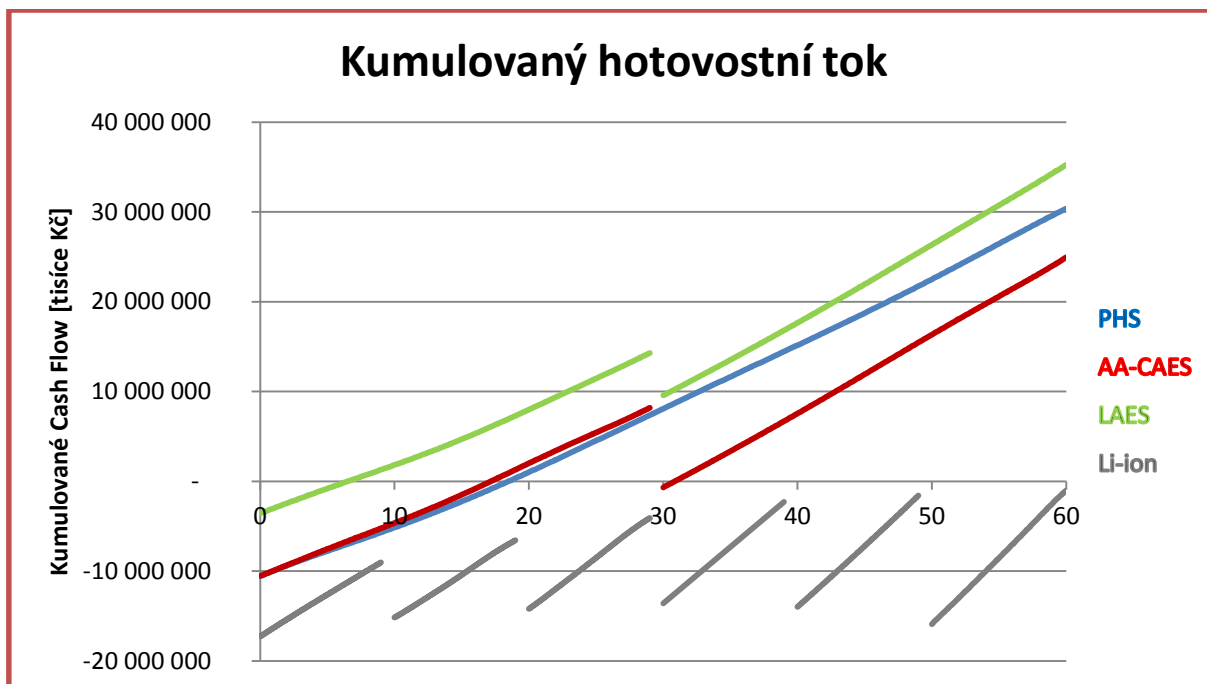
Pro nepříznivý scénář jsem stanovil, že cena služby MZ5 bude prvních 5 roků klesat o 2% za rok, poté bude dalších 5 roků stagnovat a až následně poroste každoročně o 1%. U služby PR jsem nastavil prvních 20 roků stagnaci, poté 1% růst. Cena prodávané energie bude klesat každoročně o 2% po celé sledované období.

Projekt	PHS	AA-CAES	LAES	Li-ion
Doba návratnosti	19 roků	18 roků	7 roků	-
Diskontovaná doba návratnosti	-	-	9 roků	-
Čistá současná hodnota (NPV)	-675 054 409 KČ	-1 547 104 617 KČ	5 589 164 847 KČ	-11 394 379 846 KČ
Vnitřní výnosové procento (IRR)	5,60%	4,97%	15,53%	-0,19%

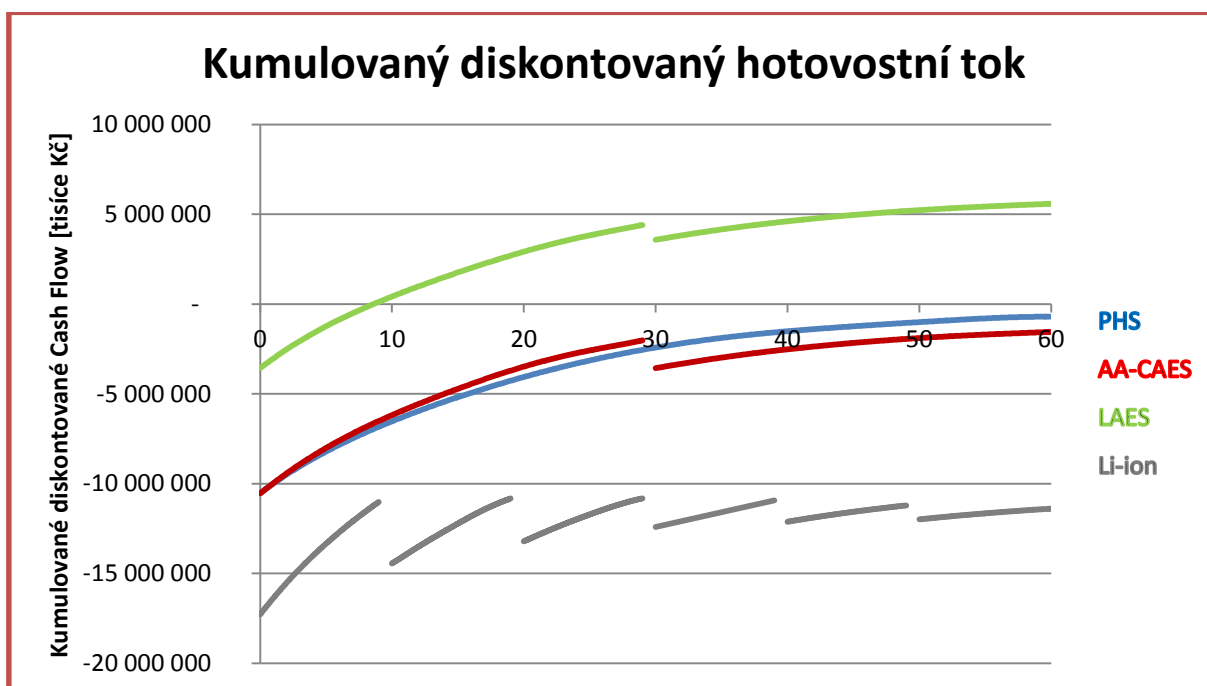
Tab. 12 Výsledky analýzy projektů se střednědobým cyklem pro nepříznivý scénář

Za těchto podmínek je již na základě kritéria NPV ekonomicky smysluplný pouze projekt LAES, který je i přes nepříznivý cenový vývoj ekonomicky atraktivní.

V grafech 16 a 17 opět můžeme vidět zobrazený průběh kumulovaných hotovostních toků a kumulovaných diskontovaných hotovostních toků projektů (osa y) za dobu porovnání (osa x):



Graf 16: Kumulovaný hotovostní tok střednědobé – nepříznivý scénář



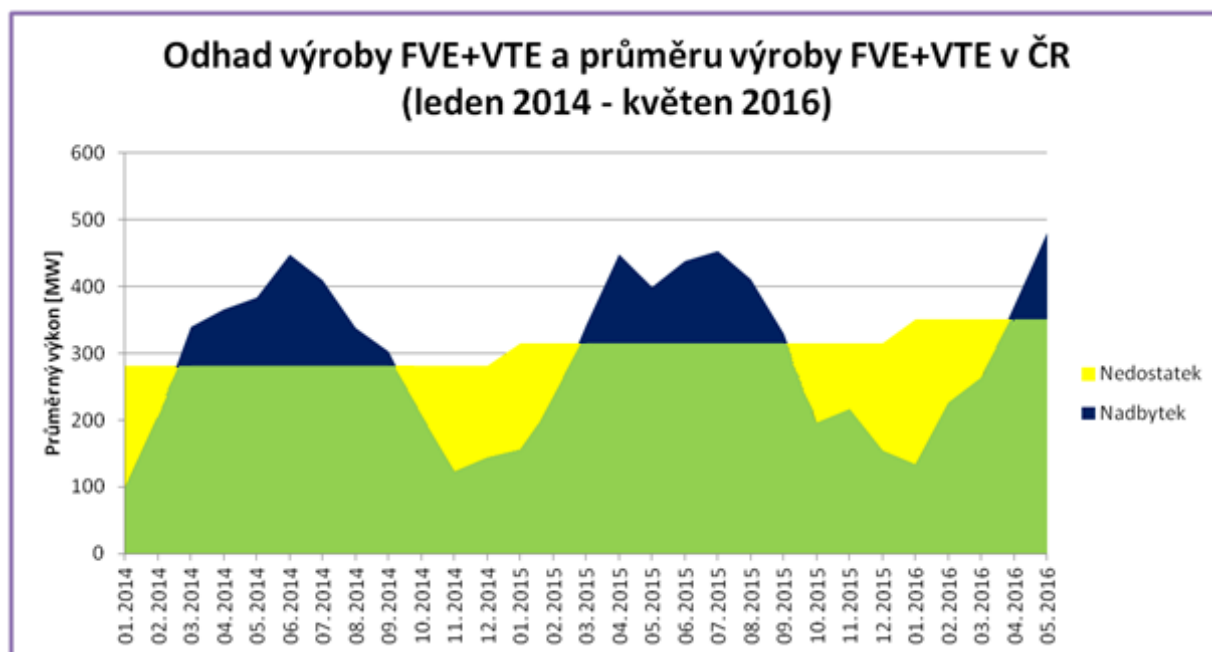
Graf 17: Kumulovaný diskontovaný hotovostní tok střednědobé – nepříznivý scénář

4.2.5 Celkové hodnocení projektů z hlediska ekonomické analýzy akumulčních elektráren se střednědobým cyklem

Ve všech scénářích provedené analýzy vychází pro všechna kritéria nejlépe projekt LAES, a to především díky své nízké pořizovací ceně. Naopak li-ion baterie vychází ve všech scénářích nejhůře, přestože jako jediný z porovnávaných projektů nabízí i službu primární regulace frekvence. I zde je za tento výsledek zodpovědná pořizovací cena, tentokrát zase příliš vysoká. Poměrně srovnatelné výstupy analýzy mají projekty PHS a AA-CAES, nicméně PHS měl ve všech scénářích lehce vyšší NPV a IRR. Kromě výdajů na obnovu zařízení po 30 letech provozu má na tomto výsledku svůj podíl také vyšší účinnost PHS. Přestože projekt LAES vychází jednoznačně nejlépe, tak opatrný investor by se pro tento projekt zatím určitě nerozhodl, protože se jedná o relativně nový koncept, který doposud nemá v provozu instalaci podobných parametrů. Při rozhodování mezi projekty PHS a AA-CAES by zase hrály zásadní roli lokální terénní podmínky, takže je možné, že vzhledem k minimálnímu zásahu do přírody, by se investor rozhodl pro projekt AA-CAES, pokud by pro něj bylo vhodné umístění.

4.3 Ekonomické porovnání projektů s dlouhodobým cyklem

Parametry těchto projektů budou volit tak, aby v zimních měsících byly schopné suplovat výrobu OZE (pouze FVE a VTE) letních měsíců. Na grafu níže jsou zobrazené průměrné výkony OZE jednotlivých měsíců (zelená + modrá) a jejich průměrné roční výkony (zelená + žlutá).



Graf 18: Odhad výroby FVE a VTE v ČR a průměru (leden 2014 – květen 2016) (zdroj: ČEPS)

Oblast viditelná zeleně a modře značí dodanou energii OZE s tím, že modré oblasti značí energii dodanou nad průměrnou hodnotu a tedy vhodnou pro akumulaci, naopak žluté plochy vyjadřují chybějící energii, kterou je třeba dodat, aby dodávaný výkon neklesl pod průměrnou hodnotu.

Nicméně v letních měsících se také vyskytují dni s podprůměrným výkonem a i ty bude třeba pokrýt, proto velikost této chybějící energie získám z dat na webových stránkách ČEPSu [28] s agregací jeden den (větší přesnosti není třeba, protože uvnitř dne se s nerovnoměrnou výrobou již vypořádají akumulární elektrárny se střednědobým cyklem). Celková hodnota chybějící energie za rok 2014 byla 669 GWh, za rok 2015 to bylo 587 GWh. Dále budu počítat s průměrnou hodnotou 628 GWh.

V rámci technologie P2G bude třeba zjistit, kolik umožní vyrobit vodíku roční spotřeba zemního plynu ČR tak, aby objem vodíku v zemním plynu nepřesáhl 2%. Pro tento účel budu uvažovat roční spotřebu zemního plynu ČR 8 miliard m³ [33]. Objemová 2% z toho činí 160 milionů m³. Vzhledem k tomu, že tyto objemy jsou uvažovány při nízkém tlaku (do 5kPa nad tlakem okolí [11]), tak budu počítat s hustotou vodíku 0,0899 kg/m³ [14]. Vynásobením hustoty vodíku s 2% objemem dostanu odpovídající hmotnost vodíku:

$$m = \rho \cdot V = 0,0899 \cdot 160 \cdot 10^6 = 14384000 \text{ kg}$$

Vynásobením této hmotnosti se spalným teplem vodíku $H = 33,3 \text{ kWh/kg}$ získám odpovídající energetickou hodnotu E v kWh:

$$E = H \cdot m = 33,3 \cdot 14380000 = 478854000 \text{ kWh} \cong 479 \text{ GWh}$$

Za předpokladu spalování zemního plynu především v paroplynovém cyklu, jehož účinnost se blíží 60% [31] a částečně ve špičkách pouze s využitím plynové turbíny s účinností okolo 35% [31] budu uvažovat průměrnou účinnost přeměny tepelné energie ze spalování zemního plynu na elektřinu 50%. Velikost energie potřebné k nahrazení OZE v době nízkého výkonu jsem dříve stanovil 628 GWh. Vzhledem k uvažované 50% účinnosti přeměny tepla na elektřinu bude potřeba uskladnit dvojnásobnou energetickou hodnotou, což jest 1256 GWh. Vodíku lze ale uskladnit pouze 479 GWh, zbývajících 777 GWh bude třeba dodat formou metanu získaného metanizací vodíku.

Žádná jiná technologie než P2G zatím reálně neumožňuje uskladnit takto velké množství energie, proto v ekonomické analýze bude porovnávat pouze technologii P2G. Prvním projektem analýzy bude technologie P2G o instalovaném výkonu elektrolyzérů 500 MW, což jsem zvolil jako nejmenší přípustný výkon potřebný k akumulaci 1256 GWh energie za rok do plynu. Druhým projektem pak bude technologie P2G s instalovaným výkonem 1000 MW.

Vzhledem k tomu, že prozatím jsou v provozu pouze elektrolyzéry v rámci pilotních projektů, které nejsou doposud vhodné pro komerční využití (z důvodu vysoké pořizovací ceny a krátké životnosti), tak v analýze použiji ideální vlastnosti elektrolyzérů, ke kterým směřuje současný výzkum. Tyto parametry jsou: měrné náklady 500 €/kW [3] a životnost elektrolyzérů 30 let [49] za předpokladu kvalitní údržby. Doba porovnání tedy bude 30 roků. Účinnost elektrolyzérů bude 80% a v případě metanizace 70%.

Dále budu uvažovat, že 100 MW výkonu bude v obou projektech rezervováno pro službu MZ15-, tedy že do 15 minut od povelu operátora bude zahájen odběr výkonu ze sítě až do výše rezervovaného výkonu. Průměrná cena služby MZ15- se v současnosti pohybuje okolo 215 Kč/MWh [36]. Vývoj této ceny zvolím obdobně jako u služby MZ5, tedy prvních 5 roků stagnace, poté 1% růst. Také budu předpokládat nákup záporné regulační energie na vyrovnávacím trhu, a to 10 GWh prvních 5 roků, poté každoročně nárůst o 1 GWh. Průměrná cena této energie se pohybuje okolo 0 Kč/MWh [38], s touto cenou budu počítat po celou dobu. Cenu jedné MWh vodíku i metanu určím na základě

průměrné obchodované ceny MWh zemního plynu na vnitrodenním trhu v roce 2016 dostupné na webových stránkách OTE [38]. Tato cena se pohybuje okolo 400 Kč/MWh. Vývoj této ceny stanovím tak, že prvních 5 roků bude stagnovat, poté začne růst o 1% za rok. Dále je třeba určit cenu energie pro vlastní spotřebu. Tu jsem zjistil opět z roční zprávy OTE na denním trhu za rok 2015 tak, že jsem spočítal průměrnou cenu 4236 nejlevnějších hodin tohoto roku, což je počet hodin potřebný pro akumulaci energie 1256 GWh 500 MW elektrolyzérem. Tato cena je 614 Kč/MWh, výpočet je v příloze 8. Pro 1000 MW elektrolyzér je to průměr 1883 nejlevnějších hodin roku 2015 a to je 445 Kč/MWh, výpočet opět v příloze 8. Vývoj těchto cen jsem v případě 500 MW P2G stanovil jako 2% pokles za rok, v případě 1000 MW P2G, kde budou mít větší podíl záporné ceny elektřiny, jsem určil 3% pokles za rok. Stanovení parametrů dalších nákladů jsou založená na hrubých odhadech a je pravděpodobné, že skutečnost se bude výrazně lišit. Cenový vývoj těchto nákladů bude po celé sledované období stejný jako v analýze projektů s krátkodobým cyklem.

V tabulce 13 je souhrn použitých parametrů projektů analýzy:

Projekt	P2G 500 MW	P2G 1000 MW
Instalovaný výkon	500 MW	1000 MW
Energetická kapacita (elektrická)	628 GWh	628 GWh
Účinnost přeměny na vodík	80%	80%
Účinnost přeměny na metan	70%	70%
Celková účinnost cyklu s vodíkem	40%	40%
Celková účinnost cyklu s metanem	35%	35%
Pořizovací cena	6 750 000 000 Kč	13 500 000 000 Kč
Pořizovací náklady na kW výkonu	13 500 Kč	13 500 Kč
Pořizovací náklady na kWh energetické kapacity	21,5 Kč	21,5 Kč
Projektovaná životnost	30 roků	30 roků
Rezervovaný výkon v rámci MZ15-	100 MW	100 MW
Prům. cena za poskytování služby MZ15- (v 1. roce)	215 Kč/MWh	215 Kč/MWh
Prům. cena prodáváného vodíku (v 1. roce)	400 Kč/MWh	400 Kč/MWh
Prům. cena prodáváného metanu (v 1. roce)	400 Kč/MWh	400 Kč/MWh
Prům. cena záporné regulační energie	0 Kč/MWh	0 Kč/MWh
Množství nakoupené regulační energie (v 1. roce)	10 GWh	10 GWh
Prům. cena kupované energie (v 1. roce)	614 Kč/MWh	445 Kč/MWh
Roční provoz	340 dní	340 dní
Náklady na opravy a údržbu v % pořiz. ceny/rok	1,00%	1,00%
Počet zaměstnanců	30	60
Náklady na jednoho zaměstnance za rok	600 000 Kč	600 000 Kč
Pojištění majetku v % pořizovací ceny za rok	0,04%	0,04%
Ostatní náklady v % pořizovací ceny za rok	0,05%	0,05%
Daňová odpisová skupina	2	2
Účetní odpisy v % pořizovací ceny za rok	3,33%	3,33%

Tab. 13 Souhrn parametrů projektů s dlouhodobým cyklem

4.3.1 Příklad výpočtů v prvním roce analýzy projektu P2G 500 MW

Cílem je vypočítat hotovostní tok (CF) a diskontovaný hotovostní tok (DCF).

Výpočet výnosů:

Výnosy = tržby za službu (MZ15 –) + tržby za dodaný vodík + tržby za dodaný metan

$$\text{tržby za službu MZ15-} = P_{MZ15-} \cdot T_{MZ15-} \cdot \text{Cena}_{MZ15-} = 100 \cdot 8160 \cdot 215 = 175\,440\,000 \text{ Kč}$$

P_{MZ15-} [MW] – rezervovaný výkon pro službu MZ15-

T_{MZ15-} [hodina] – počet hodin poskytování MZ15- za rok ($340 \cdot 24$)

Cena_{MZ15-} [Kč/MWh] – cena za rezervovanou MWh pro službu MZ15-

$$\text{tržby za dodaný vodík} = \text{Cena}_{\text{vodík}} \cdot \text{Množství}_{\text{vodík}} = 400 \cdot 479\,000 = 191\,600\,000 \text{ Kč}$$

$\text{Cena}_{\text{vodík}}$ [Kč/MWh] – cena za dodanou MWh vodíku

$\text{Množství}_{\text{vodík}}$ [MWh] – množství dodaného vodíku

$$\text{tržby za dodaný metan} = \text{Cena}_{\text{metan}} \cdot \text{Množství}_{\text{metan}} = 400 \cdot 777\,000 = 310\,800\,000 \text{ Kč}$$

$\text{Cena}_{\text{metan}}$ [Kč/MWh] – cena za dodanou MWh metanu

$\text{Množství}_{\text{metan}}$ [MWh] – množství dodaného metanu

$$\begin{aligned} \text{Výnosy} &= \text{tržby za službu (MZ15 –)} + \text{tržby za dodaný vodík} + \text{tržby za dodaný metan} = \\ &175\,440\,000 + 191\,600\,000 + 310\,800\,000 = 677\,840\,000 \text{ Kč} \end{aligned}$$

Výpočet nákladů:

$Náklady = Náklady\ na\ vlastní\ spotřebu\ energie + Náklady\ na\ opravy\ a\ údržbu +$
 $Náklady\ na\ zaměstnance + Náklady\ na\ pojištění\ majetku + Ostatní\ náklady +$
 $Účetní\ odpisy$

$$Náklady\ na\ vlastní\ spotřebu\ energie = P_{400MW} \cdot T_{rok} \cdot Cena_{energie} = 400 \cdot 4236 \cdot 614 = 1\ 040\ 401\ 071\ Kč$$

$Cena_{energie}$ [Kč/MWh] – průměrná cena energie pro vlastní spotřebu

P_{400MW} [MW] – výkon k dispozici po celou dobu provozu

T_{rok} [hod] – počet hodin odběru energie za rok

$$T_{rok} = \frac{Množství_{vodík}}{P_{400MW} \cdot \eta_{vodík}} + \frac{Množství_{metan} - Množství_{reg}}{P_{400MW} \cdot \eta_{metan}} = \frac{479000}{400 \cdot 0,8} + \frac{777000 - 10000}{400 \cdot 0,7} \cong 4236\ hodin$$

$Množství_{vodík}$ [MWh] – množství dodaného vodíku

$Množství_{metan}$ [MWh] – množství dodaného metanu

$Množství_{reg}$ [MWh] – množství dodané záporné regulační energie

$\eta_{vodík}$ [-] – účinnost cyklu s vodíkem

η_{metan} [-] – účinnost cyklu s metanem

$$Náklady\ na\ opravy\ a\ údržbu = Cena_{pořiz} \cdot Podíl_{oprav} = 6\ 750\ 000\ 000 \cdot 0,01 = 67\ 500\ 000\ Kč$$

$Cena_{pořiz}$ [Kč] – pořizovací cena projektu

$Podíl_{oprav}$ [-] – podíl oprav a údržby na pořizovací ceně za rok

$$Náklady\ na\ zaměstnance = Náklady_{zaměst} \cdot Počet_{zaměst} = 600\ 000 \cdot 30 = 18\ 000\ 000\ Kč$$

$Náklady_{zaměst}$ [Kč] – náklady na jednoho zaměstnance

$Počet_{zaměst}$ [-] – počet zaměstnanců

$$Náklady\ na\ pojištění\ majetku = Cena_{pořiz} \cdot Podíl_{pojištění} = 6\ 750\ 000\ 000 \cdot 0,0004 = 2\ 700\ 000\ Kč$$

$Cena_{pořiz}$ [Kč] – pořizovací cena projektu

$Podíl_{pojištění}$ [-] – podíl pojištění na pořizovací ceně za rok

$$\text{Ostatní náklady} = \text{Cena}_{\text{pořiz}} \cdot \text{Podíl}_{\text{ostatní}} = 6\,750\,000\,000 \cdot 0,0005 = 3\,375\,000 \text{ Kč}$$

$\text{Cena}_{\text{pořiz}}$ [Kč] – pořizovací cena projektu

$\text{Podíl}_{\text{ostatní}}$ [-] – podíl ostatních nákladů na pořizovací ceně za rok

$$\text{Účetní odpisy} = \text{Cena}_{\text{pořiz}} \cdot \text{Podíl}_{\text{odpisů}} = 6\,750\,000\,000 \cdot 3,33 = 224\,775\,000 \text{ Kč}$$

$\text{Cena}_{\text{pořiz}}$ [Kč] – pořizovací cena projektu

$\text{Podíl}_{\text{odpisů}}$ [-] – podíl odpisů na pořizovací ceně za rok

$$\text{Náklady} = 1\,040\,401\,071 + 67\,500\,000 + 18\,000\,000 + 2\,700\,000 + 3\,375\,000 + 224\,775\,000 = 1\,356\,751\,071 \text{ Kč}$$

Výpočet zisku před zdaněním (EBT):

$$\text{EBT} = \text{Výnosy} - \text{Náklady} = 677\,840\,000 - 1\,356\,751\,071 = -678\,911\,071 \text{ Kč}$$

Výpočet daně z příjmu právnických osob:

Výpočet daňového základu se provede analogicky jako výpočet zisku před zdaněním, pouze na místo účetních odpisů se použijí odpisy daňové:

$$\text{Daňové odpisy} = \text{Cena}_{\text{pořiz}} \cdot \text{Podíl}_{\text{daňodpisů}} = 6\,750\,000\,000 \cdot 0,11 = 742\,500\,000 \text{ Kč}$$

$\text{Podíl}_{\text{daňodpisů}}$ [-] – podíl daňových odpisů na pořizovací ceně za rok (v prvním roce druhé odpisové skupiny rovnoměrných odpisů se odepisuje 11%)

$$\text{Daňový základ} = -1\,196\,636\,071 \text{ Kč}$$

Daň z příjmu bude nulová, protože daňový základ je menší než nula.

Výpočet čistého zisku (EAT):

$$\text{EAT} = \text{EBT} - \text{Daň z příjmu} = -678\,911\,071 - 0 = -678\,911\,071 \text{ Kč}$$

Výpočet hotovostního toku (CF):

Za předpokladu, že veškeré platby jsou uskutečněné ve stejném roce, kdy vznikly příslušné pohledávky či závazky, mohu hotovostní tok vypočítat následovně:

$$CF = EAT + \text{Účetní odpisy} = -678\,911\,071 + 224\,775\,000 = -454\,136\,071 \text{ Kč}$$

Výpočet diskontovaného hotovostního toku (DCF):

$$DCF = CF \cdot (1 + r)^{-t} = -454\,136\,071 \cdot (1 + 0,06)^{-1} = -428\,430\,256 \text{ Kč}$$

r [-] – zvolená diskontní míra

t [rok] – počet roků provozu

Celá analýza se nachází v přílohách 9,10 a 11.

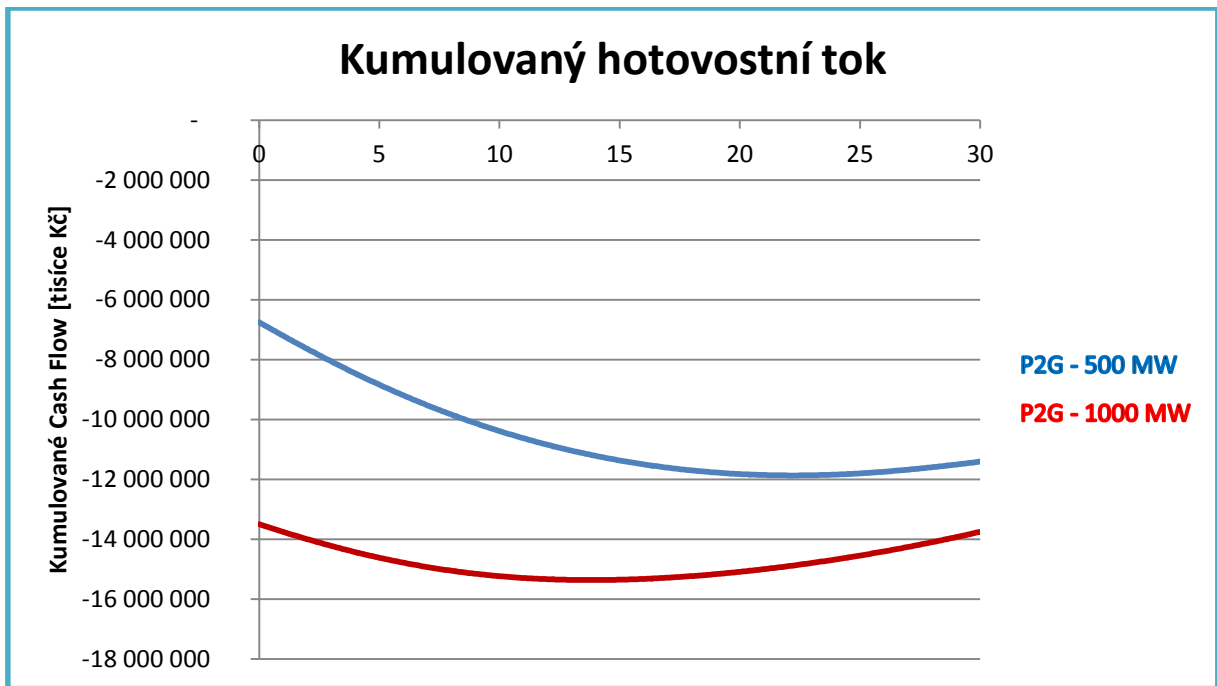
4.3.2 Výsledky ekonomické analýzy pro základní scénář vývoje cen

Projekt	P2G 500 MW	P2G 1000 MW
Doba návratnosti	-	-
Diskontovaná doba návratnosti	-	-
Čistá současná hodnota (NPV)	-10 052 986 814 Kč	-14 521 614 701 Kč
Vnitřní výnosové procento (IRR)	-13,73%	-8,76%

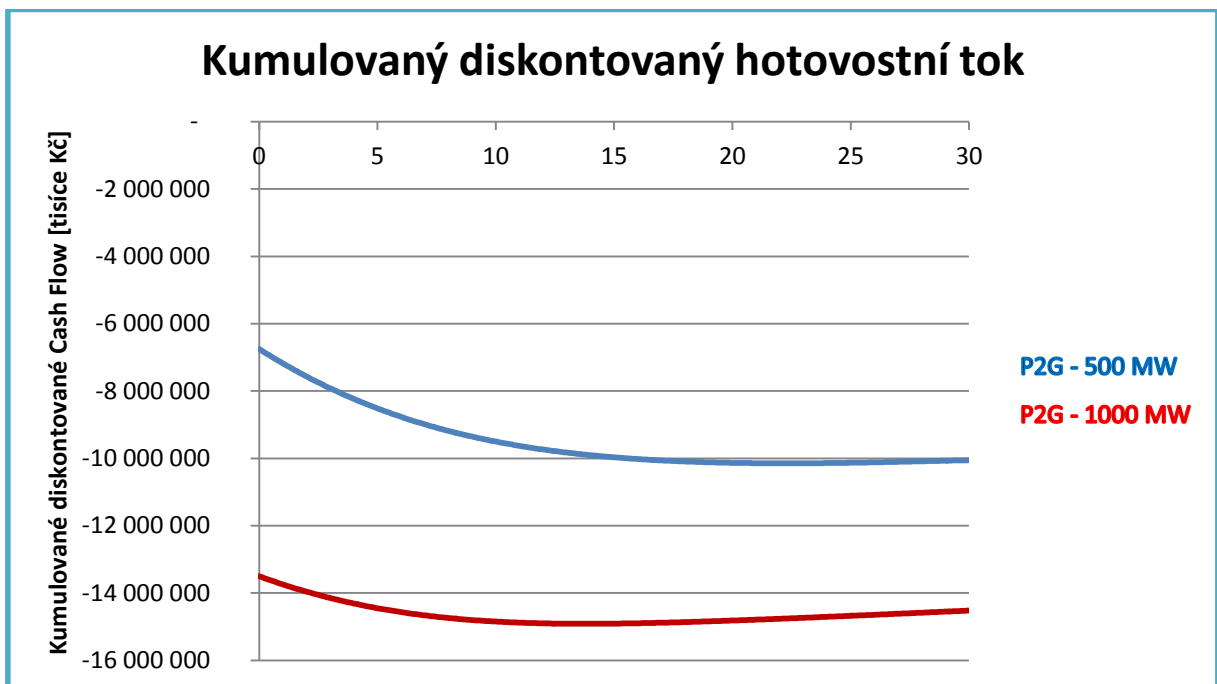
Tab. 14 Výsledky analýzy projektů s dlouhodobým cyklem pro základní scénář

Z tabulky je na první pohled zřejmé, že oba projekty jsou nerentabilní. Projekt P2G 500 MW má vyšší hodnotu NPV, ta je zde způsobená poloviční pořizovací cenou oproti projektu P2G 1000 MW. Ten je však úspěšnější v kritériu IRR, které zde více vypovídá o chování v průběhu sledovaného období. Méně záporné hodnoty IRR bylo dosaženo díky nižším cenám za energii pro vlastní spotřebu.

V grafech níže je zobrazen průběh kumulovaných hotovostních toků a kumulovaných diskontovaných hotovostních toků projektů (osa y) za dobu porovnání (osa x), průsečíky křivek s osou x značí dobu návratnosti (první graf) a diskontovanou dobu návratnosti (druhý graf):



Graf 19: Kumulovaný hotovostní tok dlouhodobé – základní scénář



Graf 20: Kumulovaný diskontovaný hotovostní tok dlouhodobé – základní scénář

4.3.3 Vliv na cenu zemního plynu pro základní cenový vývoj

Pokud by se tento projekt za daných okolností zrealizoval, bylo by potřeba navýšit cenu zemního plynu o dotaci na výrobu vodíku a metanu technologií P2G. Výši této dotace určím tak, že zjistím, kolik by musela stát MWh vodíku nebo metanu, aby čistá současná hodnota projektů byla rovná nule resp. vnitřní výnosové procento rovné stanovené diskontní míře 6%. Výpočet jsem provedl na základě předpokladů, že průměrná spotřeba zemního plynu ČR se nezmění, tedy bude 8 miliard m³. Výpočet je v příloze 12.

V projektu P2G 500 MW je potřeba doplácet konstantně 631 Kč/MWh po celou dobu 30 roků, což v přepočtu na celou spotřebu ČR se projeví asi 9,43 Kč/MWh. Česká domácnost s průměrnou roční spotřebou zemního plynu 25 MWh zaplatí k 25. 5. 2016 v průměru 1225 Kč/MWh [48]. Po přičtení dotace tak tato cena vzroste na 1234 Kč/MWh. Za rok tak tato domácnost zaplatí za zemní plyn o 236 Kč více.

V projektu P2G 1000 MW je potřeba doplácet každoročně 759 Kč/MWh po dobu 30 let. To se na výsledné ceně za zemní plyn projeví jejím nárůstem o 11,35 Kč/MWh. Domácnost se spotřebou 25 MWh za rok tak zaplatí na místo 1225 Kč/MWh 1236 Kč/MWh. Za rok si tato domácnost připlatí za zemní plyn 284 Kč.

4.3.4 Výsledky ekonomické analýzy pro příznivý scénář vývoje cen

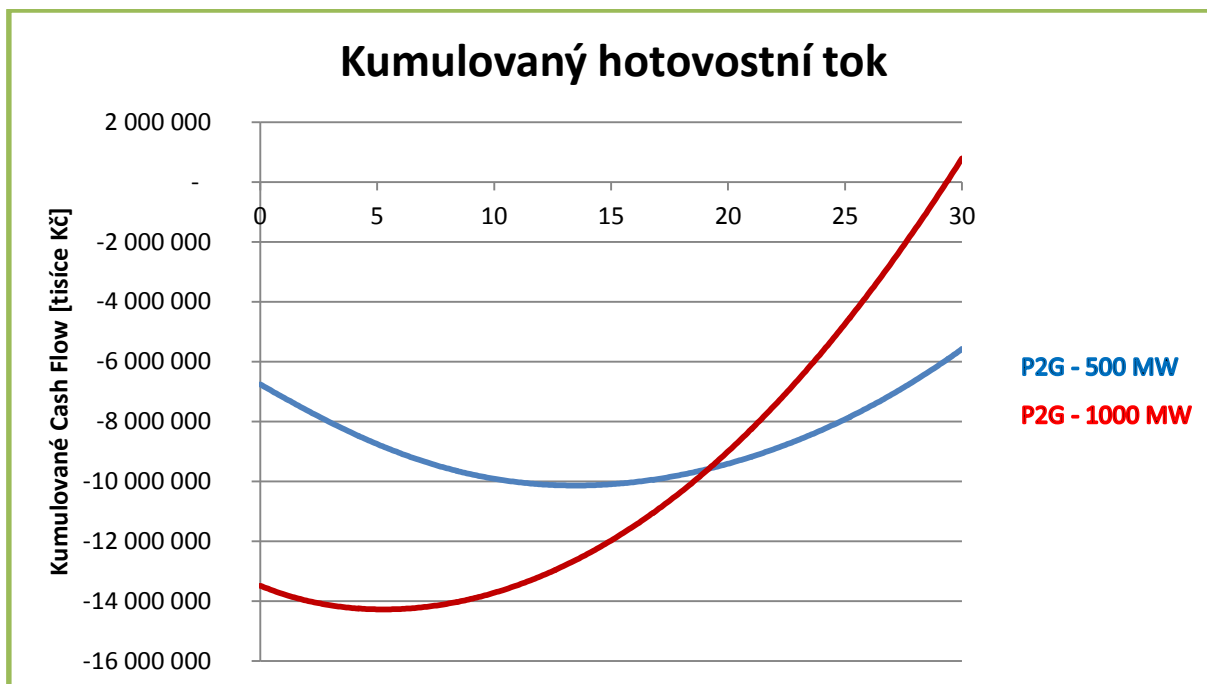
Do tohoto scénáře jsem zvolil 2% růst ceny služby MZ15- po celé období. Růst ceny plynu po pětileté stagnaci jsem navýšil na 2% za rok a pokles ceny energie pro vlastní spotřebu jsem na základě možného přibývání hodin se zápornou cenou elektřiny na německém, a tudíž i českém trhu zvolil v projektu P2G 500MW konstantní pokles ceny o 15 Kč za rok, v projektu P2G 1000 MW konstantní pokles ceny o 30 Kč za rok.

Projekt	P2G 500 MW	P2G 1000 MW
Doba návratnosti	-	30 roků
Diskontovaná doba návratnosti	-	-
Čistá současná hodnota (NPV)	-8 215 226 200 Kč	-9 813 787 052 Kč
Vnitřní výnosové procento (IRR)	-3,36%	0,25%

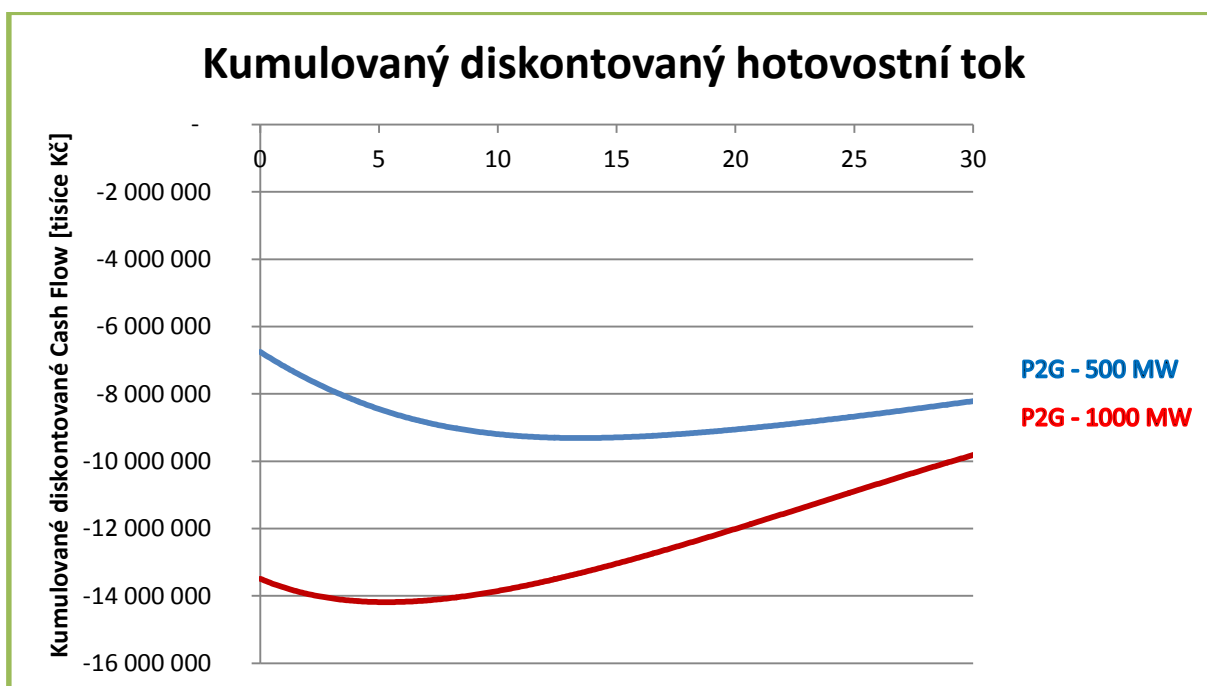
Tab. 15 Výsledky analýzy projektů s dlouhodobým cyklem pro příznivý scénář

V tomto scénáři nedošlo k žádné změně preferencí kritérií, nicméně u projektu P2G 1000 MW se již vnitřní výnosové procento dostalo do kladných čísel, takže i kritérium doby návratnosti se již vměstnalo do doby porovnání.

V grafech níže je opět zobrazen průběh kumulovaných hotovostních toků a kumulovaných diskontovaných hotovostních toků projektů (osa y) za dobu porovnání (osa x):



Graf 21: Kumulovaný hotovostní tok dlouhodobé – příznivý scénář



Graf 22: Kumulovaný diskontovaný hotovostní tok dlouhodobé – příznivý scénář

4.3.5 Vliv na cenu zemního plynu pro příznivý cenový vývoj

Výpočet je proveden v příloze 13.

V projektu P2G 500 MW je potřeba doplácet konstantně 521 Kč/MWh po celou dobu 30 roků, což v přepočtu na celou spotřebu ČR se projeví asi 7,79 Kč/MWh. Česká domácnost s průměrnou roční spotřebou zemního plynu 25 MWh zaplatí k 25. 5. 2016 v průměru 1225 Kč/MWh [48]. Po přičtení dotace tak tato cena vzroste na 1233 Kč/MWh. Za rok tak tato domácnost zaplatí za zemní plyn o 195 Kč více.

V projektu P2G 1000 MW je potřeba doplácet každoročně 547 Kč/MWh po dobu 30 let. To se na výsledné ceně za zemní plyn projeví jejím nárůstem o 8,18 Kč/MWh. Domácnost se spotřebou 25 MWh za rok tak zaplatí na místo 1225 Kč/MWh 1233 Kč/MWh. Za rok si tato domácnost připlatí za zemní plyn 205 Kč.

4.3.6 Výsledky ekonomické analýzy pro nepříznivý scénář vývoje cen

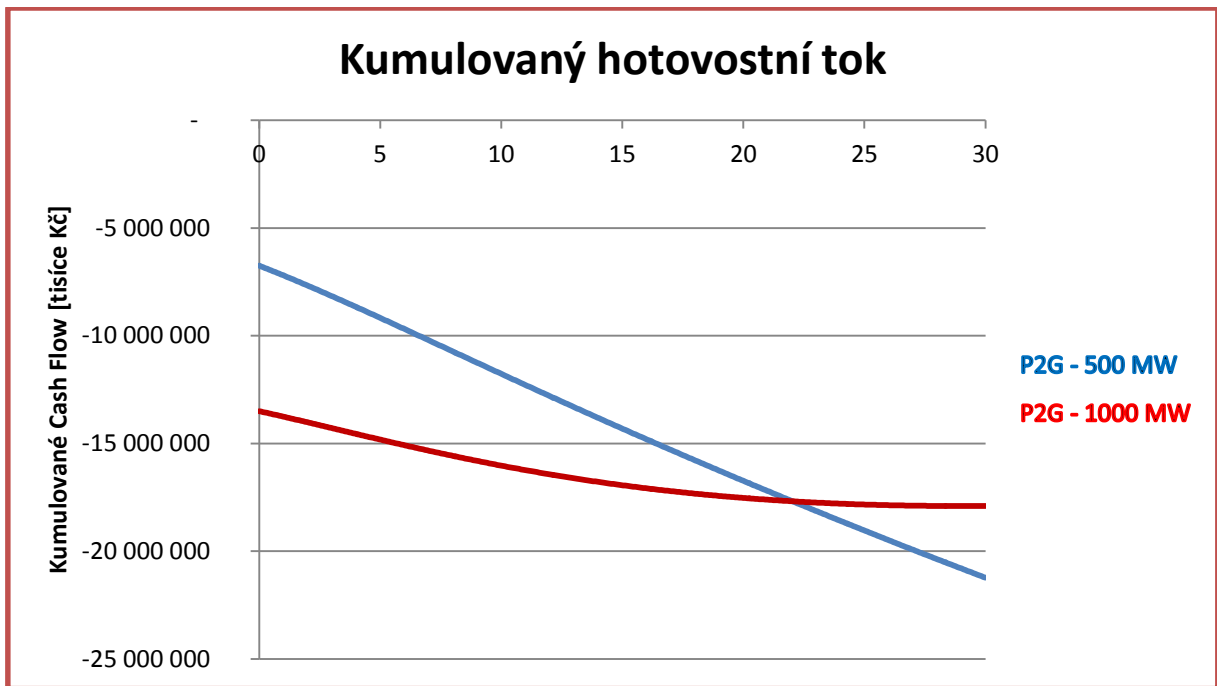
Cena služby MZ15- bude prvních 5 roků 2% klesat, dalších 5 let stagnovat, poté poroste po 1 %. Cena zemního plynu se bude chovat obdobně. Cena energie pro vlastní spotřebu bude v případě 500 MW elektrolyzéry stagnovat po celou dobu porovnání, v případě 1000 MW klesat 2%.

Projekt	P2G 500 MW	P2G 1000 MW
Doba návratnosti	-	-
Diskontovaná doba návratnosti	-	-
Čistá současná hodnota (NPV)	-13 505 333 484 Kč	-16 112 524 008 Kč
Vnitřní výnosové procento (IRR)	-	-

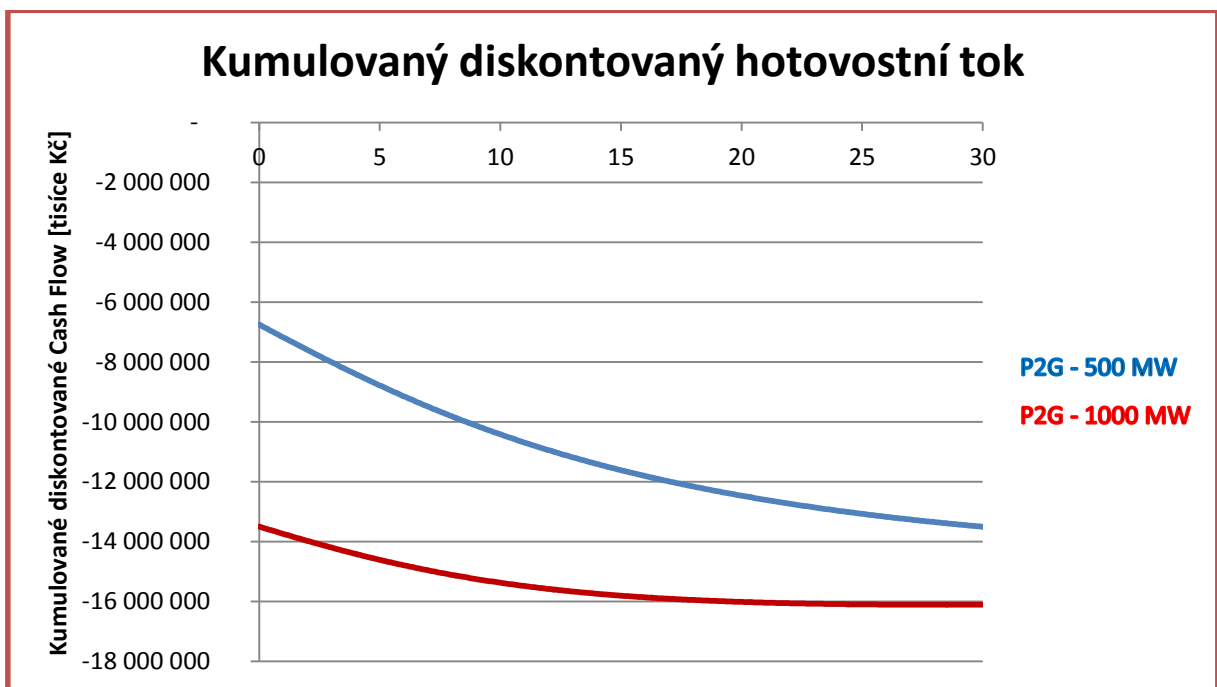
Tab. 16 Výsledky analýzy projektů s dlouhodobým cyklem pro nepříznivý scénář

K tomuto scénáři již asi není co dodat, IRR je zde již tak nízké, že program Excel jej odmítl spočítat.

V grafech níže opět můžeme vidět zobrazený průběh kumulovaných hotovostních toků a kumulovaných diskontovaných hotovostních toků projektů (osa y) za dobu porovnání (osa x):



Graf 23: Kumulovaný hotovostní tok dlouhodobé – nepříznivý scénář



Graf 24: Kumulovaný diskontovaný hotovostní tok dlouhodobé – nepříznivý scénář

4.3.7 Vliv na cenu zemního plynu pro nepříznivý cenový vývoj

Výpočet je proveden v příloze 14.

V projektu P2G 500 MW by bylo potřeba doplácet konstantně 820 Kč/MWh po celou dobu 30 roků, což v přepočtu na celou spotřebu ČR se projeví asi 12,26 Kč/MWh. Česká domácnost s průměrnou roční spotřebou zemního plynu 25 MWh zaplatí k 25. 5. 2016 v průměru 1225 Kč/MWh [48]. Po přičtení dotace tak tato cena vzroste na 1237 Kč/MWh. Za rok tak tato domácnost zaplatí za zemní plyn o 307 Kč více.

V projektu P2G 1000 MW je potřeba doplácet každoročně 838 Kč/MWh po dobu 30 let. To se na výsledné ceně za zemní plyn projeví jejím nárůstem o 12,53 Kč/MWh. Domácnost se spotřebou 25 MWh za rok tak zaplatí na místo 1225 Kč/MWh 1238 Kč/MWh. Za rok si tato domácnost připlatí za zemní plyn 313 Kč.

4.3.8 Celkové hodnocení projektů z hlediska ekonomické analýzy akumulčních elektráren s dlouhodobým cyklem

Ve všech uvedených scénářích cenových vývoju jsou oba projekty P2G nerentabilní. Z hlediska ukazatele NPV vychází vždy lépe projekt P2G 500 MW, což je dáno jeho poloviční pořizovací cenou. Naopak ukazatel IRR ve všech scénářích upřednostňuje projekt P2G 1000 MW. Zde je to dáno nižšími variabilními náklady díky nižším cenám za energii pro vlastní spotřebu elektrolyzérů a stejně tak jejím příznivějším vývojem. S tím souvisí, že je v projektu P2G 1000 MW více roků s kladným hotovostním tokem než v P2G 500 MW.

Tyto projekty by tedy na základě této analýzy vyžadovaly dotaci, obdobně jako je tomu u dotací na OZE. Vzhledem k tomu, že na konečné ceně zemního plynu nemá samotná komodita většinový podíl, tak by dotace v obou případech těchto projektů neměly výrazný vliv na velikost konečné ceny plynu. Rozdíly ve velikostech dotací na P2G 500 MW a P2G 1000 MW jsou nepatrné, a tudíž by z hlediska vyššího využití energie při špičkových výkonech OZE byl vhodnější projekt P2G 1000 MW.

5 Závěr

Cílem práce bylo uvést, specifikovat a porovnat možnosti akumulace elektrické energie, což jsem provedl na konkrétních příkladech v ekonomické analýze.

Ekonomická analýza akumulačních elektráren s krátkodobým cyklem ukázala, že jak li-ion baterie, tak setrvačnický jsou za podmínek všech cenových scénářů rentabilní. Nicméně výsledek této analýzy silně závisí na ceně podpůrné služby primární regulace frekvence, která je mezi podpůrnými službami nejlépe ceněná. V ČR tuto službu poskytují především bloky parních elektráren, které vzhledem k nízké hodnotě rezervovaného výkonu pro PR ve srovnání s vlastním jmenovitým výkonem turbíny dovedou rychle zareagovat změnou výkonu o několik málo procent. Není pravděpodobné, že by na území ČR vznikaly nové uhelné zdroje, takže se dá očekávat postupné ubývání těchto zdrojů a v kombinaci s přibýváním intermitentních zdrojů výroby i větší poptávka po službě primární regulace. Na základě použitých vstupů a výstupů této analýzy vychází oba projekty srovnatelně, ale z důvodu nižší pořizovací ceny a tedy i nižšího rizika jsou li-ion baterie investorsky zajímavější. Navíc s přihlédnutím k současným pokrokům a intenzivnímu vývoji nových technologií li-ion baterií se dá očekávat pokles pořizovacích nákladů a prodloužení životnosti, což by tuto technologii mohlo učinit ještě ekonomicky atraktivnější.

V ekonomické analýze projektů se střednědobým cyklem je podle použitých ekonomických kritérií jednoznačným vítězem projekt LAES, a to díky velice nízké pořizovací ceně. Tato elektrárna využívá známou technologii a běžně dostupné materiály a součástky, díky čemuž může mít velice nízké pořizovací náklady. Dále této technologii významně napomáhá nezávislost na reliéfu, což je spolu s výrazným zásahem do přírody jeden z největších problémů konvenčních přečerpávacích elektráren. Na druhou stranu, doposud neexistuje projekt LAES s podobnými parametry, takže použitá pořizovací cena byla získána z cenové kalkulačky dostupné na webových stránkách společnosti Highview Power Storage, která pravděpodobně uvažuje ideální podmínky, a tak je třeba tento výsledek brát s rezervou. Největší roli v této analýze hrála služba MZ5, ze které jsou velké paušální příjmy, aniž by byla potřeba nakupovat mnoho energie pro akumulaci. Přestože cena této služby poslední dobou klesala, tak vzhledem k přibývání intermitentních zdrojů je pravděpodobné, že výhledově poptávka po ní poroste a tedy i cena. Nicméně právě nejistota a obtížná předvídatelnost na současné scéně cen energií i podpůrných služeb odrazuje investory od těchto projektů z důvodu velkých pořizovacích nákladů a tudíž rizika velké ztráty.

Poslední analýza srovnává dva projekty technologie P2G, jeden s výkonem 500 MW a druhý 1000 MW. Podle očekávání jsou oba projekty prodělečné, což je dané příliš nízkou cenou zemního plynu ve srovnání s cenou elektřiny. V případě P2G 500 MW je tento cenový rozdíl hodně výrazný a bylo tedy zřejmé, že musí být prodělečný, u P2G 1000 MW se již cena zemního plynu a kupované silové elektřiny moc nelišily, na konci sledovaného období již byla cena zemního plynu ve všech scénářích poměrně výrazně vyšší. V projektu P2G 1000 MW se již ale zase projevila vysoká pořizovací cena, a tudíž byl podle kritéria NPV více prodělečný. Pro případ realizace jsem pro oba projekty provedl výpočet potřebné dotace pro požadovaný 6 % výnos a díky relativně malému podílu ceny zemního plynu na celkové prodejní ceně tyto dotace nemají na výslednou cenu velký vliv, takže by byl vhodnější projekt P2G 1000 MW z důvodu vyššího využití nadbytků výroby z OZE. Navíc se očekává trend přibývání hodin se zápornou cenou elektřiny, takže s větším výkonem elektrolyzérů je možné

nakoupit více této energie a tím mnohem výrazněji snižovat průměrnou cenu kupované energie pro vlastní spotřebu. V případě realizace projektu technologie P2G by bylo třeba provést detailní analýzu výroby OZE, aby se tak dala zvolit optimální velikost výkonů elektrolyzérů a mohlo být využito co nejvíce nadbytků výroby při co nejmenším možném výkonu elektrolyzérů. Nejvýznamnějšími výhodami této technologie jsou již existující rozsáhlá plynárenská síť, plynové zásobníky a paroplynové elektrárny. Výhodou jsou také nízké ztráty při přenosu zemního plynu, které i při jeho dlouhodobém uložení nepřesahují 1%, zatímco přenos energie elektrickým vedením dosahuje ztrát okolo 4% přenesené energie. [5]

Seznam tabulek

1. Tab. 1 Struktura výroby elektrické energie NETTO v Evropě
Electricity in Europe 2014. In: *ENTSOE* [online]. 2014 [cit. 2016-03-23].
Dostupné z:
https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/electricity_in_europe/entsoe_electricity_in_europe_2014.pdf
2. Tab. 2 Struktura instalovaných výkonů elektráren v Evropě
Electricity in Europe 2014. In: *ENTSOE* [online]. 2014 [cit. 2016-03-23].
Dostupné z:
https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/electricity_in_europe/entsoe_electricity_in_europe_2014.pdf
3. Tab. 3 Koeficienty ročního využití v Evropě
Electricity in Europe 2014. In: *ENTSOE* [online]. 2014 [cit. 2016-03-23].
Dostupné z:
https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/electricity_in_europe/entsoe_electricity_in_europe_2014.pdf
4. Tab. 4 Souhrn parametrů projektů s krátkodobým cyklem
5. Tab. 5 Výsledky analýzy projektů s krátkodobým cyklem pro základní scénář
6. Tab. 6 Výsledky analýzy projektů s krátkodobým cyklem pro příznivý scénář
7. Tab. 7 Výsledky analýzy projektů s krátkodobým cyklem pro nepříznivý scénář
8. Tab. 8 Souhrn parametrů projektů se střednědobým cyklem 1. část
9. Tab. 9 Souhrn parametrů projektů se střednědobým cyklem 2. část
10. Tab. 10 Výsledky analýzy projektů se střednědobým cyklem pro základní scénář
11. Tab. 11 Výsledky analýzy projektů se střednědobým cyklem pro příznivý scénář
12. Tab. 12 Výsledky analýzy projektů se střednědobým cyklem pro nepříznivý scénář
13. Tab. 13 Souhrn parametrů projektů s dlouhodobým cyklem
14. Tab. 14 Výsledky analýzy projektů s dlouhodobým cyklem pro základní scénář
15. Tab. 15 Výsledky analýzy projektů s dlouhodobým cyklem pro příznivý scénář
16. Tab. 16 Výsledky analýzy projektů s dlouhodobým cyklem pro nepříznivý scénář

Seznam grafů

1. Graf 1: Podíl zdrojů na výrobě v Evropě pro rok 2010
2. Graf 2: Podíl zdrojů na výrobě v Evropě pro rok 2014
3. Graf 3: Podíl zdrojů na instalovaném výkonu v Evropě pro rok 2010
4. Graf 4: Podíl zdrojů na instalovaném výkonu v Evropě pro rok 2014
5. Graf 5: Odhad výroby FVE a VTE v ČR (leden 2014 – květen 2016)
Odhad výroby obnovitelných zdrojů. In: ČEPS, a.s. [online]. © 2016 [cit. 15. 5. 2016].
Dostupné z: <http://www.ceps.cz/CZE/Data/Vsechna-data/Stranky/odhad-vyroby-obnovitelnych-zdroju.aspx>
6. Graf 6: Kumulovaný hotovostní tok krátkodobé – základní scénář
7. Graf 7: Kumulovaný diskontovaný hotovostní tok krátkodobé – základní scénář
8. Graf 8: Kumulovaný hotovostní tok krátkodobé – příznivý scénář
9. Graf 9: Kumulovaný diskontovaný hotovostní tok krátkodobé – příznivý scénář
10. Graf 10: Kumulovaný hotovostní tok krátkodobé – nepříznivý scénář
11. Graf 11: Kumulovaný diskontovaný hotovostní tok krátkodobé – nepříznivý scénář
12. Graf 12: Kumulovaný hotovostní tok střednědobé – základní scénář
13. Graf 13: Kumulovaný diskontovaný hotovostní tok střednědobé – základní scénář
14. Graf 14: Kumulovaný hotovostní tok střednědobé – příznivý scénář
15. Graf 15: Kumulovaný diskontovaný hotovostní tok střednědobé – příznivý scénář
16. Graf 16: Kumulovaný hotovostní tok střednědobé – nepříznivý scénář
17. Graf 17: Kumulovaný diskontovaný hotovostní tok střednědobé – nepříznivý scénář
18. Graf 18: Odhad výroby FVE a VTE v ČR a průměru (leden 2014 – květen 2016) (zdroj: ČEPS)
Odhad výroby obnovitelných zdrojů. In: ČEPS, a.s. [online]. © 2016 [cit. 15. 5. 2016].
Dostupné z: <http://www.ceps.cz/CZE/Data/Vsechna-data/Stranky/odhad-vyroby-obnovitelnych-zdroju.aspx>
19. Graf 19: Kumulovaný hotovostní tok dlouhodobé – základní scénář

- 20. Graf 20: Kumulovaný diskontovaný hotovostní tok dlouhodobé – základní scénář
- 21. Graf 21: Kumulovaný hotovostní tok dlouhodobé – příznivý scénář
- 22. Graf 22: Kumulovaný diskontovaný hotovostní tok dlouhodobé – příznivý scénář
- 23. Graf 23: Kumulovaný hotovostní tok dlouhodobé – nepříznivý scénář
- 24. Graf 24: Kumulovaný diskontovaný hotovostní tok dlouhodobé – nepříznivý scénář

Seznam obrázků

1. Obr. 1 Princip lithiové baterie. IN: *Aldebaran* [online]. © Copyright Aldebaran Group for Astrophysics, 2014. [cit. 3. 4. 2016]
Dostupné z: http://www.aldebaran.cz/bulletin/2014_26_jyr.php
2. Obr. 2 Řez setrvačником. IN: *Beacon Power* [online]. © 2014 all rights reserved, Beacon Power, LLC, 2014. [cit. 3. 4. 2016]
Dostupné z: <http://beaconpower.com/carbon-fiber-flywheels/>
3. Obr. 3 Systém chlazení supravodivé cívky IN: *Energy Storage Sense* [online]. [cit. 3. 4. 2016]
Dostupné z: <http://energystoragesense.com/superconducting-magnetic-energy-storage-smes/>
4. Obr. 4 Princip superkapacitoru. IN: *Energy Education* [online]. [cit. 3. 4. 2016]
Dostupné z: <http://energyeducation.ca/encyclopedia/Supercapacitor>
5. Obr. 5 Princip přečerpávací elektrárny. IN: *Fyzmatik* [online]. FYZMATIK, Copyright ©fyzmatik, All rights reserved. [cit. 4. 4. 2016]
Dostupné z: <http://fyzmatik.pise.cz/1474-bude-mit-cr-dalsi-precerpavaci-elektrarnu.html>
6. Obr. 6 Princip gravitační pístové elektrárny. IN: *Gravity Power* [online]. Copyright 2014 Gravity Power. [cit. 5. 4. 2016]
Dostupné z: <http://www.gravitypower.net/technology-gravity-power-energy-storage/>
7. Obr. 7 Schéma tlakovzdušné elektrárny. IN: *EES International* [online]. © 2014 - 2015. [cit. 7. 4. 2016]
Dostupné z: <http://ees-magazine.com/long-term-energy-storage-with-compressed-air-storages/>
8. Obr. 8 Schéma adiabatické tlakovzdušné elektrárny. IN: *EES International* [online]. © 2014 - 2015. [cit. 7. 4. 2016]
Dostupné z: <http://ees-magazine.com/long-term-energy-storage-with-compressed-air-storages/>
9. Obr. 9 Princip LAES. IN: *David Strahan* [online]. Copyright © 2016 David Strahan. [cit. 9. 4. 2016]
Dostupné z: <http://www.davidstrahan.com/blog/?p=1151>
10. Obr. 10 Schéma technologie P2G. IN: *pv-magazine* [online]. 2013 [cit. 29. 12. 2015].
Dostupné z: http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/power-to-gas-platform-established-in-europe_100011076/#axzz3wCgZDn3l

Seznam příloh

1. Příloha 1: Ekonomický model krátkodobé akumulace – základní
2. Příloha 2: Ekonomický model krátkodobé akumulace – příznivý
3. Příloha 3: Ekonomický model krátkodobé akumulace – nepříznivý
4. Příloha 4: Výpočet průměrných cen elektřiny na denním trhu
5. Příloha 5: Ekonomický model střednědobé akumulace – základní
6. Příloha 6: Ekonomický model střednědobé akumulace – příznivý
7. Příloha 7: Ekonomický model střednědobé akumulace – nepříznivý
8. Příloha 8: Výpočet průměrných cen elektřiny na denním trhu pro P2G
9. Příloha 9: Ekonomický model dlouhodobé akumulace – základní
10. Příloha 10: Ekonomický model dlouhodobé akumulace – příznivý
11. Příloha 11: Ekonomický model dlouhodobé akumulace – nepříznivý
12. Příloha 12: Ekonomický model dlouhodobé akumulace – základní+dotace
13. Příloha 13: Ekonomický model dlouhodobé akumulace – příznivý+dotace
14. Příloha 14: Ekonomický model dlouhodobé akumulace – nepříznivý+dotace

Seznam symbolů a zkratek

OZE	Obnovitelné zdroje energie
NETTO	Čistá výroba elektřiny (množství vyrobené elektřiny mínus vlastní spotřeba elektřiny)
FVE	Fotovoltaická elektrárna
VTE	Větrná elektrárna
CF	Hotovostní tok
DCF	Diskontovaný hotovostní tok
NPV	Čistá současná hodnota
IRR	Vnitřní výnosové procento
EBT	Zisk před zdaněním
EAT	Čistý zisk
VT	Vysoký tarif
NT	Nízký tarif
PR	Primární regulace frekvence
MZ5	Minutová záloha pětiminutová
MZ15-	Minutová záloha patnáctiminutová záporná

Použitá literatura

1. Progress in electrical energy storage system: A critical review. In: *ScienceDirect* [online]. Copyright © 2016 Elsevier B.V., 2009 [cit. 20. 3. 2016].
Dostupné z: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S100200710800381X>
2. Electricity in Europe 2014. In: *ENTSOE* [online]. 2014 [cit. 23. 3. 2016].
Dostupné z:
https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/electricity_in_europe/entsoe_electricity_in_europe_2014.pdf
3. Jan Schindler: Zachrání technologie Power to Gas obnovitelné zdroje?. In: *tzb-info* [online]. 2. 4. 2014 [cit. 21. 11. 2015].
Dostupné z: <http://oze.tzb-info.cz/11034-zachrani-technologie-power-to-gas-obnovitelne-zdroje>
4. Petr Bača: Akumulace energie z OZE – vodíkové hospodářství. In: *oze.tzb-info* [online]. 7. 2. 2011 [cit. 27. 11. 2015].
Dostupné z: <http://oze.tzb-info.cz/7134-akumulace-energie-z-oze-vodikove-hospodarstvi>
5. P. Vanýsek, L. Chladil, P. Dvořák: Velké srovnání metod a systémů uchovávání energie. Dostupně a schůdně. In: *vyvoj.hw* [online]. 30. 9. 2015 [cit. 28. 11. 2015].
Dostupné z: <http://vyvoj.hw.cz/teorie-a-praxe/velke-srovnani-metod-a-systemu-uchovavani-energie-dostupne-a-schudne.html>
6. Dian Hrozek: Nový projekt v Rakousku ověří možnosti Power to Gas. In: *oenergetice* [online]. 21. 10. 2015 [cit. 27. 12. 2015].
Dostupné z: <http://oenergetice.cz/zahranicni/novy-projekt-v-rakousku-overi-moznosti-technologie-power-gas/>
7. Aleš Douček, Daniel Tenkrát, Petr Dlouhý: Vodíkové hospodářství a možnosti využití vodíku k regulaci obnovitelných zdrojů energie. In: *paliva* [online]. 2011 [cit. 28. 12. 2015].
Dostupné z:
http://paliva.vscht.cz/data/clanky/36_vodikove_hospodarstvi_a_moznosti_vyuziti_vodik_u_regulaci_obnovitelnych_zdroju_energie.pdf
8. Schéma technologie P2G. In: *pv-magazine* [online]. 29. 4. 2013 [cit. 29. 12. 2015].
Dostupné z: http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/power-to-gas-platform-established-in-europe_100011076/#axzz3wCgZDn3l

9. Roční zpráva o provozu ES ČR 2014. In: *eru* [online]. © 2014 Energetický regulační úřad [cit. 30. 12. 2015].
Dostupné z: http://www.eru.cz/documents/10540/462820/Rocni_zprava_provoz_ES_2014.pdf/933fc41a-ad79-4282-8d0f-01eb25a63812
10. Přeshraniční toky 2013/2014/2015. In: *ČEPS* [online]. © ČEPS, a.s., 2016 [cit. 12. 12. 2015].
Dostupné z: <https://www.ceps.cz/CZE/Data/Vsechna-data/Stranky/Preshranicni-toky.aspx>
11. Mimořádní situace v PS ČR vlivem enormní výroby ve větrných parcích v Německu na přelomu roku 2014/2015. In: *ČEPS* [online]. © ČEPS, a.s., 2016 [cit. 12. 12. 2015].
Dostupné z: https://www.ceps.cz/CZE/Media/Studie-analyzy/Documents/Analyza_mimoradna_situace_PSCR_2015.pdf
12. Plynárenství – Dodávka energie. In: *mojenergie* [online]. 2009-2016 © Copyright Done, s.r.o. [cit. 13. 12. 2015].
Dostupné z: <http://www.mojeenergie.cz/cz/plynarenstvi-dodavka-energie>
13. Roční zpráva o provozu plynárenské soustavy ČR 2013. In: *ERÚ* [online]. © 2014 Energetický regulační úřad [cit. 30. 12. 2015].
Dostupné z: http://www.eru.cz/documents/10540/462888/Zprava_o_provozu_PS_2013.pdf/4996c7ea-1100-4fe2-a454-be834abebcd7
14. Vodík. In: *Wikipedia: the free encyclopedia*. [online]. 2001. [cit. 11. 12. 2015].
Dostupné z: <https://cs.wikipedia.org/wiki/Vod%C3%ADk>
15. David Vobořil: České přečerpávací elektrárny vyrobily nejvíce energie v historii. In: *oenergetice* [online]. [cit. 3. 1. 2016].
Dostupné z: <http://oenergetice.cz/elektrina/akumulace-energie/ceske-precerpavaci-elektrarny-vyrobily-nejvice-energie-v-historii/>
16. Karel Máslo: Řízení frekvence – bilance činných výkonů v ES. In: *VSB* [online]. [cit. 16. 4. 2016].
Dostupné z: http://fei1.vsb.cz/kat410/studium/studijni_materialy/res/Prednaska_Rizeni_frekvence3_Maslo.pdf
17. Eduard Majling: Nová „megabaterie“ pomáhá stabilizovat německou síť. In: *oenergetice* [online]. [cit. 17. 4. 2016].
Dostupné z: <http://oenergetice.cz/elektrina/akumulace-energie/nova-megabaterie-pomaha-stabilizovat-nemeckou-sit/>

18. In: *Energy Storage Exchange* [online]. Copyright © 2016 Sandia Corporation. [cit. 17. 4. 2016].
Dostupné z: <http://www.energystorageexchange.org/projects>
19. Tomáš Molek: Supravodivost – princip a využití. In: *oenergetice* [online]. [cit. 20. 4. 2016].
Dostupné z: <http://oenergetice.cz/technologie/elektroenergetika/supravodivost-princip-a-vyuziti/>
20. David Vobořil: České přečerpávací elektrárny vyrobily nejvíce energie v historii. In: *oenergetice* [online]. [cit. 22. 4. 2016].
Dostupné z: <http://oenergetice.cz/elektrina/akumulace-energie/ceske-precerpavaci-elektrarny-vyrobily-nejvice-energie-v-historii/>
21. Peaking Power Plants. In: *Gravity Power* [online]. Copyright 2014 Gravity Power. [cit. 23. 4. 2016].
Dostupné z: <http://www.gravitypower.net/markets-and-products/peaking-power-plants/>
22. Jaroslav Ožana: V podzemí bývalého dolu v Ostravě vznikla přečerpávací elektrárna. In: *ceskenoviny* [online]. © 2016 [cit. 23. 4. 2016].
Dostupné z: <http://www.ceskenoviny.cz/zpravy/v-podzemi-byvaleho-dolu-v-ostrove-vznikla-precerpavaci-elektrarna/1238818>
23. Mark Miner: Compressed Air Energy Storage (CAES). In: *Neural Energy Consulting*. [online]. [cit. 24. 4. 2016].
Dostupné z: <http://www.neuralenergy.info/2009/06/caes.html>
24. Isothermal CAES. In: *Energy Storage Association*. [online]. © 2016 [cit. 24. 4. 2016].
Dostupné z: <http://energystorage.org/energy-storage/technologies/isothermal-caes>
25. Technology. In: *Highview Power Storage*. [online]. © 2015 [cit. 14. 5. 2016].
Dostupné z: <http://www.highview-power.com/technology/>
26. Jake Energy Storage Center: RES Americas. In: *DOE Global Energy Storage Database*. [online]. 24. 11. 2015 [cit. 14. 5. 2016].
Dostupné z: <http://www.energystorageexchange.org/projects/1579>
27. Beacon Power 20 MW Flywheel Frequency Regulation Plant (Hazle Township, PA). In: *DOE Global Energy Storage Database*. [online]. 11. 8. 2014 [cit. 14. 5. 2016].
Dostupné z: <http://www.energystorageexchange.org/projects/181>
28. Odhad výroby obnovitelných zdrojů. In: *ČEPS* [online]. © 2016 [cit. 15. 5. 2016].
Dostupné z: <http://www.ceps.cz/CZE/Data/Vsechna-data/Stranky/odhad-vyroby-obnovitelnych-zdroju.aspx>

29. Výroba. In: ČEPS [online]. © 2016 [cit. 15. 5. 2016].
Dostupné z: <http://www.ceps.cz/CZE/Data/Vsechna-data/Stranky/Vyroba.aspx>
30. Podívejte se, jak se v Česku skladuje plyn, který se nám teď hodí. In: *Technet.cz*. [online]. 12. 1. 2009 [cit. 18. 5. 2016].
Dostupné z: http://technet.idnes.cz/podivejte-se-jak-se-v-cesku-skladuje-plyn-ktery-se-nam-ted-hodi-p6c-/tec-technika.aspx?c=A090108_200359_tec-technika_rja
31. David Vobořil: Paroplynové elektrárny v ČR. In: *oenergetice* [online]. 27. 4. 2015 [cit. 18. 5. 2016].
Dostupné z: <http://oenergetice.cz/elektrarny-cr/paroplynov-elektrarny-v-cr/>
32. Glosář Aldebaran. In: Aldebaran [online]. © Copyright Aldebaran Group for Astrophysics [cit. 18. 5. 2016].
Dostupné z: <http://www.aldebaran.cz/glossary/print.php?id=406>
33. Svaz: Letošní spotřeba plynu v ČR by se mohla vrátit k 8 mld. m³. In: *tzbinfo*[online]. 10. 8. 2015 [cit. 20. 5. 2016].
Dostupné z: <http://energetika.tzb-info.cz/117372-svaz-letosni-spotreba-plynu-v-cr-by-se-mohla-vratit-k-8-mld-m3>
34. Electrochemical batteries. In: *Energy Storage Sense* [online]. [cit. 21. 5. 2016].
Dostupné z: <http://energystoragesense.com/electrochemical-batteries/>
35. Flywheels. In: *Energy Storage Sense* [online]. [cit. 21. 5. 2016].
Dostupné z: <http://energystoragesense.com/flywheels/>
36. Jak se obstarávají PpS. In: ČEPS [online]. 2016 [cit. 21. 5. 2016].
Dostupné z: <http://www.ceps.cz/CZE/Data/Jak-se-obstaravaji-PpS/Stranky/default.aspx>
37. Cílování inflace v ČR. In: ČNB [online]. 2016 [cit. 21. 5. 2016].
Dostupné z: <http://www.cnb.cz/cs/menova-politika/cilovani.html>
38. Roční zpráva. In: *OTE* [online]. 2015 [cit. 21. 5. 2016].
Dostupné z: http://www.ote-cr.cz/statistika/rocni-zprava/page_report_62_162
39. Odpisová skupina 2. In: *businesscenter.cz* [online]. 2016 [cit. 21. 5. 2016].
Dostupné z: <http://business.center.cz/business/pravo/zakony/dprij/prilos2.aspx>
40. Odpisová skupina 3. In: *businesscenter.cz* [online]. 2016 [cit. 21. 5. 2016].
Dostupné z: <http://business.center.cz/business/pravo/zakony/dprij/prilos3.aspx>
41. Investiční nástroje. In: *PX* [online]. 2016 [cit. 21. 5. 2016].
Dostupné z: <https://www.pse.cz/Search/?k=ST.DLUHOP&a=A>

42. KNÁPEK, Michal. *Posouzení výhodnosti výstavby přečerpávací vodní elektrárny velkého výkonu v lokalitě Cukrová bouda, okres Šumperk* [online]. Vysoké učení technické v Brně. Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, 2012 [cit. 2016-05-22].
Dostupné z: <http://hdl.handle.net/11012/3594>
43. Stefan Zunft: Adiabatic CAES: The ADELE-ING project. In: *Swiss Competence Center for Energy Research* [online]. 2015 [cit. 2016-05-22].
Dostupné z: <http://www.sccer-hae.ch/resources/SymposiumMay2015/Talks/SCCER2015-AdiabaticCAES-Zunft.pdf>
44. Compressed Air Energy Storage. In: *Energy Storage Sense* [online]. [cit. 22. 5. 2016].
Dostupné z: <http://energystoragesense.com/compressed-air-energy-storage/>
45. Commercial. In: *Highview Power Storage* [online]. © 2015 [cit. 22. 5. 2016].
Dostupné z: <http://www.highview-power.com/market/#calc-jumper>
46. Technology. In: *Highview Power Storage* [online]. © 2015 [cit. 22. 5. 2016].
Dostupné z: <http://www.highview-power.com/technology/>
47. Česká firma chce prorazit s novou baterií. In: *Technet.cz* [online]. 12. 6. 2015 [cit. 22. 5. 2016].
Dostupné z: http://technet.idnes.cz/novy-typ-lithiove-baterie-09h-/veda.aspx?c=A150605_145009_veda_mla
48. Vývoj celkových cen zemního plynu. In: *tzb-info* [online]. 25. 5. 2016 [cit. 25. 5. 2016].
Dostupné z: <http://kalkulator.tzb-info.cz/cz/vyvoj-celkovych-cen-zemniho-plynu>
49. Energetická budoucnost: fotovoltaika ve spojení s vodíkovou baterií. In: *technickyportál.cz* [online]. 24. 6. 2015 [cit. 25. 5. 2016].
Dostupné z: http://www.technickytydenik.cz/rubriky/archiv/energeticka-budoucnost-fotovoltaika-ve-spojzeni-s-vodikovou-baterii_31242.html