

**ČESKÉ VYSOKÉ
UČENÍ TECHNICKÉ
V PRAZE**

**FAKULTA
STROJNÍ**



**BAKALÁŘSKÁ
PRÁCE**

2024

**VÁCLAV
ŠÁLEK**

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Šálek** Jméno: **Václav** Osobní číslo: **508844**
Fakulta/ústav: **Fakulta strojní**
Zadávací katedra/ústav: **Ústav energetiky**
Studijní program: **Teoretický základ strojního inženýrství**
Studijní obor: **bez oboru**

II. ÚDAJE K BAKALÁŘSKÉ PRÁCI

Název bakalářské práce:

Akumulace energie z fotovoltaického systému

Název bakalářské práce anglicky:

Accumulation of energy from photovoltaic system

Pokyny pro vypracování:

Provedte posouzení akumulace elektrické energie z fotovoltaického systému s výkonem 1 MWp. Řešeny budou dopady konfigurace (orientace a sklon) panelů na provoz akumulační technologie, která bude uvažována minimálně ve třech variantách z pohledu doby akumulace.

Práce bude obsahovat:

- 1) Rešerši technologií akumulace elektřiny primárně zaměřenou na systémy vhodné pro akumulaci po dobu jednotek až desítek hodin. Dále bude součástí rešerše základní přehled používaných fotovoltaických panelů.
- 2) Vyhodnocení výroby elektřiny z fotovoltaického systému včetně dopadů konfigurace panelů.
- 3) Analýza dopadů konfigurace fotovoltaických panelů na provoz akumulační technologie.
- 4) Posouzení minimálně dvou zvolených technologií akumulace včetně citlivostní analýzy na vybrané parametry.

Seznam doporučené literatury:

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) bakalářské práce:

Ing. Jan Opatřil, Ph.D. ústav energetiky FS

Jméno a pracoviště druhé(ho) vedoucí(ho) nebo konzultanta(ky) bakalářské práce:

Datum zadání bakalářské práce: **15.04.2024**

Termín odevzdání bakalářské práce: **03.06.2024**

Platnost zadání bakalářské práce: **31.12.2025**

Ing. Jan Opatřil, Ph.D.
podpis vedoucí(ho) práce

prof. Ing. Michal Kolovratník, CSc.
podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

doc. Ing. Miroslav Španiel, CSc.
podpis děkana(ky)

III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

Student bere na vědomí, že je povinen vypracovat bakalářskou práci samostatně, bez cizí pomoci, s výjimkou poskytnutých konzultací.
Seznam použité literatury, jiných pramenů a jmen konzultantů je třeba uvést v bakalářské práci.

Datum převzetí zadání

Podpis studenta

Čestné prohlášení

Prohlašuji, že jsem tuto bakalářskou práci vypracoval samostatně s použitím zdrojů uvedených v seznamu literatury.

V Praze dne 2.6. 2024

.....

Václav Šálek

Anotační list

Jméno autora:	Václav Šálek
Název BP:	Akumulace energie z fotovoltaického systému
Anglický název:	Accumulation of energy from photovoltaic system
Akademický rok:	2023/2024
Ústav/odbor:	Ústav energetiky
Vedoucí BP:	Ing. Jan Opatřil, Ph.D.
Bibliografické údaje:	Počet stran: 60 Počet obrázků: 23 Počet tabulek: 3 Počet příloh: 0
Klíčová slova:	akumulace energie, obnovitelné zdroje energie, fotovoltaická elektrárna, přečerpávací vodní elektrárna, CAES, LAES, průtokové baterie, vodík, syntetická paliva
Keyword:	energy storage, renewable energy sources, photovoltaic power plant, pumped hydroelectric power plant, CAES, LAES, flow batteries, hydrogen, synthetic fuels
Anotace:	Práce se zaměřuje na alternativní technologie akumulace energie k lithiovým bateriím. Jako zdroj energie k akumulaci byl navržen fotovoltaický systém, kde byly prověřeny různé varianty uložení panelů. Dále bylo analyzováno využití akumulace v závislosti na jejím výkonu a kapacitě. Pro fotovoltaickou elektrárnu byly zvoleny dvě technologie: průtokové baterie a akumulace do vodíku, pro které byla zpracována NPV a citlivostní analýza.
Abstract:	This theses deals with energy storage technologies as alternatives to lithium batteries. It proposes a photovoltaic system as the energy source for storage, exploring various panel placement options. Additionally, it analyzes the utilization of storage in relation to its power and capacity. Two technologies were selected for the photovoltaic power plant: flow batteries and hydrogen storage. NPV and sensitivity analyses were then conducted for these technologies.

Poděkování

Tímto bych rád poděkoval svému vedoucímu práce Ing. Janu Opatřilovi, Ph.D. za odborné vedení, cenné rady a ochotu v průběhu celého vypracování práce. Také bych mu rád poděkoval za čas, který věnoval mé práci.

Obsah

1. Úvod	9
2. Akumulace energie	10
2.1 Mechanické systémy	10
2.2 Elektrické systémy	11
2.3 Elektrochemické systémy	11
2.4 Chemické systémy	12
2.5 Tepelné systémy	12
3. Technologie akumulace energie	12
3.1.1 Přečerpávací vodní elektrárny	12
3.2 Akumulace do stlačeného vzduchu (CAES)	14
3.2.1 Diabatický koncept	15
3.2.2 Adiabatický koncept	15
3.2.3 Reálné projekty	16
3.3 Akumulace do zkapalněného vzduchu (LAES)	17
3.4 Průtokové baterie	19
3.4.1 Vanadová redoxní baterie (VRB)	19
3.4.2 Zinko - bromidové baterie (ZBB)	21
3.5 Vodíkové technologie	22
3.5.1 Elektrolýza vody	24
3.5.1.1 Alkalická elektrolýza	25
3.5.1.2 PEM elektrolýza	25
3.5.1.3 SOEC elektrolýza	26
3.5.2 Skladování vodíku	27
3.5.2.1 Zásobník na plynný vodík	28
3.6 Syntetická paliva ze zachyceného CO ₂	28

3.6.1	Syntetický metan	29
3.6.2	Syntetický metanol	29
4.	Srovnání technologií akumulace energie	29
5.	Solární energetika	30
4.1	Fotovoltaické technologie	31
4.2	Koncentrační solární technologie	33
4.2.1	Parabolické žlaby	34
4.2.2	Solar power tower (Solární věž)	34
4.2.3	Parabolický disk	35
6.	Akumulace s fotovoltaickým systémem	36
5.1	Fotovoltaická elektrárna	36
5.2	Varianty akumulace	37
5.2.1	Akumulace s neomezenou kapacitou	38
5.2.2	Akumulace s omezenou kapacitou	39
5.3	Fotovoltaická elektrárna s optimálním úhlem sklonu 41°	39
5.4	Fotovoltaická elektrárna s úhlem sklonu 90°	41
5.5	Fotovoltaická elektrárna s uložením do stříšky	43
5.6	Rozložení výkonu pro různé uložení fotovoltaických panelů	45
5.7	NPV analýza	46
5.7.1	Průtokové baterie	46
5.7.2	Akumulace do vodíku	48
7.	Závěr	51
	Seznam použité literatury	54
	Seznam obrázků	59
	Seznam tabulek	60

Seznam použitých symbolů a zkratk

OZE	Obnovitelné zdroje energie
Li-ion	Lithium-iontová baterie
PVE	Přečerpávací vodní elektrárna
CAES	Compressed air energy storage
LAES	Liquid air energy storage
VRB	Vanadová redoxní baterie
ZBB	Zinko - bromidové baterie
PEM	Proton exchange membrane
SOEC	Solid oxid electrolysis cell
CCS	Carbon capture storage
FVE	Fotovoltaická elektrárna
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System
NPV	Net present value
CAPEX	Capital expenditures
OPEX	Operating Expense

1. Úvod

Dlouhodobě jsme svědky růstu spotřeby energie, za kterým stojí mimo jiné růst světové populace a rozvoj průmyslu. Za posledních 20 let se zvýšila spotřeba energie o více než 36 %. Pro vyrovnání poptávky dochází ke zvyšování produkce tepelné i elektrické energie. Většina této energie je vyráběna spalováním fosilních paliv, typickým příkladem je uhlí nebo zemní plyn. V rámci snahy snižovat produkci emisí a skleníkových plynů dochází k velkému rozvoji a podpoře obnovitelných zdrojů energie (OZE), které tvoří již 28% světové produkce energie. Nejvíce využívané jsou solární, větrné a vodní elektrárny. Zastoupení jednotlivých druhů obnovitelných zdrojů závisí na zeměpisných podmínkách zvolené lokality. Především pro větrné a solární zdroje energie je bohužel společná jedna velká nevýhoda – produkce energie je silně závislá na aktuálních meteorologických podmínkách. Výkon těchto zařízení se mění, jak v průběhu dne, tak během celého roku. Následkem je nestabilní výkon těchto zařízení, a může pak docházet k situaci, kdy solární elektrárny produkují vlivem ideálního počasí více energie, než je potřeba do sítě dodat. Aby nedošlo vlivem přebytku k přetížení distribuční sítě, musí dojít ke snížení výkonu některých zdrojů. Případně se musí přebytečná elektřina spotřebovat přímo v místě produkce. Jako řešení se nabízí přebytečnou elektřinu akumulovat. Byli bychom tak schopni využít veškeré přebytky vznikající při plném výkonu OZE – typicky solární elektrárny mají největší produkci během léta, kdy je nižší spotřeba energie. [1]

Akumulace energie by nepomohla jen rozvoji OZE, ale celkově by zlepšila možnost regulace energetické sítě. Při nerovnováze mezi spotřebou a dodávkou je nutné regulovat zdroje energie. U tepelných elektráren není vhodná dynamická regulace a změny výkonu, protože tato zařízení pracují neefektivněji při nominálním výkonu. Výkyvy mají za následek snížení účinnosti a vyšší opotřebení strojních součástí. Jaderné elektrárny nejsou z technických důvodů v krátkodobém horizontu regulovatelné téměř vůbec a je zde kladen velký důraz na provoz při stálém nominálním výkonu. Kromě technických problémů s regulací jaderných elektráren je navíc nutno si uvědomit, že provoz při nižším výkonu není ekonomicky výhodný a prodražuje celkový provoz zařízení. Akumulací by se mělo docílit jak rovnoměrnější dodávky elektřiny z obnovitelných zdrojů, tak možnosti ukládat elektřinu z konvenčních elektráren a zaručit tak větší stabilitu sítě a lepší hospodaření s energií. [1]

2. Akumulace energie

Akumulaci energie lze rozdělit podle doby uskladnění energie. Toto dělení slouží spíše jako orientační pro představu o fungování jednotlivých technologií. [2] [3] [4] [5] [6]

- **Krátkodobá akumulace:** Doba akumulace je v řádech sekund až hodin a využívá se pro rychlou regulaci sítě při výkyvech výkonu, např. obnovitelných zdrojů. Energie se ukládá např. do kondenzátorů a cívek ve formě elektrického a magnetického pole. Další možností může být využití mechanických setrvačníků.
- **Střednědobá akumulace:** Akumulace v řádech hodin až několika dní. Využívá se pro regulaci rozdílu denní a noční spotřeby energie. Zároveň je vhodná pro akumulaci přebytečné energie z obnovitelných zdrojů. Nejvíce využívané technologie střednědobé akumulace jsou přečerpávací vodní elektrárny nebo baterie.
- **Dlouhodobá akumulace:** Technologie akumulující energii po dobu několika týdnů až měsíců. Využívá se pro dlouhodobější skladování energie – typicky opět přebytky z obnovitelných zdrojů. Energie je uložena např. ve formě vodíku vyrobeného elektrolýzou z OZE.
- **Sezónní akumulace:** Jedná se o technologie s možností nejdelší doby akumulace pracující v řádech měsíců. Má sloužit k vyrovnání výkyvů spotřeby energie během celého roku – případně meziročně. Příkladem mohou být podzemní tepelné zásobníky nebo syntetická paliva.

Dalším důležitým rozdělením je podle formy uskladněné energie. Jde nám o uložení primární energie do takové formy energie, kterou jsme schopni lépe skladovat a následně efektivně využít. Podle požadované doby akumulace je třeba zvolit vhodnou formu energie, která bude sloužit jako nosič primární energie. Ve většině případů je potřeba konverze do jiné formy energie, která se lépe skladuje a zároveň ji lze snadno později konvertovat do požadované formy energie.

2.1 Mechanické systémy

V těchto systémech je vstupem elektrická energie, která se převádí a uskladňuje jako kinetická či potenciální energie určitých těles. V technologiích využívajících potenciální energii se přebytečná energie používá např. na zvedání těžkých objektů – obecně transport hmoty do výšky proti gravitaci. Při zpětné konverzi se hmota nechá vlivem gravitace klesat, čímž roztáčí generátor. Systémy, kde se zvedají těžké předměty (např. betonové bloky) se momentálně ekonomicky nevyplácí, a tudíž nejsou moc využívané. Probíhá zde ovšem další

vývoj, neboť tyto technologie dosahují vysokých účinností. Dále do této kategorie spadají i přečerpávací vodní elektrárny, které jsou v současnosti zdaleka nejpoužívanější – pokrývají zhruba 96 % veškeré světové akumulace energie. [1]

Nemusíme se vždy bavit jen o potenciální energii gravitačního pole. Příkladem jsou systémy akumulující energii ve formě potenciální energie stlačeného vzduchu. Vzduch je kompresory stlačován do zásobníků, kterými mohou být tlakové nádoby nebo přírodní úložiště jako jsou jeskynní komplexy – solné kaverny. Elektřina se následně získává zpátky přečerpáním stlačeného vzduchu, který pohání generátor. Systémy využívající potenciální energii spadají do střednědobé až dlouhodobé akumulace energie.[1]

Druhou variantou je využití kinetické energie. Typickým příkladem jsou setrvačníky, které akumulují elektřinu ve formě rotační energie. Kapacita je daná velikostí a hmotností setrvačníku. Doba akumulace do setrvačnicků je krátká a nepřesahuje jednu hodinu. Při delší akumulaci by se začaly projevovat výraznější ztráty. Setrvačníky se používají jako krátkodobá akumulace pro vyrovnání např. při navýšení výkonu větrných elektráren, ale jejich aplikace není častá. [1]

2.2 Elektrické systémy

Elektrická energie je zde uložena ve formě elektromagnetického pole. První možností je použití supravodivých cívek a uložení energie do magnetického pole, které cívky generují. Výhodou je vysoká účinnost dosahující 95 % a možnost rychlého uvolnění energie zpět. Používá se pro krátkodobou akumulaci. Technologie naráží na vysoké provozní náklady způsobené nutností chladit cívky na nízkou teplotu. Aby došlo k širšímu využití této technologie, bylo by zapotřebí snížit náklady na chlazení. [1] [2]

Systémy na principu kondenzátorů a superkondenzátorů ukládají energii v elektrickém poli díky statickému náboji. Dochází zde k rychlému nabití a vybití, ovšem s nízkou kapacitou. Samovybití kondenzátorů je 80 % za měsíc, a proto se aplikují jen pro krátkodobou akumulaci – regulaci sítě. Využití však není časté vlivem vysoké ceny. [3]

2.3 Elektrochemické systémy

Principem je ukládání elektrické energie do akumulátorových baterií. Nejčastěji se používají baterie typu Li-ion (Lithium-iontové). Tyto baterie disponují velkou objemovou hustotou energie (150-500 Wh/l), vysokou účinností přesahující 95 % a nízkým samovybitím. Jejich využití ve velkých akumulačních systémech je limitováno vysokou cenou ve srovnání

s jinými technologiemi akumulace. Své místo nachází často jako baterie pro domácí fotovoltaické elektrárny, elektroauta nebo ve spotřební elektronice. V energetických systémech zastávají roli střednědobé akumulace. [3] [4]

2.4 Chemické systémy

Elektrická energie je použita pro spuštění chemických reakcí, kterými vytváříme produkty pro následné energetické využití. Typickým příkladem je výroba vodíku elektrolýzou vody nebo produkce syntetických paliv ze zachyceného CO₂ (např. syntetický metan). Elektrina se např. u vodíku zpětně získává v palivovém článku nebo spalováním v turbínách. Účinnost a kapacita akumulace je závislá na konkrétní chemické technologii. Chemické systémy se ve většině případů používají pro dlouhodobé uložení energie. Akumulace do vodíku nebo syntetických paliv by mohla být v budoucnosti forma sezónní akumulace energie. Navíc by tato paliva mohla pomoci při dekarbonizaci průmyslu jako náhrada fosilních paliv. [5]

2.5 Tepelné systémy

Energie je skladována ve formě tepla, ale vstupem a výstupem může být jak elektrická, tak tepelná energie. Např. pro akumulaci tepla do vody je vstupem elektrina, která se v elektrokotli přeměňuje na teplo. Ohřátá voda se dá následně použít pro centrální zásobování teplem ve městech. Teplo je také možné akumulovat do pevných látek (např. písky), organických kapalin (oleje) nebo anorganických kapalin (roztoky solí). Jiné technologie pracují s latentním teplem, což je teplo potřebné pro přechod látky do jiného skupenství. Vstupní teplo je použito pro tavení solí, čímž se ukládá tepelná energie a později se opět využívá. Bavíme se zde o možnosti delší doby akumulace – od střednědobé až po sezónní. [6]

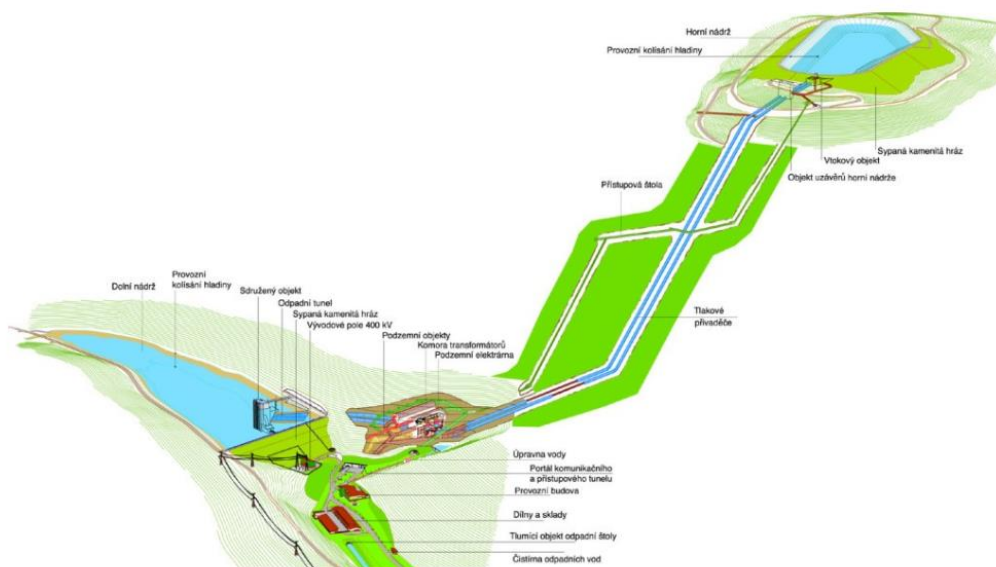
3. Technologie akumulace energie

Existuje řada možností, jak energii akumulovat. Tato práce se po dohodě s vedoucím práce zaměřuje na alternativní systémy k bateriovým úložištím (Lithium – iontových). Zaměření je především na technologie s možností dlouhodobé akumulace.

3.1.1 Přečerpávací vodní elektrárny

V současnosti se jedná o nejpoužívanější způsob uchovávání energie, který se používá již téměř 100 let. Akumulace funguje na principu ukládání elektrické energie do potenciální energie vody. Systém se skládá z turbíny a dvou vodních nádrží (dolní a horní) a je provozován ve dvou režimech. V době levnější elektřiny a při přebytcích, např. během noci,

pracuje turbína v čerpadlovém režimu, kdy spotřebovává elektřinu ze sítě a čerpá vodu z dolní nádrže do horní. V horní nádrži zůstane potenciální energie vody uložena do doby, než se zvýší spotřeba elektřiny – ranní a odpolední špičky. Turbína poté začne pracovat v běžném turbínovém režimu, při kterém je roztáčena vodou vypouštěnou z horní do dolní nádrže. Na obr. 1 můžeme vidět schéma přečerpávací elektrárny – zde konkrétně PVE Dlouhé Stráně. [1] [7]



Obrázek 1: Schéma PVE Dlouhé stráně [7]

Nejčastěji se v přečerpávacích elektrárnách používá Francisova turbína, která je vhodná pro střední spády (50-800 m). Jedná se o přetlakovou turbínu, tudíž dokáže využít jak kinetickou, tak potenciální energii vody. Pro přečerpávací elektrárny je navíc výhodná možnost přepnutí turbíny do reverzního režimu, a použít ji jako čerpadlo pro čerpání vody do horní nádrže. U elektráren s vysokým spádem se používá např. Peltonova turbína, ale vzhledem k absenci reverzního chodu je nutné do systému navíc přidat čerpadla.

U přečerpávacích elektráren je problematická stavba akumulčních nádrží. Pro efektivní provoz bychom chtěli dosáhnout co největšího spádu, tedy rozdílu hladin horní a dolní nádrže. Kromě spádu musíme být schopni v dané lokaci zajistit co největší prostor, který bude sloužit jako nádrž. Stavba přečerpávacích elektráren je proto silně ovlivněna geografickými podmínkami. Při stavbě nádrže existuje více možností provedení. Je možné ji vyhloubit a postavit kolem hráz, nebo přehradit a zatopit horské údolí, případně zvýšit

hladiny horských jezer. Kromě vhodných přírodních podmínek na stavbu je třeba vzít v úvahu i vliv na životní prostředí. Jedná se o výrazný zásah do krajiny, který není možný např. v chráněných krajinných oblastech, a i mimo ně může být se stavbou problém. Vzhledem k vysoké účinnosti, pohybující se mezi 60 až 80 %, a možnosti rychlé regulace se již v minulosti na vhodných lokalitách přečerpávací elektrárny stavěly. Dnes již tedy není možný velký nárůst počtu těchto zařízení. [1] [7]

Využití je zde hlavně pro akumulaci přebytečné energie během dne v době ranní a odpolední špičky spotřeby elektřiny. Možnost rychlého spuštění je ideální i pro pokrytí výkyvů produkce elektřiny z obnovitelných zdrojů. Vzhledem k téměř nulovému samovybíjení by bylo možné využití i pro dlouhodobou akumulaci. Nejdůležitějším parametrem by v tu chvíli byla kapacita daného zařízení, která je dána velikostí akumulačních nádrží. Stavba obrovských přehrad s dostatečným výškovým rozdílem (ideálně v horách) je obtížná kvůli vysokým investičním nákladům, a dále se složitou administrativou, týkající se dopadu na životní prostředí v dané lokalitě. [1]

V ČR jsou celkem 4 přečerpávací elektrárny. Největší z nich je PVE Dlouhé stráně s kapacitou 3,7 GWh. Elektrárna byla spuštěna v roce 1996 a jsou zde nainstalovány dvě Francisovy turbíny o celkovém výkonu 650 MW. V horní nádrži je možné uskladnit vodu o objemu 2 580 000 m³ na ploše 15,4 ha. Dolní nádrž má objem 3 405 000 m³ a plochu 16,3 ha. Výškový rozdíl mezi nádržemi je 510,7 m. [8]

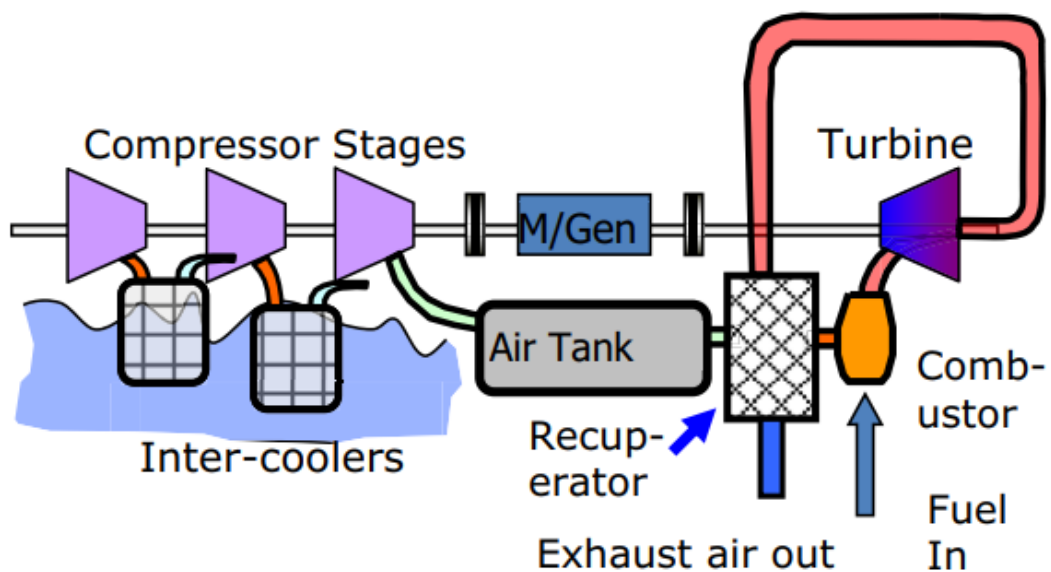
3.2 Akumulace do stlačeného vzduchu (CAES)

Technologie akumulace energie do stlačeného vzduchu, zkr. CAES (z anglického Compressed air energy storage), funguje na podobném principu jako přečerpávací elektrárny. Hlavními částmi systému jsou: kompresor, úložiště vzduchu, expandér a generátor. V době nadbytečné energie, např. z OZE, pracuje kompresor jako spotřebič, který stlačuje vzduch do úložiště (tlak cca 70 bar). Úložištěm může být tlaková nádoba nebo dobře utěsněné podzemní komplexy – tzv. solné kaverny, které poskytují jednodušší velkokapacitní skladování. Zpětná výroba elektřiny při zvýšené poptávce probíhá tak, že se vysokotlaký vzduch z úložiště ohřeje a je veden do turbíny. Zde dochází k jeho expanzi, čímž turbínu roztáčí a pohání generátor. Při kompresi vstupního vzduchu na vysoký tlak dochází k jeho ohřevu, ale skladování horkého vzduchu není žádoucí. Docházelo by tak k většímu namáhání součástí a zároveň by se vlivem rozpínavosti při vyšších teplotách

snížila kapacita úložiště. Podle způsobu využití tepla, vznikajícího při kompresi, se mění účinnost konkrétních systémů CAES a dělí se na několik typů. [9]

3.2.1 Diabatický koncept

Během diabatického cyklu se vzduch po kompresi chladí, a odvedené teplo se vypouští do okolí a dále se nevyužívá. Následkem je nutnost přidat do systému externí zdroj tepla pro ohřátí vysokotlakého vzduchu ze zásobníku předtím, než dojde k jeho expanzi v turbíně. Pro ohřev se používá spalování fosilních paliv, čímž celkově vzniká kombinovaný systém akumulace a výroby energie. Nevyužitě ztrátové teplo snižuje celkovou účinnost systému a spotřeba paliva pro ohřev uloženého vzduchu zvyšuje provozní náklady. Jedná se o nejjednodušší typ CAES a je v současnosti jediný, který se komerčně využívá. Účinnost se pohybuje kolem 40 % s tím, že se dá zvýšit až na 55 % rekuperací tepla spalin z ohřevu vzduchu před expanzí v turbíně. Systém s rekuperací tepla ze spalin je znázorněn na obr. č. 2. [9]



Obrázek 2: systém CAES s rekuperací tepla ze spalin [9]

3.2.2 Adiabatický koncept

Adiabatický proces probíhá, pokud nedochází k odvodu tepla ze systému, ani do něj není externě dodáváno. Nepoužívá se zde ohřev spalováním fosilních paliv, protože teplo vznikající během komprese vzduchu je odváděno a akumulováno. Při fázi výroby energie je uložené teplo použito pro ohřev stlačeného vzduchu, který je veden do turbíny. Jedná se tedy o kombinované ukládání stlačeného vzduchu a tepla. Výsledkem je zvýšená účinnost až na

70 %. Pro komerční použití je využití tepla z komprese zásadní, protože skladování tepla je méně nákladné než skladování stlačeného vzduchu. Celkové množství uskladněné energie by se mohlo zvýšit tím, že by byl větší podíl energie uložen ve formě tepla. S běžnými materiály se dá akumulace tepla provozovat při teplotách až 600 °C. Při takovém režimu by bylo možné akumulovat až dvě třetiny celkové energie právě ve formě tepla. [9]

3.2.3 Reálné projekty

V provozu jsou v současnosti dvě zařízení, a obě spadají do konceptu diabatických CAES. První z nich se nachází v německém Huntorf, kde byl provoz zahájen již v roce 1974. Jako úložiště se využívají dvě solné jeskyně s objemem 150 000 m³ v hloubce 600 až 800 m. Pracovní tlak v úložišti se pohybuje od 50 do 70 bar a celková kapacita zařízení je 580 MWh. Teplo z komprese není jakkoliv dále využíváno, takže zde navíc probíhá i spalování zemního plynu pro ohřev vzduchu před expanzí v turbíně. Aby systém dodal do sítě 1 kWh elektrické energie, je potřeba přivést 0,8 kWh elektřiny a 1,6 kWh plynu. Z těchto čísel vychází účinnost následovně: [6] [9]

$$\eta_{\text{Huntorf}} = \frac{1}{0,8 + 1,6} = 41,7 \%$$

Takto vypočítaná účinnost je vzhledem k hybridní konstrukci zařízení v Huntorf zavádějící. Jak již bylo řečeno, nejedná se pouze o akumulaci energie, ale dochází zde i k dodávání energie ve formě tepla ze spalování plynu. Ideálním spalováním jsme schopni získat nejvýše 60 % energie z dodaného paliva. Pokud do výpočtu účinnosti zahrneme i účinnost výroby dodatečného tepla, dostaneme výslednou účinnost: [9]

$$\eta_{\text{Huntorf}} = \frac{1}{0,8 + 1,6 * 0,6} = 56,8 \%$$

Druhým projektem je McIntosh v USA ve státě Alabama. Pracuje na stejném principu jako v Huntorf, ale je zde navíc rekuperace zbytkového tepla ze spalování plynu. Jako úložiště jsou využity solné jeskyně o objemu 538 000 m³ v hloubce 450 až 750 m. Tlak v úložišti je od 45 do 76 bar a kapacita zařízení je 2860 MWh. Díky rekuperaci se zvýšila účinnost, takže na získání 1 kWh elektrické energie z úložiště je potřeba dodat 0,69 kWh elektřiny a 1,17 kWh plynu. Účinnost bez zahrnutí účinnosti spalování plynu je poté: [6] [9]

$$\eta_{\text{McIntosh}} = \frac{1}{0,69 + 1,17} = 53,8 \%$$

Kombinací účinnosti akumulace společně se spalováním pro výrobu tepla na ohřev vzduchu získáme účinnost: [9]

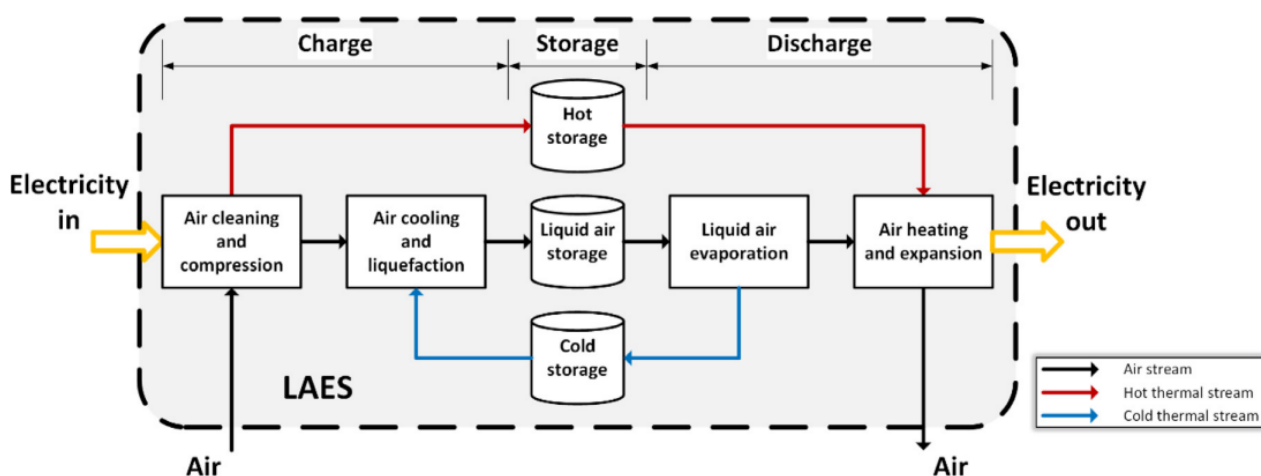
$$\eta_{McIntosh} = \frac{1}{0,69 + 1,17 * 0,6} = 71,8 \%$$

3.3 Akumulace do zkapalněného vzduchu (LAES)

Technologie akumulace energie do zkapalněného vzduchu LAES (z angl. Liquid air energy storage) pracuje na podobném principu jako CAES. Namísto pouhého stlačení vzduchu je zde vzduch pomocí komprese zkapalněn a následně uskladněn. Kromě odpadního tepla při kompresi produkuje LAES i odpadní chlad při expanzi v turbíně. Pro zvýšení účinnosti systému je veškerá odpadní energie akumulována. Schéma LAES systému je zobrazeno na obr. č. 3. Pracovní cyklus se skládá ze tří fází: [10]

- 1) **Nabíjení:** Energie se akumuluje v době přebytku energie v síti. Elektřinou ze sítě je poháněn třístupňový kompresor s chlazením, který zajistí stlačení a ochlazení vzduchu na teplotu $-196\text{ }^{\circ}\text{C}$, čímž vzduch zkapalní. Na výrobu 1 l zkapalněného vzduchu je potřeba 700 l plynného vzduchu. Vzduch je čerpán z okolní atmosféry, a před vstupem do kompresoru je nutné jej filtrovat a čistit. Při úpravě vzduchu je zásadní odstranit pevné částice, sušením zbavit vzduch vodní páry a oddělit složky, které mají odlišné teploty fázových přeměn. Pokud by nedošlo k odstranění např. CO_2 , došlo by při teplotě $-80\text{ }^{\circ}\text{C}$ k jeho desublimaci, a takto vzniklé pevné složky by mohly mechanicky poškodit části systému (např. turbínu). Při kompresi je odpadní teplo odváděno do úložiště tepla a využívá se při vybíjecí fázi pro ohřev kapalného vzduchu. Při ochlazování vzduchu se využívá uskladněného chladu z fáze expanze. [10] [11]
- 2) **Skladování:** Po zkapalnění je vzduch uložen v izolovaných nádobách při nízké teplotě a atmosférickém tlaku. Pro minimalizování ztrát jsou nádoby izolovány vakuem, aby nemohlo dojít k přenosu tepla z okolí a následnému nežádoucímu varu a vypařování uskladněného vzduchu. Kromě nádob na kapalný vzduch jsou zde ještě úložiště tepla z komprese a úložiště chladu z expanze vzduchu. [10] [11]

3) **Vybíjení:** Při zvýšení poptávky po elektrické energii se začne kapalný vzduch čerpat z úložiště pod vysokým tlakem. Pro jeho ohřev je použito uložené teplo ze vstupní komprese. Při čerpání nyní vzniká odpadní chlad, který se ukládá do tepelného zásobníku. V dalším cyklu se chlad používá při kompresi pro chlazení vzduchu během zkapalňování. Zahříváním dojde k přechodu z kapalné fáze na plynnou a vzduch začne expandovat, čehož se využívá pro roztáčení turbíny, která pohání generátor. Vzduch je z turbíny vypouštěn zpět do okolí bez jakéhokoli znečištění. [10] [11]



Obrázek 3: Schéma LAES systému [11]

LAES lze provozovat jako samostatný provoz nebo v kombinaci s jiným zařízením, ve kterém vzniká odpadní teplo/chlad a může ho dodávat do LAES systému. Pro využití odpadního tepla se nabízí např. stavba LAES v blízkosti jaderné elektrárny, kde se zbytkové teplo z chlazení sekundárního okruhu vypouští v chladicích věžích do okolí. Zde by bylo odpadní teplo využito na ohřev vzduchu při jeho zplyňování a navýšila by se tak účinnost jak LAES, tak samotné elektrárny. Účinnost samostatně pracujících LAES by se měla pohybovat okolo 60 %, a s využitím dodávek externího odpadního tepla je možné dosáhnout účinnosti přesahující 70 %. [10]

Na vývoji této technologie se výrazně podílí společnost Highview, která testovala svůj první projekt s výkonem 350kW a kapacitou 2,5MWh mezi roky 2011-2014. Jednalo se o kombinovaný provoz s elektrárnou na biomasu pro zvýšení účinnosti využitím odpadního tepla z elektrárny. Po úspěšném testování pokračoval vývoj a zvětšování projektů. Aktuálním projektem je např. úložiště v Manchesteru o výkonu 50 MW a kapacitě 300 MWh. Dále je plánovaná stavba společně s větrnými elektrárnami ve Skotsku. Pro

zvýšení efektivity a lepší regulaci sítě by zde měla být LAES akumulace o výkonu 200 MW a kapacitě 2,5 GWh. [12] [13]

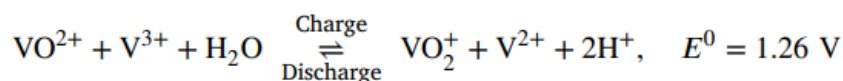
3.4 Průtokové baterie

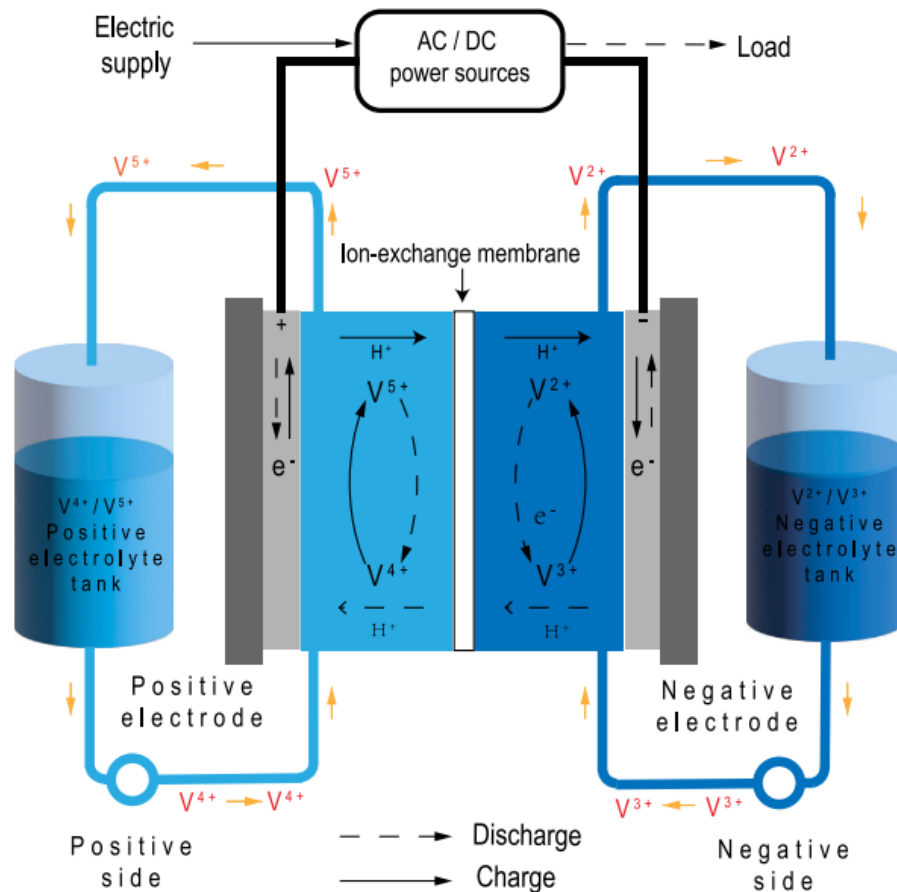
Stejně jako u Lithium-iontových baterií se jedná o elektrochemickou akumulaci energie. Průtokové baterie se podle chemického složení elektrolytu rozdělují na několik typů: Vanadová redoxní baterie (VRB), Zinko-bromidová baterie (Zn-Br), Bromid sodíková baterie (Br-S) a další. Základní konstrukční prvky jsou stejné jako u běžných baterií – kladná a záporná elektroda a elektrolyt. Rozdíl je v elektrolytu, který je u průtokové baterie rozdělen do dvou nádrží. Jedna nádrž obsahuje kladný, a druhá záporný elektrolyt. Výhodou rozdělení elektrolytu je zvýšení stálosti a životnosti baterie, protože dochází k menší degradaci, než u běžných baterií. [14]

Každá nádrž má své vlastní čerpadlo, které čerpá elektrolyty do reaktoru. V reaktoru jsou od sebe elektrolyty stále odděleny pomocí iont-měničové membrány. Ta zajišťuje při vybíjení a nabíjení průběh chemické reakce mezi elektrolyty. Membrána je tedy zásadní pro průběh reakce a generování elektřiny, ale bohužel má nejmenší životnost ze všech částí zařízení. Zatímco elektrolyt má životnost až v řádech vyšších desítek tisíc cyklů (20-30 let), u membrány se udává životnost cca. 15 000 cyklů. Pozitivní však je, že membránu je možné poměrně snadno a rychle vyměnit bez zásahu do elektrolytických nádrží. Kapacita zařízení se odvíjí pouze od velikosti nádrží na elektrolyty. [14]

3.4.1 Vanadová redoxní baterie (VRB)

Základní konstrukce a princip odpovídají obecnému principu průtokových baterií popsanému výše. Tyto baterie využívají rozpuštěných vanadových iontů v elektrolytu v různých oxidačních stavech: V^{2+} , V^{3+} , VO^{2+} (V^{4+}) a VO_2^+ (V^{5+}). V kladném elektrolytu je kladná elektroda a ionty VO^{2+} a VO_2^+ . Záporná strana se skládá ze záporného elektrolytu s ionty V^{2+} a V^{3+} a záporné elektrody. Schéma baterie je zobrazeno na obr. č. 4. Baterie se skládá z více spojených článků, jejichž počet určuje výsledný výkon baterie. Chemická reakce, probíhající na článku, vypadá následovně: [15]





Obrázek 4: Schéma Vanadové redoxní baterie [11]

Vanadové baterie jsou výhodné z několika důvodů. Prvním z nich je dlouhá životnost dosahující 20-30 let. Dimenzování výkonu baterie je možné změnou velikosti elektrod, popřípadě je možné použít elektrolyt s vyšší koncentrací iontů. Díky rozdělení elektrolytu téměř nedochází k samovybíjení a dosahuje se účinnosti 70-90 %. Po ukončení provozu je navíc možné elektrolyt recyklovat. Největší podíl na energetických ztrátách má čerpací a chladicí systém. Při chemické reakci dochází k ohřívání elektrolytu a je tedy nutné chlazení, aby byla udržována pracovní teplota v rozmezí 5-45 °C. Systém řízení teploty je klíčový pro efektivní provoz baterie. Pokud by se elektrolyt přehříval, docházelo by k precipitaci vanadových iontů a snižovala by se účinnost. [15]

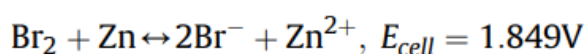
Z ekonomického hlediska se vzhledem ke stádiu vývoje a použití jedná o zařízení s vysokou pořizovací cenou, kterou by do budoucna mohla výrazně snížit větší sériovost. Následné provozní náklady jsou již poměrně nízké. Cena skladované energie se pohybuje v rozmezí 130-850 €/kWh (např. u Lithium-iontových baterií je to 500-2100 €/kWh). V porovnání s Li-ion bateriemi vycházejí VRB baterie hůře z hlediska nižší hustoty energie, která je 18 až

45 kWh/m³ oproti 95-500 kWh/m³ u Li-ion. Zároveň nemají tak dobrou schopnost reagovat na náhlý nárůst poptávky po elektřině, kdy je potřeba co nejrychlejšího dosáhnoutí plného výkonu. [15]

Vanadové baterie se již začínají objevovat ve větších projektech. V roce 2022 byl v Číně ve městě Dalian spuštěn systém o celkovém výkonu 100 MW a kapacitě 400 MWh. Investice na stavbu činila 266 milionů dolarů a do budoucna by se měla velikost systému ještě zdvojnásobit. Další projekt se nachází v Japonsku na ostrově Hokkaido, kde jsou redoxní baterie o instalovaném výkonu 17 MW a kapacitě 51 MWh. Oba zmíněné projekty jsou postaveny v blízkosti solárních nebo větrných elektráren. Umožní tak lepší regulaci dodávek elektřiny do sítě při výkonových výkyvech těchto obnovitelných zdrojů. [16] [17]

3.4.2 Zinko - bromidové baterie (ZBB)

Konstrukčně odpovídá tato baterie výše popsané VRB. Rozdíl je v chemickém složení elektrolytu. Při chemických reakcích dochází k oxidaci a redukci iontů zinku a bromu. Používání více než jednoho aktivního prvku je řadí mezi hybridní průtokové baterie. Základní reakce při nabíjení a vybíjení je popsána chemickou rovnicí: [18]



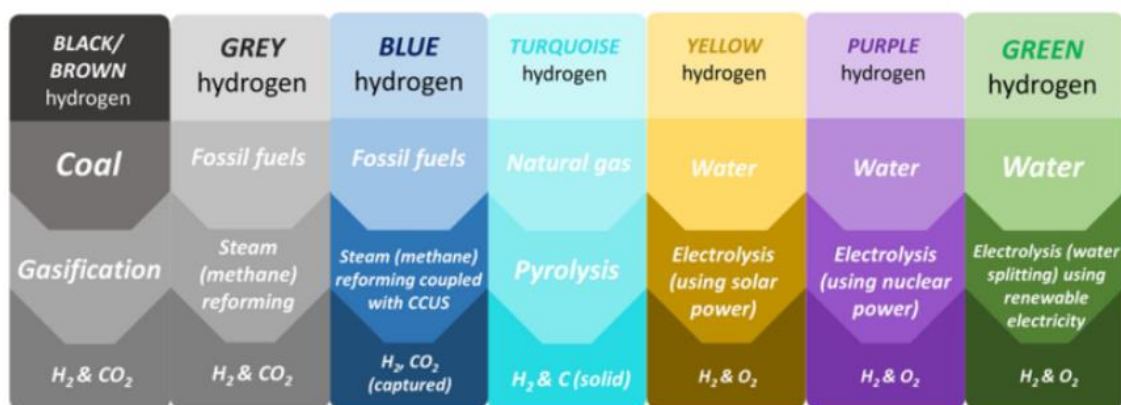
Tyto baterie by měly dosahovat vyšší hustoty energie – teoreticky až 440 Wh/kg. Při použití v komerčních provozech se zatím hustota energie pohybuje pouze v rozsahu 60 až 80 Wh/kg. Účinnost baterie dosahuje 82 % při proudové hustotě 80 mA/cm², a napětí na jednom článku je 1,8 V. Při provozu je potřeba regulace pH, která se v komerčních provozech pohybuje mezi 1 až 3,5. Pokud je pH vyšší, dochází k tvorbě pevných bromátů a mechových struktur, které jsou v systému nežádoucí. Při pH nižším než 1 se zvyšuje vliv koroze a z elektrolytu se začne vylučovat vodík. Nadměrné množství vodíku způsobuje zachytávání plynových bublin na povrchu elektrod a snižuje účinnost reakce. Ve srovnání s VRB jsou zde použity levnější materiály, které tvoří aktivní část elektrolytu (zinek a brom), ale přesto je celková cena zařízení srovnatelná. Celková cena systému je 1044 \$/kWh. ZBB baterie jsou méně rozvinuté a podporované než VRB. Zatím největší instalované zařízení s výkonem 1 MW a kapacitě 4 MW/h se nachází v Japonsku. Vývoj se do budoucna plánuje zaměřovat především na zvýšení energetické hustoty elektrolytu a snížení nákladů na používané materiály. [18]

3.5 Vodíkové technologie

Další možností, jak akumulovat energii, jsou tzv. systémy Power to Gas, kdy se elektrická energie využívá na výrobu plyných paliv. Nejčastěji se jedná o elektrolyticky vyrobený vodík, který lze využít přímo jako palivo nebo jako surovina pro výrobu syntetického metanu. Zde se konkrétně zaměříme na vodík. Přebytečná elektrická energie ze sítě je v takovém případě spotřebována pro výrobu vodíku pomocí elektrolyzy vody. Ukládání vodíku by mohlo fungovat jako sezonní akumulace energie. Získaný vodík je možné použít pro zpětnou výrobu elektřiny pomocí palivového článku nebo spalováním v plynových turbínách, a to buď samostatně, nebo s kombinovaným spalováním se zemním plynem. Zároveň je možné s ním dále pracovat jako se surovinou v jiných aplikacích, např. výroba syntetických paliv. [19]

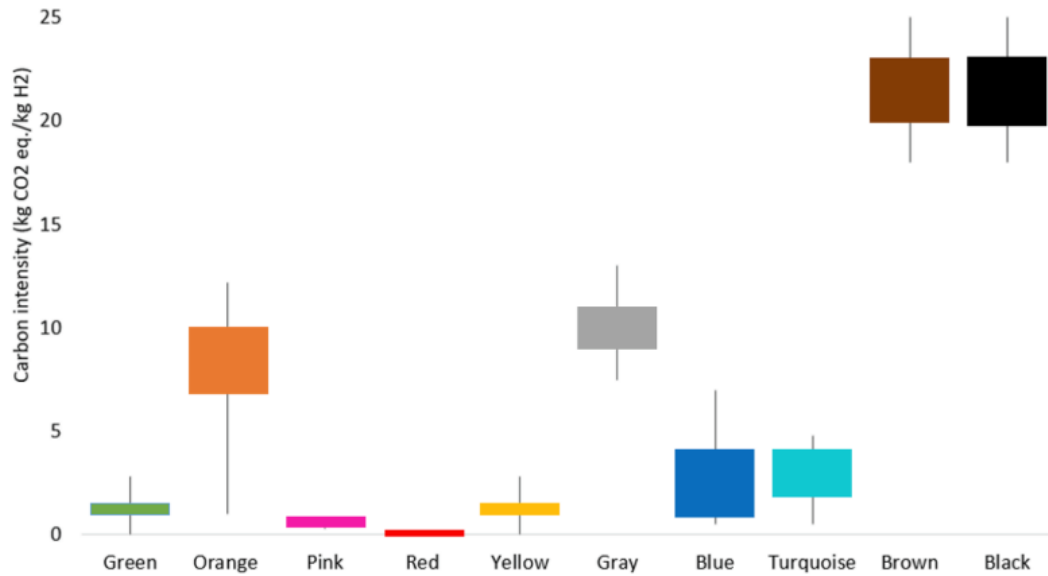
Emisní zátěž vodíku se obecně odvíjí od způsobu jeho výroby. Z tohoto důvodu bylo zavedeno barevné označení vodíku podle způsobu výroby. Palivem budoucnosti by měl být zelený vodík, který se vyrábí pomocí obnovitelných zdrojů, tudíž se neprodukuje skleníkové plyny. Zelený vodík je zatím kvůli nákladným technologiím na výrobu poměrně drahý. Dalšími typy vodíku, které jsou častěji využívány, jsou modrý a šedý vodík. Oba pocházejí ze zemního plynu, kde tvoří meziprodukt při jeho zpracování. Tím, že pocházejí z fosilního paliva, nejsou považovány za zcela čisté zdroje. Rozdíl mezi šedým a modrým vodíkem spočívá v tom, že u modrého vodíku jsou zachytávány emise oxidu uhličitého a u šedého nikoliv. Ve srovnání se zeleným vodíkem jsou ale levnější, a je snazší je produkovat ve větším množství. [20]

Barevné rozdělení vodíku je ještě mnohem rozsáhlejší. Kromě výše zmíněných mají vysoký podíl na produkci černý a hnědý vodík, oba se vyrábí zplyňováním uhlí. Další typy vodíku jsou společně se způsobem jejich výroby zobrazeny na obr. č. 5. Z hlediska globální produkce vodíku stále dominuje výroba z fosilních paliv. V roce 2021 tvořili fosilní zdroje 83 % výroby vodíku. Konkrétní rozložení podle původu vodíku bylo 62 % šedého, 19 % společně hnědého a černého, modrého 0,7 %. Zeleného vodíku z obnovitelných zdrojů bylo vyrobeno jen 0,04 %. [21]



Obrázek 5: Barevné rozdělení vodíku na základě způsobu výroby [22]

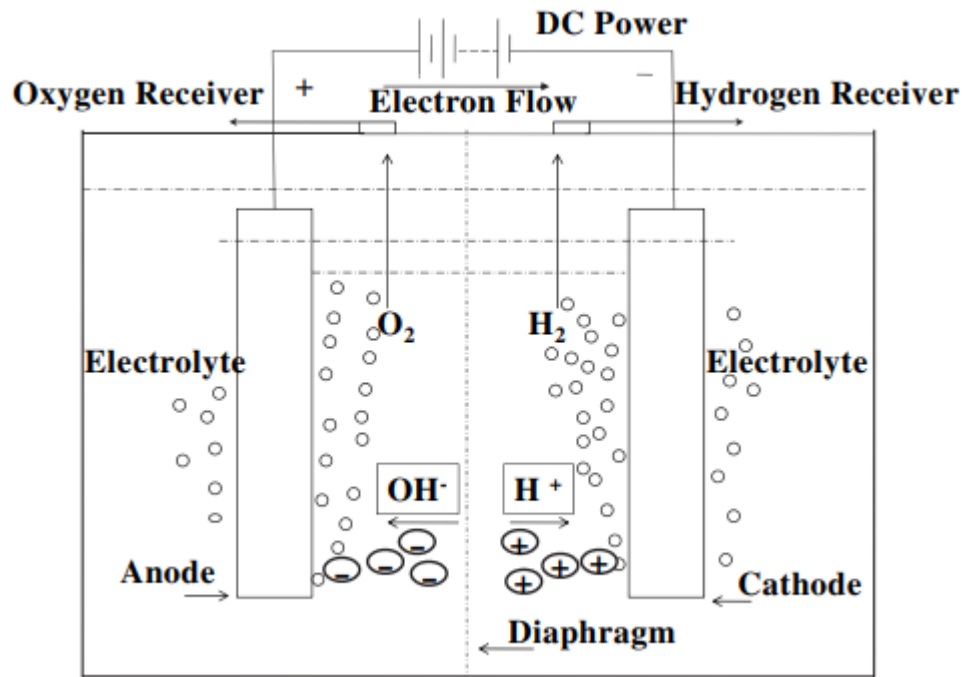
Zastoupení jednotlivých druhů podle způsobu výroby odpovídá ceně výsledného vodíku. Nejlevnějším způsobem výroby je z fosilních paliv. Cena šedého vodíku se pohybuje mezi 0,7 – 2,3 \$/kg, hnědý a černý vodík stojí 1,3 – 2,5 \$/kg. Výsledná cena se zde odvíjí od použitých fosilních paliv a od ceny emisních povolenek. Do budoucna by daňová zátěž fosilních paliv mohla zvýšit cenu a zlepšit tak konkurenceschopnost ostatních druhů vodíku. Modrý vodík je dražší kvůli instalaci zařízení na zachytávání CO₂ a stojí 1,4 – 3,2 \$/kg. Zelený vodík má široký rozsah ceny, neboť záleží na obnovitelných zdrojích, ze kterých se elektřina vyrábí. Např. jižní státy mohou pro výrobu vodíku využít levnější solární energii. Podle ceny obnovitelné elektřiny je cena zeleného vodíku 1,9 – 8,2 \$/kg. S rostoucí cenou se zároveň snižuje uhlíková zátěž použité technologie. Porovnání produkce emisí vodíku je na obr. č. 6. Do budoucna by měla jeho cena klesat díky dalšímu vývoji a snížením ceny obnovitelných zdrojů a elektrolyzérů. [21]



Obrázek 6: Emisní zátěž vodíku podle způsobu výroby [21]

3.5.1 Elektrolýza vody

Vodík je možné vyrábět několika způsoby. Jedna možnost je výroba z fosilních paliv tzv. parní reforming. Hlavní nevýhodou reformingu je produkce velkého množství skleníkových plynů, což vzhledem k tlaku na bezemisní energetiku není pro budoucí použití žádoucí. Druhou možností je výrazně ekologicky čistší varianta v podobě elektrolýzy vody. Elektrolýza je proces, při němž jsou dvě elektrody ponořené ve vodě a přivádí se na ně stejnosměrný proud. Průchodem proudu dochází ke štěpení molekuly vody H_2O za vzniku vodíku H_2 a kyslíku O_2 . Kyslík je zde jediný vedlejší produkt, tudíž veškeré emise výroby závisí na typu zdroje, který dodává elektrickou energii. Samotná účinnost elektrolýzy se pohybuje v rozmezí 60 až 80 %. Účinnost je obecně ovlivněna tlakem a teplotou, ale závisí také na použitém typu elektrolyzátoru. S rostoucí teplotou účinnost roste, a s rostoucím tlakem naopak klesá. Elektrolýza je však problematická svou vysokou energetickou náročností, čímž se výroba vodíku značně prodražuje. Na 1 kg vodíku je zapotřebí 9 l vody a 60 kWh elektřiny [23]. Ekonomická náročnost je hlavní příčinou, proč se elektrolyticky v současnosti vyrábí jen kolem 2 % celkové produkce vodíku. Schéma elektrolýzy je znázorněno na obr. č. 7. [19] [20]



Obrázek 7: Schéma elektrolýzy [24]

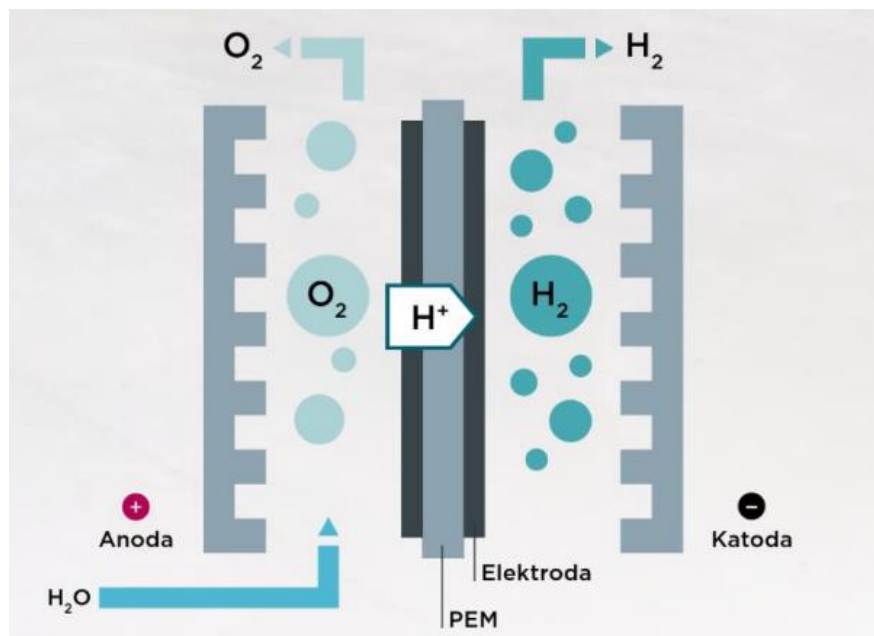
3.5.1.1 Alkalická elektrolýza

V současnosti se jedná o nejrozšířenější způsob průmyslové elektrolýzy vody. Účinnost se pohybuje kolem 70 % a investiční náklady jsou zhruba 600 €/kW. Elektrolyt je tvořen hydroxidem draselným KOH, který má při výrobě atmosférický tlak a teplotu okolo 90°C. Materiálem pro elektrody bývá nikl. Pro oddělení již rozštěpeného plynného vodíku a kyslíku se používá membrána, která může být polymerní či keramická. Alkalické elektrolýzéry pracují dobře při stabilně dodávaném výkonu (v řádech MW). Hodí se tedy do běžného průmyslu, avšak využití u obnovitelných zdrojů, kde dochází k výkyvům výkonu, nejsou výhodné. [19]

3.5.1.2 PEM elektrolýza

Elektrolýzéry typu PEM (anglicky Proton exchange membrane) využívají tzv. protonové výměnné membrány. Membrána umožňuje použít jako elektrolyt jen čistou vodu bez přídavku hydroxidu. Absence hydroxidu snižuje náklady na materiál oběhové soustavy i bezpečnostní nároky na provoz. Nehrozí již únik nebezpečného elektrolytu a sníží se požadavky na odolnost materiálu. PEM elektrolýzéry dosahují ve srovnání s alkalickými vyšší proudové hustoty, a tím i výkonu. Elektrody se často vyrábí z grafitu s tenkou vrstvou platiny, která zde plní roli katalyzátoru. Elektrolýza probíhá při teplotě 20 až 80 °C, čímž se řadí mezi nízkoteplotní typ elektrolýzy. [19]

Samotný elektrolyzátor je schematicky zobrazen na obrázku č. 8. Voda je přiváděna k anodě, kde probíhá rozdělení na H^+ a O_2 . Membrána rozděluje prostor mezi anodou a katodou a je propustná pouze pro kladně nabité ionty – v tomto případě vodíkové ionty H^+ . Tím se dostanou ke katodě, kde obvodem proudí volné elektrony, které zajistí vznik požadovaného vodíku H_2 . Čistota vodíku vyrobeného metodou PEM dosahuje až 99,99 %. Předností této metody je velký rozptyl použitelných pracovních výkonů, což indikuje ideální využití u obnovitelných zdrojů elektřiny, kde je výkon velmi proměnlivý. Nejvíce momentálně brání používání PEM elektrolyzátorů vysoká pořizovací cena (760-1000 €/kW_{el}) i jejich nákladné provozování, což zvyšuje výslednou cenu vyrobeného vodíku. Jedním z důvodů vysoké ceny je používání platiny jako katalyzátoru. Do budoucna se u PEM očekává snížení ceny vlivem rostoucí sériové výroby a zvýšení účinnosti. [19]

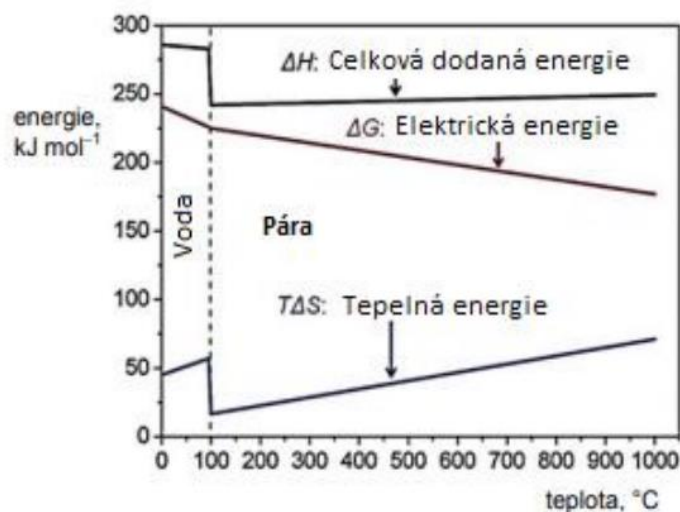


Obrázek 8: Schéma elektrolyzátoru PEM [25]

3.5.1.3 SOEC elektrolýza

SOEC elektrolyzátor (anglicky Solid oxid electrolysis cell) se řadí mezi tzv. vysokoteplotní elektrolyzátor. Pro provoz je zapotřebí dosáhnout teploty 700-1000 °C. I přes nutnost vysoké teploty má tato metoda o 30 % nižší spotřebu elektrické energie než PEM. Do elektrolyzátoru je totiž dodávána energie v kombinaci zhruba 70 % elektřiny a 30% tepla. U SOEC elektrolyzátorů platí, že čím vyšší je provozní teplota, tím více energie je nutno přivádět. Současně ovšem platí, že s rostoucí teplotou se mění poměr přiváděné energie a je nutné dodávat větší množství tepla (viz. Obr. č. 9), které je ve srovnání s elektřinou levnější. Tepl

je do systému přiváděno ve formě páry, což nabízí možnost uplatnění těchto elektrolyzátorů v kombinaci s jadernou energetikou. [19]



Obrázek 9: Bilance přívodu energie pro metodu SOEC [26] (upraveno)

Tato metoda je levnější na provoz díky vysoké pracovní teplotě a tlaku, čímž odpadá potřeba použití ušlechtilých kovů jako katalyzátor. Účinnost se dosahuje 90 %, ale čistota produkovaného vodíku je jen 90 %. Zbýlých 10 % tvoří pára, takže pro získání čistšího vodíku je zapotřebí následná separace. SOEC elektrolyzátorů jsou zatím spíše ve vývoji a přípravě na širší aplikaci v průmyslu. [19]

3.5.2 Skladování vodíku

Jakmile elektrolyzou vyrobíme vodík, je potřeba vyřešit jeho další využití. Jedna možnost je, ihned ho použít, např. jako čisté palivo v turbíně nebo jako surovinu pro výrobu jiných paliv. Často bychom však chtěli vodík uskladnit a využít ho později. Bohužel právě skladování je jeden z hlavních aspektů, které brání širšímu využití. Je potřeba vysoká bezpečnost skladování, protože směs vodíku se vzduchem je vysoce výbušná, a hrozí tak nebezpečí nehody. Dolní mez výbušnosti vodíku je 4 % z objemu [26]. Zároveň je kladen důraz na minimalizování úniku vodíku, aby se nezhoršovala ekonomika akumulace. Částice vodíku jsou mnohem menší než např. u zemního plynu, takže snadněji dochází k únikům. Malé částice vodíku navíc komplikují skladování v tlakových nádobách způsobováním vodíkové křehkosti, což zvyšuje nároky na materiál, a tudíž i cenu. [19]

Čistý vodík je vzhledem k jeho chemické podstatě možné skladovat v plynné nebo kapalně formě. Je sice možné získat vodík i v pevném stavu, ale podmínky pro takový stav jsou příliš

náročné na to, aby byl takový způsob použitelný v praxi. Nevýhodou plynného vodíku je nízká objemová hustota energie. Z toho důvodu je nutné vodík skladovat za vysokých tlaků (350-700 bar). U kapalného vodíku odpadá problém s potřebou vysokého tlaku, ale vyžaduje dosažení velmi nízkých teplot (minimálně -253 °C). Takto nízké teploty skladování přináší do systému vyšší nároky na energii nutnou k chlazení vodíku. [19]

3.5.2.1 Zásobník na plynný vodík

Nízká objemová energetická hustota vodíku (3 kWh/m³ při tlaku 1 bar) nám dává dvě možnosti skladování v plynné formě. Pokud je k dispozici dostatečně velký objem skladovacích prostor, je možné ukládat vodík při atmosférických podmínkách. Poté se řeší především dostatečný výkon kompresorů, přes které poteče velký objem vodíku. Pro takové skladování se hodí podzemní jeskynní komplexy, kde se již v současné době skladuje zemní plyn. [28]

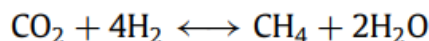
Pro širší aplikaci však není možné provozovat jen velkoobjemové skladování, ale je nutné i stlačení vodíku na menší objem za vysokého tlaku. Stlačení probíhá většinou pístovým kompresorem. Tlak v nádobách na vodík se běžně pohybuje okolo 350 bar, ale v některých případech, jako např. v dopravě, je kvůli dalšímu snížení objemu nutný ještě vyšší tlak. Následkem jsou zvýšené nároky na revize zařízení, aby byla zaručena bezpečnost skladování. Tlakové nádoby se proto vyrábějí z několika vrstev tak, aby byla zaručena jak odolnost proti dlouhodobému namáhání vysokým tlakem uvnitř, tak ochrana před vnějším mechanickým poškozením. Dále musí být materiál nádoby žáruvzdorný a musí dobře odolávat korozi. [19]

3.6 Syntetická paliva ze zachyceného CO₂

V rámci snahy o snížení produkce CO₂ do atmosféry se v elektrárnách a jiných průmyslových zařízeních používá technologie pro zachycování a následné uskladnění CO₂ ze spalin (CCS – carbon capture storage). Zachycený oxid uhličitý je možné použít jako vstupní surovinu pro chemickou výrobu nových syntetických paliv. Taková paliva by byla výhodná jako náhrada za fosilní paliva (např. pro dopravu). Ve srovnání s jinými alternativami (vodík, elektřina) by zde nebyly nutné rozsáhlé úpravy současné infrastruktury.

3.6.1 Syntetický metan

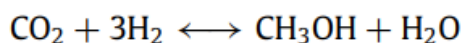
Jedním z nejvíce využívaných fosilních paliv je zemní plyn, který je ze 70 až 90 % tvořen právě metanem. Syntetický metan jsme schopni dobře skladovat a transportovat v rámci infrastruktury zemního plynu (plynovody). Obnovitelný metan je možné vyrobit v bioplynových stanicích anaerobním kvašením biomasy nebo pomocí chemické syntézy vodíku a oxidu uhličitého. Tento chemický proces je označován jako Sabatierova reakce se zápisem: [29]



Uhlíková zátěž této technologie Power-to-Gas závisí hlavně na způsobu získání vstupního vodíku. Ideální možností je tudíž vodík vyrobený elektrolýzou pomocí obnovitelných zdrojů a CO₂ zachycený např. ze spalování fosilních paliv. CO₂ lze kromě CCS získávat i přímo z okolního vzduchu. Reakce probíhá za přítomnosti niklových katalyzátorů a při vysokých teplotách (180-350 °C). Konverze vodíku na metan je kromě skladování výhodná i z hlediska objemové hustoty energie. Metan má objemovou hustotu energie 40 MJ/m³, zatímco vodík jen 12,7 MJ/m³. Celková účinnost zařízení by měla dosahovat 82 %. [29] [30]

3.6.2 Syntetický metanol

Metanol je kapalné palivo, díky čemuž je snadné ho ukládat a transportovat. V současné době se získává hlavně z fosilních paliv (uhlí a zemní plyn) a emisní zátěž na jeho výrobu tvoří 10 % emisí chemického průmyslu. Podobně jako metan se však dá vyrobit i chemickou syntézou oxidu uhličitého a vodíku při teplotě 220-280 °C a tlaku 60 až 80 bar: [29] [31]



Reakce je exotermního charakteru, takže není třeba dodávat externí teplo. Účinnost samotné syntézy je 74 % (bez zahrnutí účinnosti zachytávání CO₂). Vyšší účinnosti dosahující až 79 % lze dosáhnout využitím odpadního tepla ze syntézy pro vysokoteplotní elektrolýzu vody. Metanol lze využít jako palivo ve spalovacích motorech nebo jako surovinu pro další chemickou výrobu (barvy, plasty). [29]

4. Srovnání technologií akumulace energie

Výše byl popsán princip fungování několika technologií společně s možností jejich aplikace. Jednotlivé technologie jsou mezi sebou porovnány v Tab. č. 1., kde jsou uvedeny základní parametry daných systémů a příklady velikostí existujících projektů. Parametr TRL

(anglicky technology readiness level) popisuje na škále od 1 do 9, jak moc je daná technologie z hlediska vývoje připravená ke komerčnímu nasazení.

Tabulka 1: Srovnání technologií akumulace [9] [11] [15] [32] [33] [34] [35]

Technologie	Investiční náklady	Účinnost [%]	Doba akumulace	Výkon jednotek v provozu [MW]	Kapacita jednotek v provozu [MWh]	TRL
PVE	1700-3200 \$/kW	70-85	Řádově hodiny s možností dlouhodobého uložení	Až 3 000	Až 24 000	9
CAES	1050-2544 \$/kW	40-55	Řádově hodiny s možností dlouhodobého uložení	110-290	560-2 860	5-9
		70				
LAES	2164-2800 \$/kW	60-70	Řádově hodiny s možností dlouhodobého uložení	5	15	7-8
Průtokové baterie – vanadové redoxní	130-850 €/kWh	70-90	Řádově hodiny s možností dlouhodobého uložení	Až 200	Až 800	7-8
Vodíkové technologie	1300-2500 €/kW	30-60	Dlouhodobé až sezónní	50	Až 75 000	8-9

5. Solární energetika

V celém odvětví energetiky probíhá proces dekarbonizace a snižování emisí, což znamená rozvoj obnovitelných zdrojů energie. V ČR se jedná především o biomasu, vodní elektrárny, větrné elektrárny a fotovoltaické elektrárny. Zde bude vzhledem k následující praktické části práce rozebráno pouze využití sluneční energie. Instalovaný výkon fotovoltaických elektráren stále narůstá – během roku 2023 byly v ČR postaveny nové elektrárny a celkový instalovaný výkon se tak meziročně zvýšil téměř o 1 GW. Na konci roku 2023 byl celkový instalovaný výkon solárních panelů v ČR 3,6 GW. Roční výroba z FVE tvořila 4 % z celkové

výroby elektřiny. V posledních letech probíhá velký nárůst instalací na rodinných domech a na průmyslových halách a vzniká méně nových solárních parků. [36]

Výhodou sluneční energie je její dostupnost téměř kdekoli na světě. Největší potenciál je samozřejmě v tropických či subtropických oblastech, kde je intenzita i doba slunečního svitu největší. Při výrobě elektřiny nedochází k znečišťování okolního prostředí, což je výhodné pro instalaci v obydlených oblastech. Zároveň je zde minimální potřeba obsluhy během provozu, takže elektrárny mohou stát samostatně na nedostupných místech, kde by pro lidi byly nepříznivé podmínky – např. v poušti. [37]

Sluneční záření jsme schopni použít buď přímo pro výrobu elektřiny ve fotovoltaických článcích nebo nepřímo, pomocí koncentrace dopadajícího záření, čímž získáme zdroj tepla pro výrobu páry pro parní oběh turbíny.

4.1 Fotovoltaické technologie

Jedná se o velmi rozšířené technologie, které mají velký potenciál i dál do budoucna. Díky téměř bezúdržbovému chodu je možné stavět fotovoltaické elektrárny v odlehlých oblastech, tudíž není nutná zástava např. zemědělské či jinak využitelné plochy. V takových oblastech je pak možné stavět elektrárny o velké ploše. Zároveň jsou v malém měřítku často využívány u rodinných domů nebo u průmyslových hal, kde pomáhají energetické soběstačnosti objektu. [38]

U fotovoltaických technologií dochází k přímé konverzi slunečního záření na elektřinu ve fotovoltaickém článku. Článek je tvořen polovodičovou diodou a většinou bývá vyroben z křemíku. Výroba elektřiny funguje na principu fotovoltaického jevu. Při dopadu fotonů na diodu se z její krystalické mřížky uvolňují elektrony, čímž vzniká mezi kladnou a zápornou vrstvou diody elektrické napětí o velikosti 0,5 – 0,6 V. Jednotlivé články se spojují sériově nebo paralelně (v praxi kombinovaným způsobem) do větších celků, a tvoří tak solární panel. Účinnost běžně používaných panelů se pohybuje na úrovni 20 %. Instalovaný výkon je udáván ve Wp (watt peak) – tedy maximální výkon, kterého se dosahuje při ideálních podmínkách. Ideálními podmínkami je myšleno především přímé sluneční záření dopadající kolmo na panel, ideální teplota (s rostoucí teplotou se výkon snižuje) a čistota povrchu panelu. Panely se rozdělují na několik typů podle technologie zpracování materiálů: [39]

- **Monokrystalické solární panely:** Struktura je v tomto případě tvořena pouze jedním krystalem křemíku. Výhodou takové struktury je největší účinnost z běžně

dostupných panelů pohybující se kolem 20 %. Monokrystalická struktura je však náročná na výrobu, a proto je pořizovací cena těchto panelů vyšší. Vlivem zvyšování sériovosti výroby společně s vývojem nových panelů s vyšší účinností se pořizovací cena každý rok snižuje. Typickým poznávacím znakem tohoto typu panelů je černá barva povrchu. [40]

- **Polykrystalické solární panely:** Struktura je tvořena více krystaly křemíku a výroba je díky tomu jednodušší a levnější. Účinnost se pohybuje v rozmezí 15 až 17 %. Kromě nižší ceny je výhodou i větší rozložení výkonu v průběhu dne vlivem polykrystalické struktury, kde jsou jednotlivé krystaly natočeny do různých směrů. Povrch panelů má v tomto případě modrou barvu. [40]
- **Amorfni solární panely:** Tyto panely se skládají ze základního nosného materiálu (sklo, plast), který je potažen tenkou vrstvou amorfniho křemíku. Tenká vrstva aktivní části panelu má za následek nízkou účinnost kolem 11 %. Důvodem používání takové technologie, i přes nízkou účinnost, je hmotnost panelů. Tenký film křemíku vede k nízké hmotnosti a tloušťce, což umožňuje širší možnosti instalace. Příkladem mohou být střechy průmyslových hal, které při své stavbě nebyly dimenzovány na to, aby unesly běžné solární panely. S využitím amorfniích panelů je však využití solární energie možné. [40]

Výše popsané panely na bázi křemíku jsou zdaleka nejpoužívanější, ale existují i jiné materiály vhodné pro využití solární energie. Jedním z nich je perovskit, což je v základním stavu oxid vápenato-titaničitý (CaTiO_3), ale ten je možné pomocí příměsí modifikovat a měnit tak jeho vlastnosti, čehož se při vývoji nových panelů využívá. Výroba elektřiny zde probíhá stejně jako u křemíkových panelů pomocí fotovoltaického jevu. Účinnost panelů na bázi perovskitu dosahuje až 29,15 %, a navíc je jejich výroba stejně nákladná jako nejlevnější výroba křemíkových panelů. Disponují tak konkurenční výhodou vyšší účinnosti a nižší ceny, která by nejspíše v případě zvýšení sériovosti ještě klesala. Další výhodnou vlastností je jejich koeficient snižování výkonu s teplotou. Zatímco např. monokrystalické panely mají tento koeficient $-0,39 \text{ \%/}^\circ\text{C}$, u perovskitových panelů je to pouze $-0,13 \text{ \%/}^\circ\text{C}$. Důvodem, proč se tyto panely komerčně nevyužívají, je jejich životnost. Vlivem vystavení vyšším teplotám a vlhkosti dochází k rychlé degradaci, což vede k životnosti panelů pouhých 2,5 roku. U komerčně používaných panelů je přitom cílem dosahovat životnosti 30 let. Nicméně zde probíhá vývoj a je snaha dostat tuto technologii do fáze možnosti zahájení sériové výroby. [41]

Speciální částí solárních panelů jsou tzv. bifaciální panely, které jsou schopné přijímat sluneční záření z obou stran. Na horní stranu dopadá záření a funguje stejně jako běžný panel, zatímco spodní strana přijímá světlo odražené od okolního prostředí pod panelem. Rozdíl oproti běžným panelům je tak v konstrukci zadní strany. Bifaciální panely nemají uzavřenou zadní stěnu a odražené světlo tak může projít na pasivační vrstvu panelu. Tyto panely tedy také fungují na principu fotovoltaického článku, ale jsou schopny přijímat i odražené světlo ze spodní strany. Vzhledem k tomu, že zadní část přijímá hlavně odražené záření, hraje odrazivost okolních materiálů klíčovou roli. Pro velké solární parky je rozdíl v odrazivosti okolí zásadní. Např. při umístění na písku je výkon bifaciálního panelu oproti běžnému vyšší o 15 %, a při umístění na sněh dokonce o 29,2 %. V jakémkoliv místě je vhodné instalovat panely na povrch s co největší odrazivostí. Bifaciální panely jsou také schopny více rozložit dodávaný výkon během dne. Např. pro uložení panelů do stříšky s orientací východ-západ jsou v průběhu dne dvě výkonové špičky a to v 10:00 a v 15:00 hod., zatímco běžné panely mají jednu výkonovou špičku v poledne. [42]

Solární elektrárny mohou být připojeny k distribuční síti, nebo stát samostatně např. na odlehlých chalupách v horách, kde dodávají elektřinu pouze pro lokální spotřebu a nejsou vůbec připojeny k síti – tzv. ostrovní systém. Další možností mohou být hybridní systémy, které vyrábějí primárně pro vlastní spotřebu (např. rodinné domy) a přebytky elektřiny se dodávají do sítě. Kromě pokrývání lokální spotřeby se staví také velké solární parky, které dodávají všechnu vyrobenou elektřinu do sítě. Zásadní je i rozlišení způsobu instalace panelů. První možností jsou pevně umístěné panely, které mají ve většině případů orientaci na jih a klíčovým parametrem je úhel sklonu. Druhou možností jsou natáčecí panely. V takovém případě jsou panely uloženy v rámu s jednou nebo dvěma rotačními osami. Panely se tak natáčí podle pohybu slunce během dne, což zajišťuje maximální využití dopadajícího slunečního záření, a tudíž vyšší výrobu elektřiny. Ve srovnání s pevně uloženými panely je zde potřeba větší zástavné plochy a systém je složitější na řízení, protože všechny panely musí mít rotační mechanismus s vlastním ovládním. Jedná se tedy o systém s vyšší pořizovací cenou i provozními náklady (údržba rotačních mechanismů, spotřeba energie na vlastní otáčení panelů), a je tak více vhodný pro větší projekty. [37]

4.2 Koncentrační solární technologie

V tomto případě se vyrábí elektrická energie ze slunečního záření nepřímo. Základem je systém velkého počtu zrcadel nebo čoček, které usměrňují a koncentrují sluneční záření do

jednoho bodu. Zrcadla bývají navíc připevněna na rotačním rámu, aby bylo využití dopadajícího záření co největší. Koncentrací záření z velké plochy se v daném bodě dosahuje vysokých teplot. Teplo je následně použito na výrobu páry pro pohon turbíny připojené na generátor. Vzhledem ke složitosti systému a potřebné ploše pro rozmístění zrcadel se jedná o technologii vhodnou pro velké projekty v energetice. Při svém provozu není potřeba téměř žádná obsluha, proto není problém stavět takové elektrárny na nehostinných a odlehlých místech jako např. na pouštích. [38]

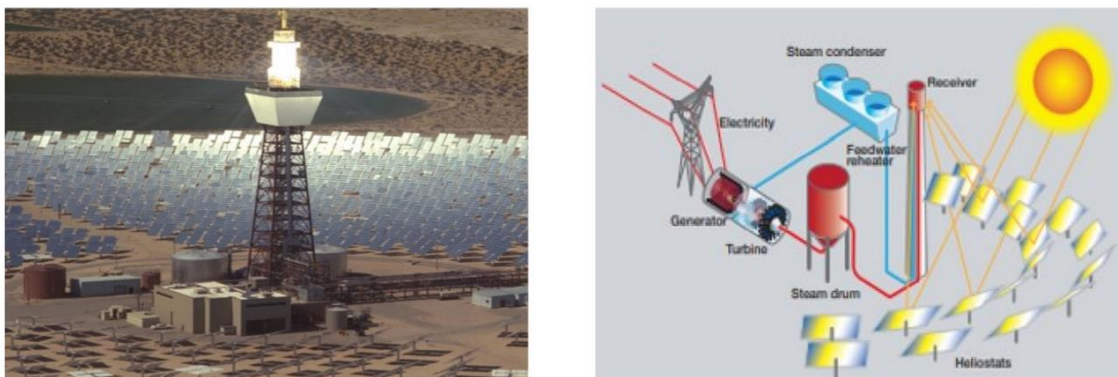
V kontextu akumulace energie se u koncentrační solární energetiky nabízí možnost akumulovat energii ve formě tepla. Získané teplo tak není hned využito pro výrobu elektřiny, ale akumuluje se např. do tekutých solí. Následně je možné toto teplo využít pro potřeby vytápění nebo pro výrobu elektřiny v době jejího nedostatku. Jednotlivé koncentrační solární systémy jsou popsány níže.

4.2.1 Parabolické žlaby

Koncentrace energie je v tomto případě docílena pomocí parabolických zrcadel ve tvaru žlabu. Sluneční záření je koncentrováno v ohnisku zrcadel, kde je umístěno potrubí s teplonosnou látkou – nejčastěji olej. Zrcadla jsou schopna ohřát olej až na teplotu 400 °C. Ohřátý olej je přiváděn do tepelného výměníku, kde se následně vyrábí pára pro turbínu pohánějící generátor. Zrcadla lze instalovat do rotačních ráků tak, aby sledovala pohyb slunce a docílilo se maximálního využití slunečního záření. [38]

4.2.2 Solar power tower (Solární věž)

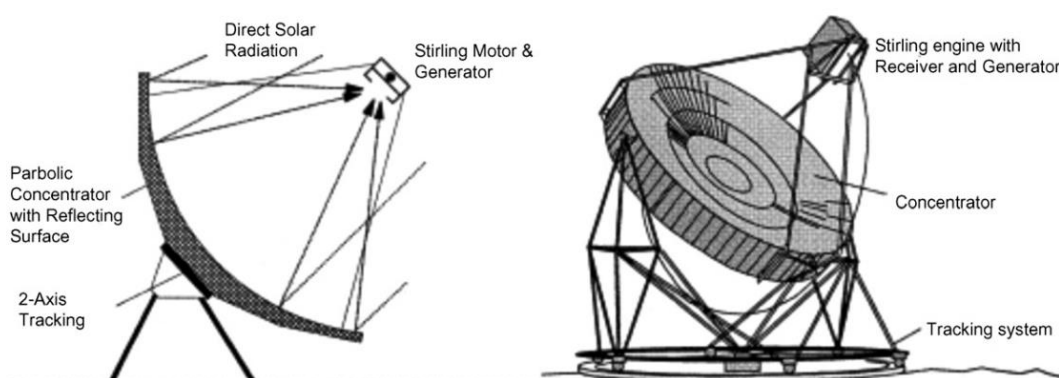
Pro fungování tohoto systému je zapotřebí velká plocha, na kterou se postaví zrcadla. Zrcadla koncentrují sluneční záření do jednoho bodu, ve kterém je v tomto případě umístěna solární věž. Na obrázku č. 10 je vidět fotografii a schéma tohoto systému. Centrální věž zajišťuje funkci tepelného výměníku a předává dodávané teplo pracovní látce, kterou může být voda, roztavené soli nebo vzduch. Používání roztavených solí má výhodu v tom, že mají vysokou tepelnou kapacitu, a je tak možné vyrábět elektřinu z naakumulovaného tepla i bez přímého slunečního záření. V místě koncentrovaného záření lze dosáhnout teploty až 565 °C [38]. Ohřátá pracovní látka je dále použita pro výrobu páry, která pohání turbínu. [43]



Obrázek 10: Fotografie a schéma Solar power tower [43]

4.2.3 Parabolický disk

Reflektory usměřující sluneční záření jsou tvořeny parabolickými zrcadly, která jsou poskládána do tvaru disku. Veškeré záření je tak koncentrováno v centrálním ohnisku, kde je umístěn přijímač energie – nejčastěji Stirlingův motor. Schéma celého systému je zobrazeno na obrázku č. 11. Disky mají průměr 5–10 m a plochu 40–120 m². Nejvyšší odrazivosti je dosahováno při použití zrcadel tvořených sklem potaženým stříbrnou vrstvou s příměsí železa. V takovém případě je odrazivost až 90–94 % a v centru disku lze dosáhnout teploty 700 °C. Výkon jednoho disku se pohybuje od 5 do 50 kW. Stirlingův motor převádí dodané teplo na mechanickou energii pro roztáčení generátoru. Účinnost disku se Stirlingovým motorem je 30 %. Vysoké účinnosti se dosahuje natáčením disků za sluncem v průběhu dne, díky čemuž má disk stále ideální polohu pro maximální využití dopadajícího záření. [43]



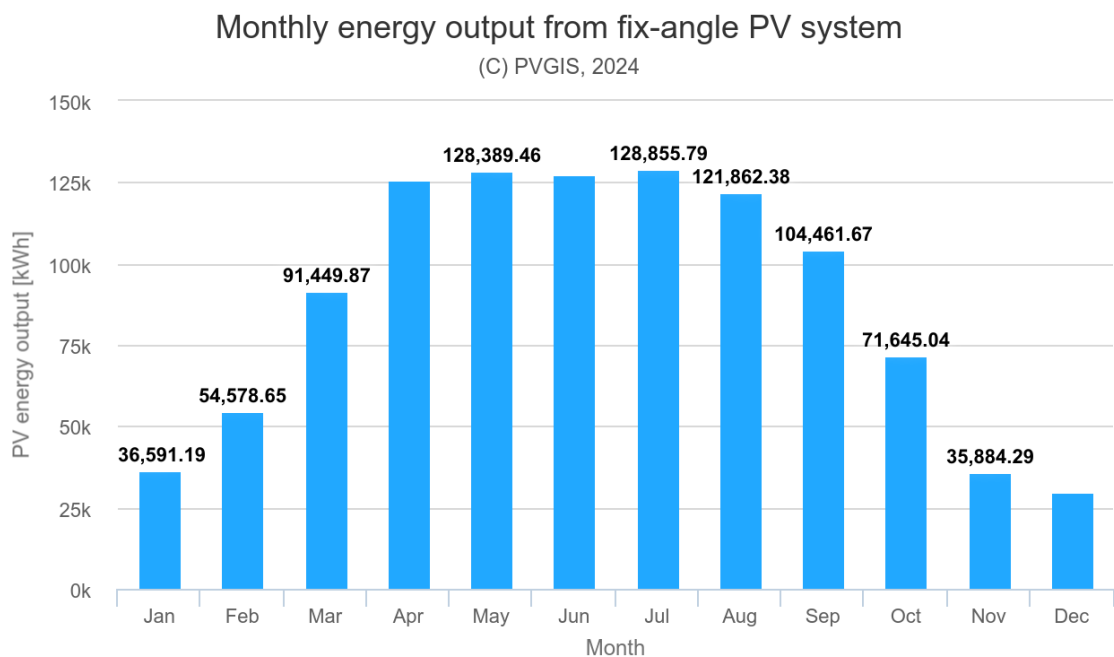
Obrázek 11: Schéma parabolického disku se Stirlingovým motorem [43]

6. Akumulace s fotovoltaickým systémem

V této části práce je zpracován návrh modelového systému s akumulací energie. Jako výrobní zařízení je uvažována fotovoltaická elektrárna o instalovaném výkonu 1 MW. Účelem práce není návrh celkového řešení fotovoltaické elektrárny, proto jsou zde uvedeny pouze její základní parametry. Jako lokalita elektrárny bylo zvoleno okolí města Ralsko v Libereckém kraji, kde je v současnosti v provozu fotovoltaická elektrárna o výkonu 55,8 MW. [44]

5.1 Fotovoltaická elektrárna

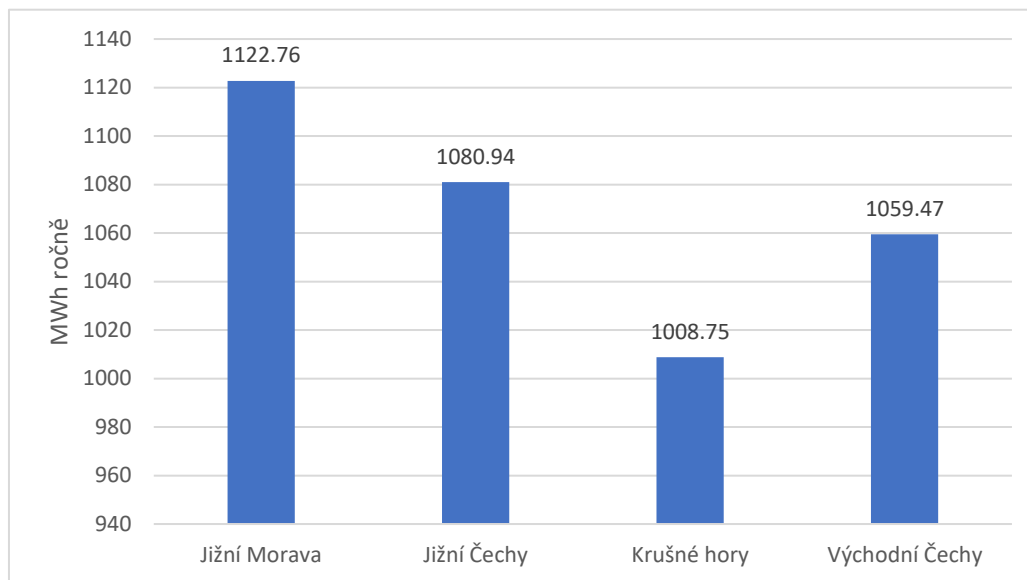
Data byla získána z programu PVGIS (anglicky Photovoltaic Geographical Information System). Program je pomocí dat ze satelitů schopný nasimulovat provozní podmínky fotovoltaických panelů v naší zvolené lokalitě. Díky tomu jsme schopni predikovat průběh slunečního svitu a odhad roční výroby elektřiny. PVGIS nám je mimo jiné schopen pomocí simulace určit ideální sklon stojících panelů. Vývoj výroby elektřiny během roku v naší zvolené lokalitě je zobrazen na obrázku č. 12.



Obrázek 12: Roční výroba elektřiny z fotovoltaické elektrárny

Vstupními daty do PVGIS jsou přesné GPS souřadnice zvolené lokality a instalovaný výkon elektrárny. Úhel sklonu panelů byl zvolen samotným programem, který by měl pomocí dat o poloze vyhodnotit ideální sklon. Orientačně lze tedy s instalovaným výkonem 1 MW počítat s roční výrobou 1056,17 MWh při úhlu sklonu panelů 41°. Výběr lokality pro stavbu

fotovoltaické elektrárny je ve srovnání např. s větrnými parky méně náročný, a rozdíly výkonu nejsou tak vysoké. Nicméně je stále žádoucí vybírat umístění s co největší intenzitou slunečního záření. Srovnání roční výroby v různých lokalitách na území ČR je zobrazeno na obrázku č. 13.



Obrázek 13: Roční výroba fotovoltaické elektrárny v různých lokalitách

Oblasti Jižní Morava a Krušné hory jsou dle sluneční mapy ČR extrémy, co se týče intenzity a doby slunečního svitu. Rozdíl v celkové roční výrobě mezi těmito místy je 11 %. Z toho lze usoudit, že pokud se nepohybujeme v extrémních polohách jako jsou hory, nejsme schopni výrobu výrazně ovlivnit změnou lokality.

5.2 Varianty akumulace

Teď, když je navrhnutý zdroj elektřiny, je možné začít s řešením akumulace. Zde se konkrétně zaměřím na analýzu maximální doby využití akumulčního zařízení. Přidání akumulace k samotné výrobě elektřiny je velká investice a je tedy žádoucí, aby byla kapacita akumulace využita na maximum. Pokud by se instaloval příliš velký akumulátor ve srovnání se zdrojem, mohlo by se stát, že bude velkou část roku nevyužit a provoz akumulace by byl finančně ztrátový. Pro zpracování byly na základě kapacity zvoleny dva různé modely. Předpoklad je, že k elektrárně není připojena žádná primární zátěž (budova, průmyslový provoz), která by odebírala maximum své spotřeby z elektrárny. Tento systém je připojený pouze do distribuční sítě, a jako primární odběr elektřiny je akumulční zařízení. To znamená, že v závislosti na aktuálním výkonu elektrárny se maximum elektřiny akumuluje a pokud výkon přesahuje výkon akumulátoru, je tento přebytek dodán do sítě. Nejedná se

tedy pouze o akumulaci přebytečné energie, jako tomu je např. u rodinných domů s fotovoltaickými panely, kde je primárně pokrytá vlastní spotřeba domu a zbytek se ukládá.

K popisu využití akumulace byla použita závislost poměru: instalovaný výkon akumulace/instalovaný výkon FVE. Výkon FVE zůstává stejný – 1000 kW a mění se pouze výkon akumulátoru v rozmezí od 50 do 1000 kW. Vstupní data pro analýzu byla opět získaná ze systému PVGIS. Tentokrát se jednalo o hodinová data o průběhu výroby FVE za celý rok 2020 (v době tvorby této práce nejnovější dostupný rok s hodinovými daty v systému PVGIS). Doba využití je hodnocena pomocí ekvivalentních provozních hodin. Ekvivalentní pracovní hodiny byly získány přepočtem skutečných provozních hodin, tedy při různých výkonech elektrárny (závislost na počasí a na střídání dne a noci), na počet provozních hodin při nominálním výkonu akumulátoru. Vyhodnocení využití akumulace bylo provedeno na dvou základních variantách:

- Akumulace s neomezenou kapacitou
- Akumulace s omezenou kapacitou

Tyto možnosti byly vyhodnoceny pro tři různá uložení fotovoltaických panelů, z nichž první možnost byla již popsána výše, a ostatní jsou rozebrány dále. Jedná se o tato uložení:

- Optimální sklon panelů 41°
- Sklon panelů 90°
- Uložení do stříšky s orientací východ - západ

5.2.1 Akumulace s neomezenou kapacitou

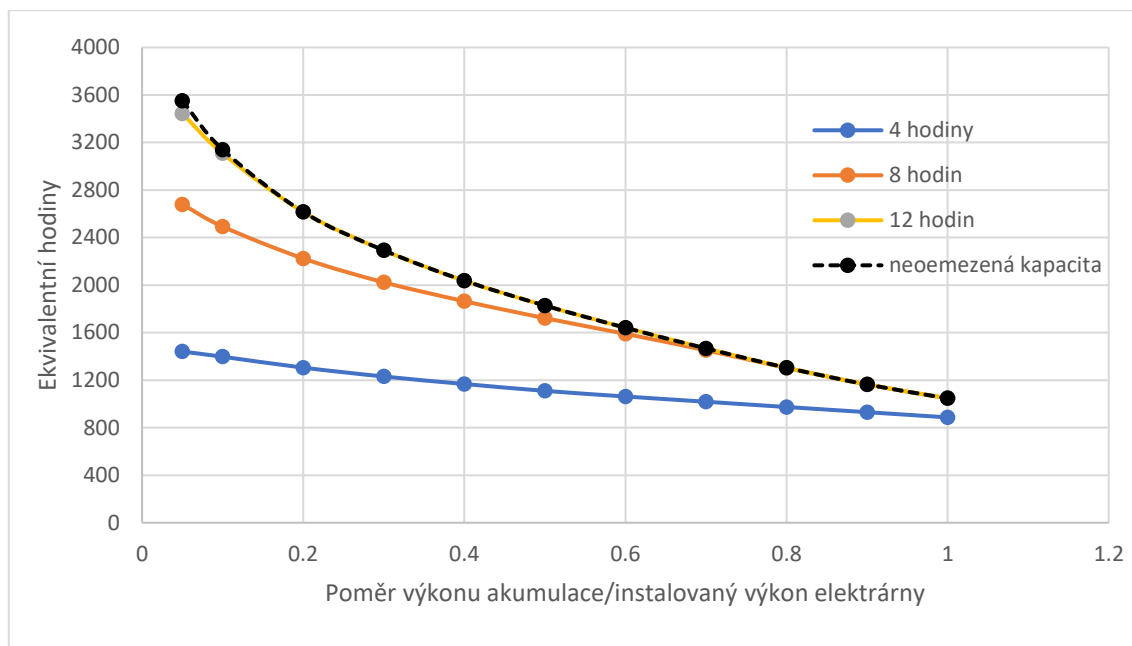
První varianta je akumulace s neomezenou kapacitou, což znamená, že se ukládá energie vždy, když elektrárna vyrábí energii. Jediné omezení tohoto systému je vlastní výkon akumulace. Jako akumulátor lze v tomto případě uvažovat elektrolyzátor, který je připojený přímo do plynárenské soustavy. Takto je možné získat systém, který lze považovat za akumulaci s neomezenou kapacitou. Motivací pro takové zařízení může být to, že vyrábíme pouze v době slunečního svitu, kdy bývá vlivem velkého výkonu obnovitelných zdrojů elektřiny přebytek a její cena klesá. Teoreticky by se mohlo ekonomicky vyplatit použití elektřiny na výrobu vodíku, a ten následně prodávat do plynárenské soustavy. Z dat hodinových výkonů elektrárny za rok byly získány ekvivalentní pracovní hodiny pro různé velikosti výkonu akumulace.

5.2.2 Akumulace s omezenou kapacitou

Druhý zvolený model je tvořen fotovoltaickou elektrárnou a akumulací o různé kapacitě. Jako konkrétní technologie by mohly být použity např. průtokové baterie, které jsou jednou z perspektivních technologií akumulace energie do budoucna. Stejně jako v předešlém modelu se uvažuje primární dodávka energie do akumulátoru a pouze přebytky jsou dodávány do sítě. V rámci omezené kapacity je uvažován zjednodušený model, kde během jednoho dne probíhá pouze jeden cyklus baterie. Baterie je tedy na začátku dne vybitá a začíná se nabíjet s východem slunce. Pokud se baterie během dne plně nabije, bude se po zbytek daného dne veškerá další produkce elektřiny dodávat do sítě. Do dalšího dne se baterie vybijí dodávkou do sítě, ideálně v době vyšší ceny elektřiny, aby následující den mohl začít nový cyklus. Takto byl zpracován každý den během roku 2020 pro kapacitu 4, 8 a 12 hodin.

5.3 Fotovoltaická elektrárna s optimálním úhlem sklonu 41°

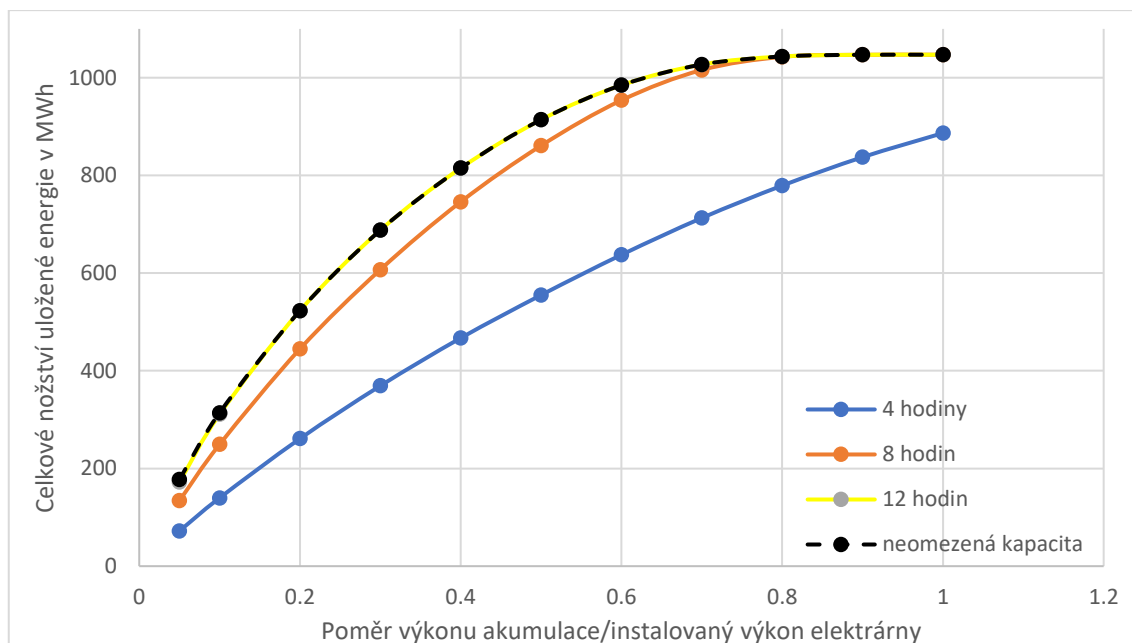
Princip tohoto systému byl již popsán výše, a nyní bude vyhodnoceno využití akumulace. Výstupem analýzy je závislost využití akumulace na poměru výkonu fotovoltaické elektrárny a samotné akumulace. Tato závislost je pro všechny varianty kapacity znázorněna graficky na obrázku č. 14. Z grafu vyplývá, že se jedná o nelineární závislost, což vychází z výroby FVE, která je proměnlivá, a navíc z dat o provozních hodinách platí, že FVE pracuje nejvíce hodin při nižších výkonech a s rostoucím výkonem se počet provozních hodin snižuje. Většinu roku pracuje elektrárna při středních nebo nižších výkonech, a vysokých výkonů se dosahuje pouze při ideálních podmínkách, hlavně v letních měsících. Při instalaci nejmenšího uvažovaného výkonu elektrolyzéry 50 kW bude v provozu 3550 hodin (hodinami jsou zde myšleny již přepočítané ekvivalentní hodiny), zatímco při největším výkonu 1000 kW, tedy stejném výkonu jako samotná elektrárna, by bylo využití jen 1050 hodin z celkových 8760 hodin za rok.



Obrázek 14: Využití akumulace s různou kapacitou pro sklon panelů 41°

Ze srovnání grafů vidíme, že největší roční využití má pochopitelně neomezená kapacita. Z omezených kapacit má nejvyšší využití kapacita 12 hodin, která je pro většinu poměrů výkonu totožná s neomezenou kapacitou, což znamená, že je schopná akumulovat energii po většinu výrobních hodin FVE. S rostoucím výkonem akumulace se využití kapacit 8 a 12 hodin vyrovnává, a již od poměru 0,7 je využití stejné, tudíž pro výkony nad poměr 0,7 dává ekonomicky větší smysl využití menší akumulace 8 hodin. Z pohledu maximálního ročního využití vychází celkově nejhorší kapacita 4 hodiny, která zdaleka není schopna uložit takové množství vyrobené energie jako zbylé dvě varianty. Kapacita 4 hodiny se přibližuje využitím větším kapacitám až od poměru 0,8, což je vykoupeno nižšími investičními náklady.

Kromě provozních hodin bylo vyhodnoceno i celkové množství akumulované energie za rok. Z grafu na obrázku č. 15 je vidět, že kapacita 12 hodin je opět téměř totožná s neomezenou kapacitou. Podobných výsledků dosahuje kapacita 8 hodin a od poměru 0,8 jsou již všechny tři varianty stejné. U čtyřhodinové kapacity je patrný výraznější pokles maximální akumulované energie. Z těchto závislostí vychází, že při dimenzování akumulace je možné ročně uložit podle výkonu a kapacity akumulace od 7 do 99 % z celkové výroby FVE 1056,17 MW.



Obrázek 15: Celkové množství uložené energie pro sklon panelů 41°

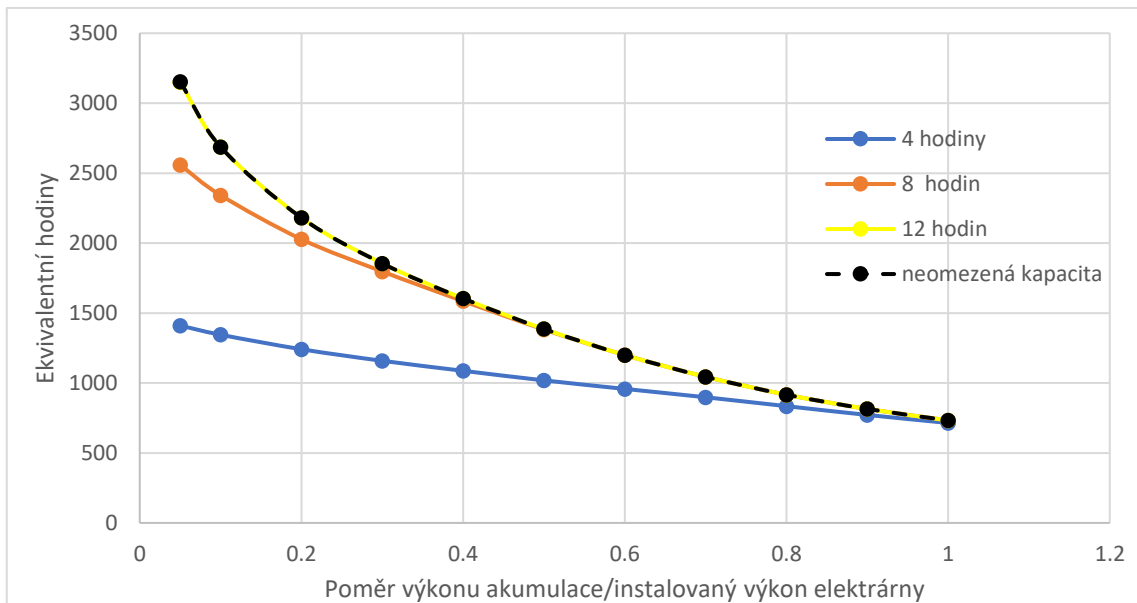
5.4 Fotovoltaická elektrárna s úhlem sklonu 90°

Předešlá část se zabývala běžným řešením volně stojících panelů s úhlem 41°. Nyní následuje stejné vyhodnocení využití pomocí provozních hodin a množství uložené energie, ale panely budou mít úhel sklonu 90°, tudíž kolmo k zemi. Výroba elektřiny je sice nižší než u ideálních sklonů kolem 35°, ale toto řešení je možné využít v nových aplikacích, jako např. umístění na fasády domů nebo “agrovoltaika”.

Agrovoltaika je využití solárních panelů na zemědělské půdě. Nejedná se však o nahrazení orné půdy panely, ale souběžné využití panelů a pěstování plodin či chovu zvířat. Panely musí být rozmístěny dostatečně daleko od sebe, aby byl umožněn průjezd zemědělské techniky, a aby si vzájemně nestínily. Účelem je jednak výroba elektřiny pro vlastní spotřebu provozovatele nebo její prodej do sítě, a jednak poskytnutí stínu pěstovaným plodinám. Je tedy nutné vybírat plodiny, kterým prospívá více stínu. Mezi plodiny vhodné pro pěstování pod panely lze zařadit brambory, maliny, víno či jablka. Při pěstování ovoce se častěji jedná o horizontální panely umístěné ve výšce. Pro zvolené vertikální uložení je kromě pěstování plodin vhodné i chovat zvířata. V České republice se zatím tento systém nevyužívá, ale pilotní projekty probíhají např. v Německu, Francii a Itálii. [45]

Nejprve bylo analyzováno roční využití pro různé velikosti akumulace. Jedná se o stejnou lokalitu a instalovaný výkon jako v případě sklonu 41°. Celková roční výroba je zde 733,2 MWh, což je o 30,6 % méně, než pro úhel 41°. Nicméně v aplikaci např. v zemědělství

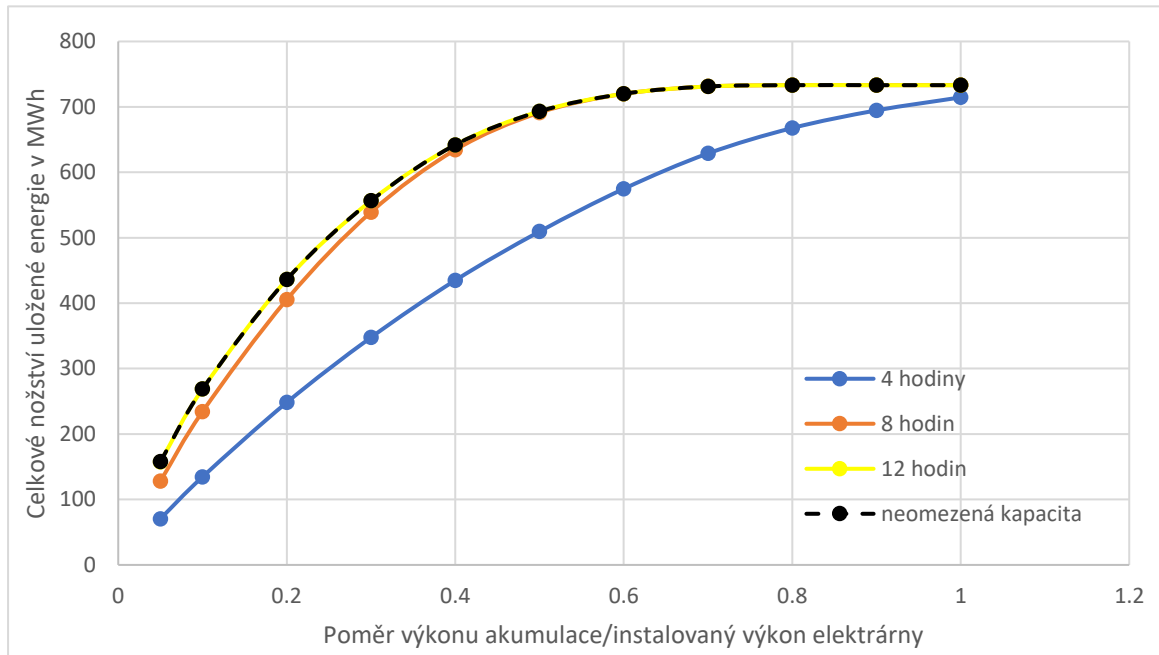
není jediným cílem jen maximální výroba elektřiny, ale i stínění na zemědělské půdě. Závislost využití je znázorněno na obrázku č. 16.



Obrázek 16: Využití akumulace s různou kapacitou pro úhel panelů 90°

Průběhy jsou podobné jako pro sklon 41°, ale vzhledem k nižší výrobě FVE je i využití akumulace menší. Při srovnání těchto dvou sklonů, např. pro kapacitu 8 hodin, vychází, že pro poměr 0,05 se využití liší o 4,5 % a pro poměr 1 o 30 %. Nejvyšší využití pro kolmé panely je 3153 hodin při neomezené kapacitě a kapacitě 12 hodin s poměrem 0,05 a nejmenší je 733 hodin pro všechny kapacity při poměru 1.

Ze závislosti maximálního množství uložené energie na obrázku č. 17 je zřejmé, že již od poměru 0,6 jsou všechny kapacity, kromě 4 hodin, schopny uložit veškerou vyrobenou energii z FVE. Zároveň jsou průběhy těchto tří kapacit již od začátku téměř shodné a od poměru 0,5 jsou stejné. Z toho lze usoudit, že při požadavku na větší akumulaci by stačila akumulace 8 hodin, a pro menší potřebu akumulace 4 hodiny. 12 hodin a neomezená kapacita jsou blízké 8 hodinám, ale investiční náklady by byly vyšší. Tento závěr lze vyvodit z předešlé závislosti ročního využití akumulace.



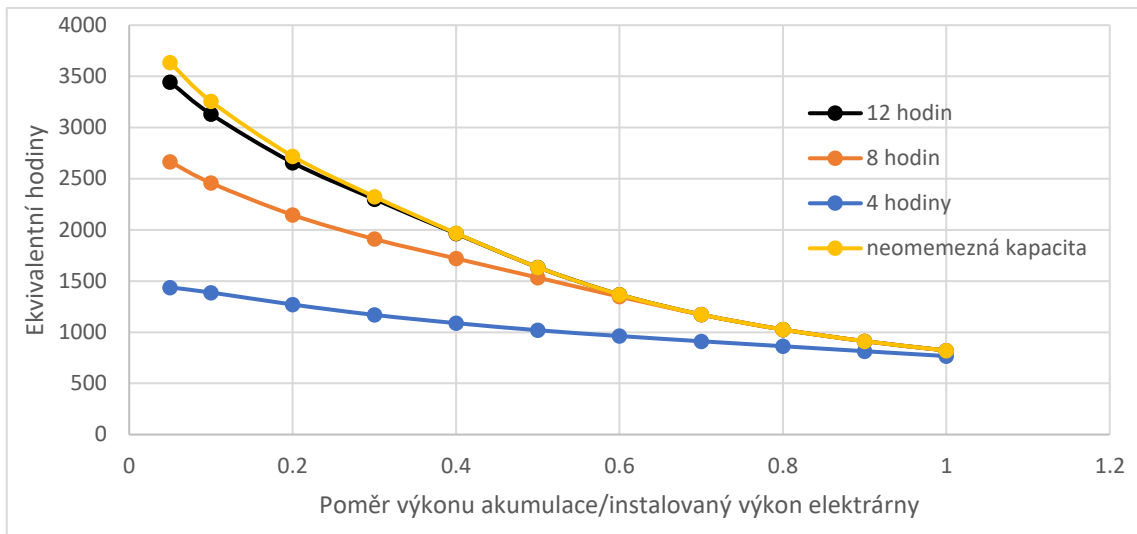
Obrázek 17: Celkové množství uložené energie pro úhel panelů 90°

5.5 Fotovoltaická elektrárna s uložením do stříšky

Poslední zkoumanou variantou je uložení panelů do stříšky. V tomto případě to znamená, že je zachována lokace a instalovaný výkon, ale polovina panelu je orientována na východ a druhá polovina na západ. Pro toto uložení se v běžných aplikacích používá menší sklon pohybující se mezi 5° až 15°. Data byla získána ze systému PVGIS se zvoleným sklonem 10°. Díky menšímu sklonu je možné více rozložit výrobu v průběhu dne a snížit tak velký nárůst výkonu v poledne. [46]

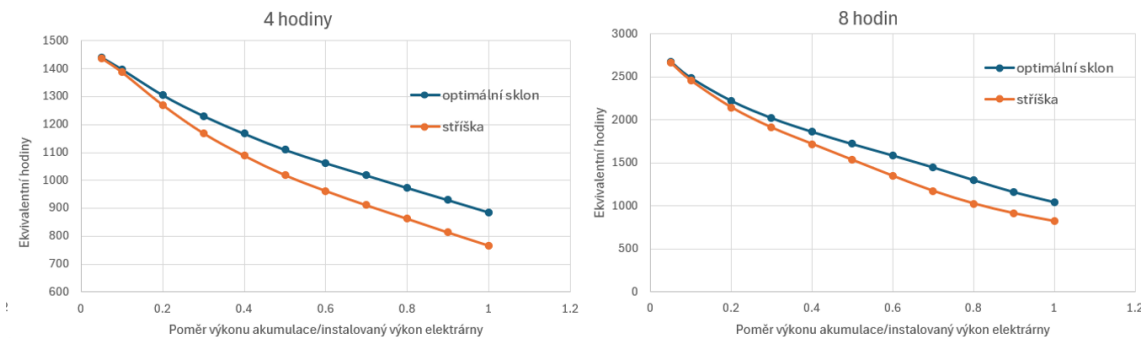
Stejně jako v předchozích případech proběhlo zpracování roční výroby elektrárny, abychom zjistili možnost využití akumulace energie. Na obrázku č. 18 je vidět, že tři největší kapacity mají podobný průběh a shodují se od poměru výkonu 0,6. Zároveň se ale od tohoto poměru začíná srovnávat využití kapacity 4 hodiny. Pro potřebu větší akumulace o menším výkonu

vychází lépe kapacita 8 hodin nebo více, ale s rostoucím výkonem akumulace může začít být kapacita 4 hodiny výhodná z hlediska ekonomiky projektu.



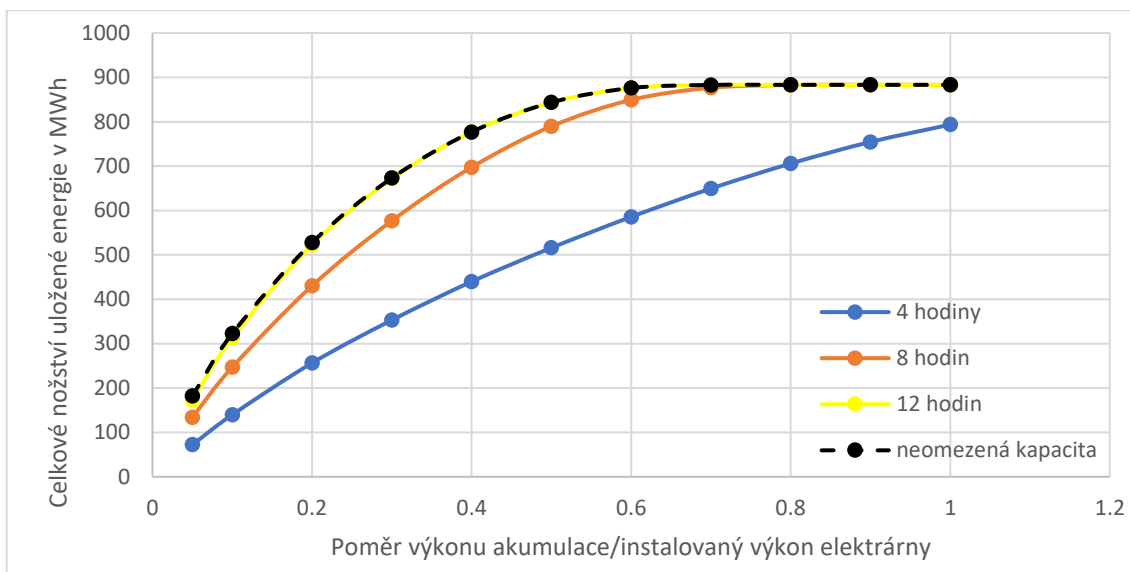
Obrázek 18: Využití akumulace s různou kapacitou s uložením panelů do stříšky

Zajímavé je porovnání uložení do stříšky s optimálním sklonem panelů 41°. Využití akumulace je totiž velmi podobné pro menší poměry, a až s rostoucími poměry začíná vycházet optimální sklon lépe. To je znázorněno na obrázku č. 19, kde jsou graficky porovnané dvě vybrané kapacity těchto různých způsobů uložení panelů.



Obrázek 19: Srovnání využití akumulace pro různé uložení panelů

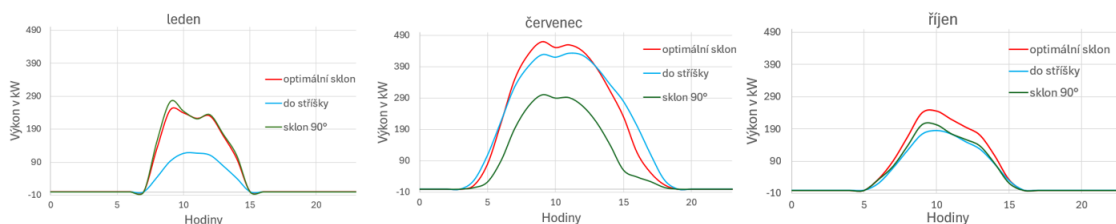
Z hlediska uložené energie byla vyhodnocena data pro všechny velikosti akumulace. Celková roční výroba pro uložení do stříšky je 883,15 MWh, tedy o 16,4 % méně než pro optimální sklon. Menší výroba je kompenzována již zmíněným rovnoměrnějším rozložením výroby v průběhu dne. Závislosti uložené energie na poměrech výkonů jsou zobrazeny na obrázku č. 20.



Obrázek 20: Celkové množství uložené energie pro uložení panelů do stříšky

5.6 Rozložení výkonu pro různé uložení fotovoltaických panelů

Celková roční výroba jednotlivých variant byla již zmíněna výše. Zde bude zhodnocen průběh výkonu během dne v různých částech roku. Pro porovnání byly vybrány měsíce z letního, zimního a přechodného období. Pro všechny tři varianty uložení panelů byl vypočítán průměrný výkon pro každou denní hodinu ve vybraných měsících během roku 2020. Rozložení výkonu je pak graficky zobrazeno na obrázku č. 21. Z grafů je patrné, že nejvyšší výkon má téměř po celou dobu optimální sklon 41° . Při srovnání optimálního sklonu a uložení do stříšky je našim cílem snížení polední špičky výkonu během letních měsíců, což je viditelné v grafu pro měsíc červenec. Výkonová křivka stříšky je širší, tedy rozložená do více hodin během dne, a má o něco nižší maximum v poledne. Toto širší rozložení výkonu je však patrné pouze z dat pro letní období. Ve zbytku roku k tomuto nedochází, a spíše je patrný nižší výkon se stejným průběhem jako optimální sklon. Panely s úhlem 90° dosahují srovnatelných výkonů jako optimální sklon během zimního a přechodného období, ale v letních měsících je výkon značně nižší.



Obrázek 21: Rozložení výkonu v průběhu dne v různých ročních obdobích

5.7 NPV analýza

Pro ekonomické hodnocení projektu byla použita metoda NPV (anglicky Net Present Value – česky Čistá současná hodnota). NPV je součet všech očekávaných zisků a výdajů – tedy cashflow po zvolenou dobu trvání projektu. Do součtu cashflow za všechna období se počítá i rok 0, což reprezentuje investiční náklady na projekt a jedná se tedy vždy o období se záporným cashflow. Navíc se roční cashflow diskontuje, což znamená zohlednění změny hodnoty peněz v čase, čímž získáme čistou současnou hodnotu projektu. Výsledné NPV je tedy celková hodnota projektu (součet cashflow) po dobu jeho fungování, která je vyjádřena v dnešní hodnotě peněz. Lze tak říct, že hodnota NPV může sloužit jako odhadní cena, za kterou by se vyplatilo projekt realizovat. Vzorec pro výpočet vypadá následovně: [47]

$$NPV = \sum_{x=0}^n \frac{CF_x}{(1+r)^x}$$

Kde:

- NPV = čistá současná hodnota projektu
- CF_x = cashflow (rozdíl příjmů a výdajů) v roce x
- r = úročitel zahrnující inflaci a rizikovost projektu, zároveň představuje požadovanou návratnost investice
- n – zkoumaná doba provozu zařízení

Interpretace výsledku NPV analýzy je pak následující:

- $NPV > 0$ – projekt je ziskový a vyplatí se realizovat
- $NPV < 0$ – projekt je ztrátový a nevyplatí se do něj investovat

Vyhodnocení bylo provedeno pro variantu fotovoltaické elektrárny s uložením panelů s úhlem 41° a výkonem 1 MW, která byla popsána dříve.

5.7.1 Průtokové baterie

NPV analýza byla provedena pro průtokové baterie o výkonu 600 kW a kapacitě 8 hodin. Tato varianta byla zvolena na základě výstupu předchozí analýzy množství akumulované energie pro různé velikosti akumulace. Ze závislosti z předchozí kapitoly na obrázku č. 15 je patrné, že tato konfigurace vychází jako nejlepší řešení, které je schopné akumulovat největší množství elektrické energie. Vyšší výkony a kapacity jsou sice schopny akumulace většího množství energie, ale investiční náklady by se výrazněji zvýšily, zatímco zvýšení množství uložené energie by bylo relativně nízké. Vstupní parametry byly zvoleny na

základě dohledaných odhadů [48] a konzultací s vedoucím práce a jsou uvedeny v Tab. 2. V současnosti je komerční využití této technologie malé, takže je obtížné stanovit přesné investiční a provozní náklady. Zároveň bylo potřeba určit rozdíl ceny elektřiny v denním minimu a ve špičce, a to po dobu životnosti technologie, která je uvažovaná 25 let. Vzhledem k aktuální energetické situaci je obtížné předvídat vývoj ceny elektřiny i na další rok, tudíž byl rozdíl ceny elektřiny na dalších 25 let stanoven pouze modelově. Pro výpočet je uvažována průměrná denní cena elektřiny 100 €/MWh a spread (rozdíl ceny během dne) 80 €/MWh. FVE tak nabíjí baterie za cenu 60€/MWh, a do sítě se následně prodává elektřina za 140 €/MWh. Do ekonomiky je započítána i účinnost baterie, která je uvažována 80 %. Celkové investiční náklady (CAPEX) vychází na 3 360 000 € a roční provozní náklady (OPEX) jsou uvažovány jako % z CAPEX následovně: stálá údržba 0,5 % ročně, každých 5 let běžná oprava 2,5 %, v polovině životnosti generální oprava 20 %. Pro uvažovanou výkupní cenu elektřiny je pak roční příjem 49 600 €.

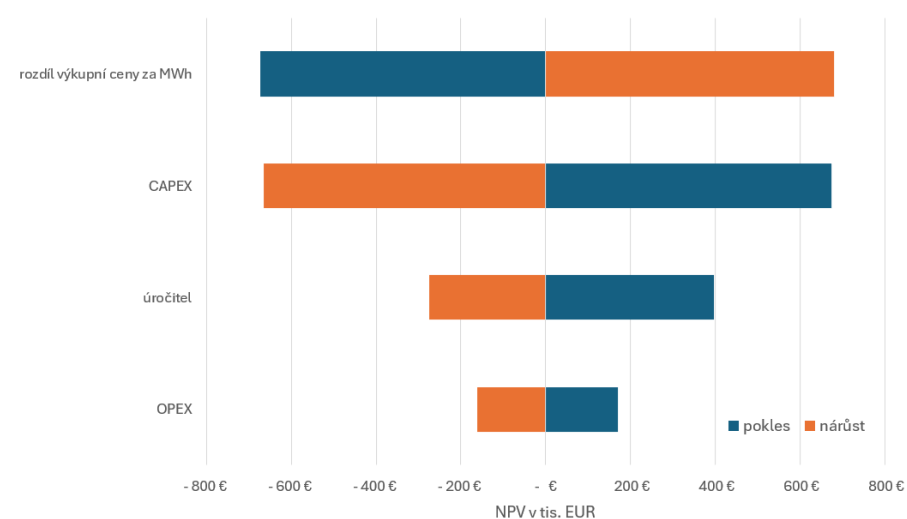
Tabulka 2: Parametry pro NPV analýzu průtokových baterií

Doba akumulace [hod]	8
Výkon [kW]	600
CAPEX [€]	3 360 000
Celkové OPEX [% z CAPEX]	40
Rozdíl výkupní ceny elektřiny [€/MWh]	80
Množství uložené energie [MWh/rok]	954
Úročitel [%]	8
Účinnost akumulace [%]	80
Životnost zařízení [roky]	25

Výsledné NPV projektu vychází -3 341 800 €, což jasně značí, že by projekt byl ztrátový. Hlavní příčinou jsou vysoké investiční náklady. Tento parametr je možné snížit, pokud by na úložiště průtokových baterií byly poskytovány dotační programy. Aby bylo dosaženo alespoň NPV = 0, byla by na investiční náklady zapotřebí kompletní dotace ve výši téměř 100 %. Další možností, která by mohla zlepšit ekonomiku projektu, je vývoj ceny elektřiny na trhu. Konkrétně by musela cena elektřiny během dne velmi kolísat. Nulového výsledku NPV by bez dotace bylo dosaženo při nabíjení baterie za výkupní cenu 20 €/MWh a následný prodej za 505 €/MWh, neboli spread na trhu by musel být 485 €/MWh.

V modelu bylo dále počítáno s variantou dotace na investiční náklady ve výši 50 %. Pro nulové NPV by kromě dotace byla potřebná nákupní cena elektřiny 10 €/MWh a prodejní cena 287 €/MWh, tedy rozdíl ceny během dne ve výši 277 €/MWh.

Na základě výsledku NPV pro případ dotace 50 % s nákupní cenou elektřiny 10 €/MWh a rozdílem 277 €/MWh byla následně zpracovaná citlivostní analýza na několik vstupních parametrů systému. V modelu je uvažována změna jednotlivých parametrů o 30 % oproti základním hodnotám uvedeným výše. Ekonomická citlivost metody NPV je graficky znázorněna na obrázku č. 22. Odtud vyplývá, že největší vliv na ekonomický výsledek projektu má cena elektřiny, respektive její rozdíl v průběhu dne. CAPEX má skoro stejný vliv na výsledek NPV jako cena elektřiny. Jeho vliv by byl ještě větší, pokud by nebyla uvažována dotace. Úročitel má také poměrně velký vliv na NPV. Jeho hodnota záleží především na celkové ekonomické situaci ve společnosti, od které se odvíjí např. úrokové míry nebo inflace, které přímo ovlivňují úročitel pro NPV. Vliv OPEX je z vybraných parametrů zdaleka nejmenší. Je obtížné předpovídat vývoj cen elektřiny na dalších 25 let, ale dá se očekávat, že investiční náklady, které mají druhý největší vliv na NPV, by měly díky vývoji a větší výrobě klesat. Průtokové baterie by se tak mohly stát konkurenceschopné, např. s dnes používanými lithiovými bateriemi či přečerpávacími elektrárnami.



Obrázek 22: Citlivost NPV pro průtokové baterie na vybrané parametry

5.7.2 Akumulace do vodíku

Druhou technologií pro ekonomickou analýzu byl zvolen vodík. Je zde uvažován PEM elektrolyzátor s výkonem 600 kW. Hodnota výkonu akumulace je tedy stejná jako u průtokových baterií, ale je zde uvažována nekonečná kapacita akumulace. Systém je navržen

tak, že elektřina je použita pro napájení elektrolyzéro, který dodává vodík přímo do plynárenské soustavy. Tímto způsobem není třeba v systému uvažovat skladování vodíku ani palivové články, jak by tomu bylo v případě zpětného dodávání elektřiny. Pro systém, který akumuluje vodík a následně dodává elektřinu z palivového článku, se celková účinnost pohybuje kolem 30 % [49]. Ve zvoleném případě jsou investiční náklady pouze na elektrolyzér, který má účinnost běžně přes 60 %. Pro reálný provoz by bylo nutné ještě uvažovat s kompresorem, který by zvyšoval tlak vodíku pro vtlačení do plynárenské sítě. Plynové potrubí má však v různých částech jiný tlak, tudíž by byl pro různá umístění jiný kompresor. Z důvodu této závislosti byl kompresor ze systému vynechán.

Systém byl takto navrhnout v návaznosti na NPV analýzu průtokových baterií, která vycházela bez dotací záporně. U vodíku jsou ještě vyšší investiční náklady a nižší účinnost, tudíž by NPV pro zpětné dodávání elektřiny vycházelo ještě více záporně. Cílem NPV analýzy pro vodík je v tomto případě stanovení minimální výkupní ceny vodíku, aby bylo dosaženo $NPV = 0$.

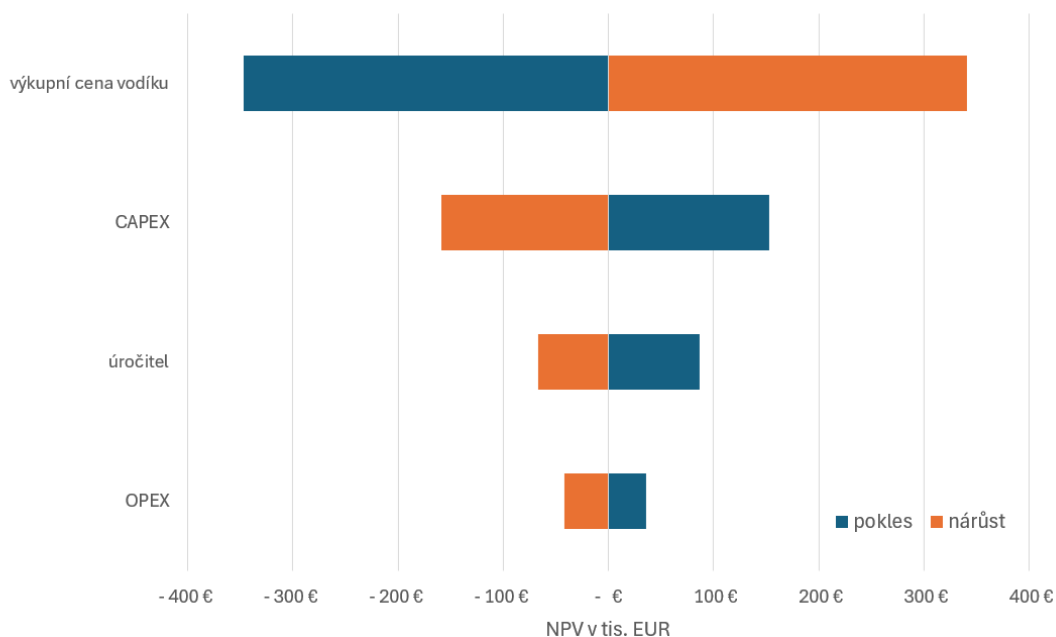
Vstupní parametry byly stejně jako u průtokových baterií zvoleny na základě dohledaných odhadů [48] a konzultací s vedoucím práce. Cena elektřiny pro napájení elektrolyzéro byla ponechána, stejně jako v předchozím případě, na 60 €/MWh. Elektrolyzéry mívají kratší životnost než 25 let, ale v tomto případě je elektrolyzér napájen pouze z FVE, což má za následek výrazně nižší počet provozních hodin, než je tomu v běžných aplikacích, a vydrží tak déle. Množství elektřiny, která je dodaná elektrolyzéro, vychází opět z obr. č. 15. Tentokrát se jedná o množství energie akumulované systémem s poměrem výkonu akumulace/výkon FVE 0,6 a neomezenou kapacitou, což znamená 985 MWh/rok. Provozní náklady jsou uvažovány stejně jako u průtokových baterií v % z CAPEX s rozložením: stálá údržba 0,5 % ročně, každých 5 let běžná oprava 2,5 %, v polovině životnosti generální oprava 20 %. U elektrolyzéro se počítá s energetickou spotřebou 50 kWh pro výrobu 1 kg vodíku [50]. Ročně se tak vyrobí 19,7 tun vodíku, což při uvažování výhřevnosti 120 MJ/kg vede na energetickou účinnost akumulace 66,5 %. Vstupní parametry NPV analýzy jsou uvedeny v následující tabulce Tab. 3.

Tabulka 3: Parametry pro NPV analýzu akumulace do vodíku

Výkon elektrolyzéry [kW]	600
CAPEX [€]	780 000
Celkové OPEX [% z CAPEX]	40
Cena elektřiny při provozu [€/MWh]	60
Množství uložené energie [MWh/rok]	985
Výroba vodíku v elektrolyzéry [kWh/kg]	50
Úročitel [%]	8
Účinnost akumulace [%]	63
Životnost zařízení [roky]	25

Nejprve byla stanovena minimální cena vodíku pro dosažení NPV = 0 pro případ bez dotační podpory. V takovém případě by musela být cena vodíku 7,3 €/kg. Se započtením dotace ve výši 50 % z investičních nákladů vychází cena vodíku na 5,45 €/kg. V současnosti se výrobní cena vodíku vyrobeného elektrolýzou z obnovitelných zdrojů pohybuje v rozmezí 4,5 až 12 €/kg [51].

Citlivostní analýza pro NPV byla provedena pro variantu s dotací 50 % a základní cenou vodíku 5,45 €/kg. Základní hodnoty CAPEX a OPEX vycházejí z Tab. č. 2. Graficky je citlivost znázorněna na obrázku č. 23. Zde je vidět, že největší vliv na výsledek NPV má výkupní cena vodíku. Zásadní roli hrají také investiční náklady na elektrolyzér. V případě rostoucí podpory a využití vodíku by se mohla zvýšit sériová výroba elektrolyzérů, a snížit tak jejich cenu. Vliv úročitele je zde poměrově nižší, než byl u průtokových baterií, a opět závisí na ekonomické situaci a požadované návratnosti daného projektu. Výsledek NPV je nejméně citlivý na změnu provozních nákladů.



Obrázek 23: Citlivost NPV pro vodíkovou akumulaci na vybrané parametry

7. Závěr

Tato bakalářská práce byla v teoretické části zaměřena na představení různých technologií pro akumulaci energie. Cílem bylo poskytnutí přehledu alternativních systémů k lithiovým bateriím, které v práci záměrně popsány nejsou. Všechny zmíněné technologie jsou již využívány v běžném provozu nebo je jejich vývoj dostatečně daleko na to, aby se v blízké době mohly spustit jejich realizace. Byla zde také představena hlavní motivace pro rozvoj akumulace energie, kterou je rostoucí využití obnovitelných zdrojů, u kterých dochází ke kolísání výkonu v důsledku jejich závislosti na meteorologických podmínkách. Akumulací přebytečné energie by se mělo docílit lepší regulace obnovitelných zdrojů i samotné elektrické sítě.

V praktické části byla nejprve analyzována míra využití akumulace v kombinaci s fotovoltaickým systémem. Jednalo se o fotovoltaickou elektrárnu v Libereckém kraji o instalovaném výkonu 1 MW. Výkonové parametry elektrárny byly získány ze systému PVGIS. Kromě celkové roční výroby elektřiny se jednalo především o data hodinových výkonů v průběhu celého roku. K této elektrárně byla zpracována závislost využití akumulace na velikosti výkonu akumulace. Pro popsání využití byl použit přepočítaný počet skutečných provozních hodin při různých výkonech na ekvivalentní provozní hodiny při nominálním výkonu akumulace. Velikost akumulace byla vyjádřena jako poměr výkonu akumulace ku instalovanému výkonu elektrárny. Kromě provozních hodin byla zpracována

závislost množství akumulované energie za rok na velikosti akumulace. Všechny závislosti byly vztaženy ke kapacitám 4 hodiny, 8 hodin, 12 hodin a neomezená kapacita. Ve zvoleném modelu byl uvažován provoz akumulace pouze s popsanou fotovoltaickou elektrárnou. Systém tak dodává maximální množství energie do akumulace, a pouze přebytky jsou dodávány do sítě. Akumulace s omezenou kapacitou byla navíc modelována tak, že během jednoho dne je možný pouze jeden cyklus nabíjení.

Výše zmíněné analýzy byly provedeny pro tři různé instalace fotovoltaických panelů. Jednalo se o jižně orientované panely s úhlem sklonu 41° , panely orientované na jih se sklonem 90° a uložení panelů do stříšky s orientací východ-západ a sklonem 10° . Největší využití měly panely se sklonem 41° a jižní orientací. Ve všech variantách byly popsány výstupy analýzy a jejich možné využití.

Jako ekonomické zhodnocení projektu byla provedena NPV analýza pro dvě technologie akumulace, které byly dříve popsány v teoretické části, a do budoucna se jeví jako perspektivní možnosti akumulace energie. Akumulace zde byla uvažována v kombinaci s fotovoltaickou elektrárnou se sklonem panelů 41° a výkonem 1 MW. První technologií byly průtokové baterie o výkonu 600 kW a kapacitě 8 hodin. Velikost baterií byla stanovena na základně předchozí analýzy provozních hodin, kde tato varianta vyšla jako nejlepší technické řešení. Na základě zvolených vstupních parametrů systému vyšlo $NPV = -3\,341\,800$ €, což značí, že projekt by se ekonomicky nevyplatilo realizovat. Pro zlepšení ekonomiky bylo uvažováno s poskytnutím dotace ve výši 50 %, ale i přesto by pro dosažení alespoň $NPV = 0$ bylo nutné ještě uvažovat cenu elektřiny v době nabíjení 10 €/MWh, a cenu v době vybíjení 287 €/MWh, oproti původnímu odhadu 60 €/MWh a prodeji za 140 €/MWh. Pro variantu s dosažením $NPV = 0$ byla ještě zpracována citlivostní analýza NPV na vybrané parametry. Zde bylo zjištěno, že největší vliv na výsledek NPV mají investiční náklady a rozdíl výkupní ceny elektřiny.

Druhou technologií pro NPV analýzu byla akumulace do vodíku. Vzhledem k tomu, že u průtokových baterií vyšlo NPV ve vysokých záporných číslech, zde nebylo uvažováno s běžnou akumulací do vodíku. V takovém případě by byl zapotřebí elektrolyzér, skladování vodíku a palivový článek pro zpětné dodávání elektřiny. Výsledkem by byly ještě vyšší náklady a nižší účinnost než u průtokových baterií. Z tohoto důvodu zde byl uvažován provoz pouze s elektrolyzérem, který dodává vodík přímo do plynárenské soustavy. NPV analýza zde byla použita pro stanovení minimální výkupní ceny vodíku pro dosažení

NPV = 0. Při provozu bez dotace vyšla cena vodíku na 7,35 €/kg, a s uvažováním dotace 50 % pak 5,45 €/kg. Pro systém s dotací a cenou vodíku 5,45 €/kg byla také zpracována citlivostní analýza NPV na vybrané parametry, odkud vychází, že největší vliv na ekonomiku projektu má výkupní cena vodíku.

Z NPV analýzy vychází, že v současné situaci je projekt akumulace energie průtokovými bateriemi pouze v kombinaci s fotovoltaickým systémem z ekonomického hlediska nerealizovatelný. Akumulace do vodíku by při uvažování zpětného dodávání elektřiny byla ještě více ekonomicky ztrátová. Zlepšení ekonomiky by mohla pomoci investiční podpora v kombinaci se změnou situace na trhu s energiemi. Z citlivostní analýzy je navíc patrné, že pokud by vlivem dalšího vývoje a zvýšením sériové výroby došlo k poklesu investičních nákladů, mohlo by to celkový ekonomický výsledek výrazně zlepšit. Další možností zlepšení návratnosti je zvýšení využití akumulace. V této práci byla uvažována kombinace pouze s fotovoltaickou elektrárnou, ale pokud by se přidala např. ještě větrná elektrárna, docílilo by se zvýšení provozních hodin, a tím i zlepšení návratnosti investice. Případně by bylo možné využít akumulaci kapacitu pro podporu regulace energetické sítě.

Seznam použité literatury

- [1] Methods for Electric Energy Accumulation. *Scholarly Community Encyclopedia* [online]. 2022 [cit. 2023-11-01]. Dostupné z: <https://encyclopedia.pub/entry/39105>
- [2] Supravodivost - princip a využití. In: *OENERGETICE* [online]. 2015 [cit. 2023-11-01]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/technologie/supravodivost-princip-a-vyuziti>
- [3] Superkondenzátor vs. baterie: parametry a použití. In: *TZBINFO* [online]. 2020 [cit. 2023-11-01]. Dostupné z: <https://oze.tzb-info.cz/akumulace-elekriny/21462-superkondenzator-vs-baterie-parametry-a-pouziti>
- [4] *AVAILABLE AND FUTURE METHODS OF ENERGY STORAGE*. Online. Panda. 2020. Dostupné z: https://wwfint.awsassets.panda.org/downloads/wwf_poland___available_and_future_methods_of_energy_storage.pdf. [cit. 2024-02-01].
- [5] Chemical Energy Storage. In: *PNNL* [online]. 2023 [cit. 2023-11-01]. Dostupné z: <https://www.pnnl.gov/chemical-energy-storage>
- [6] *Velký přehled: Využívané i perspektivní technologie akumulace energie*. Online. OENERGETICE. 2018. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/akumulace-energie/velky-prehled-vyuzivane-i-perspektivni-technologie-akumulace-energie>. [cit. 2023-11-14].
- [7] *Přečerpávací vodní elektrárna - princip a uspořádání*. Online. OENERGETICE. 2015. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/typy-elekraren/precerpavaci-vodni-elekrarna-princip-usporadani-2>. [cit. 2023-11-14].
- [8] *Přečerpávací vodní elektrárna Dlouhé stráně*. Online. In: Wikipedia: the free encyclopedia. San Francisco (CA): Wikimedia Foundation, 2001-. Dostupné z: https://cs.wikipedia.org/wiki/P%C5%99e%C4%8Derp%C3%A1vac%C3%AD_vodn%C3%AD_elekr%C3%A1rna_Dlouh%C3%A9_str%C3%A1n%C4%9B. [cit. 2023-12-04].
- [9] GARVEY, Seamus D. a PIMM, Andrew. *Compressed air energy storage (CAES)*. Online, Technical Report. Nottingham, United Kingdom: University of Nottingham, 2022. Dostupné z: https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/B9780128245101000313?fr=RR-2&ref=pdf_download&rr=826253c8efc1b363. [cit. 2023-11-14].
- [10] WANG, Chen. *Dynamic analysis of a novel standalone liquid air energy storage system for industrial applications*. Online, Technical Report. China: School of Energy & Environment, Southeast University, Nanjing 210096, 2021. Dostupné z: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890421007135?ref=pdf_download&fr=RR-2&rr=82808fc0f8586e94. [cit. 2023-11-18].
- [11] VECCHI, Andrea. *Liquid air energy storage (LAES): A review on technology state-of-the-art, integration pathways and future perspectives*. Online, Technical Report. Birmingham, UK: Birmingham Centre for Energy Storage, School of Chemical Engineering, University of Birmingham, Birmingham B15 2TT, UK, 2021. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666792421000391>. [cit. 2024-02-01].

- [12] *Liquid Air Energy Storage*. Online. 1. Highview, 2017. Dostupné z: <https://www.highviewpower.com/wp-content/uploads/2018/04/Highview-Brochure-November-2017-Online-A4-web.pdf>. [cit. 2023-11-18].
- [13] *READY TO MAKE A DIFFERENCE*. Online. Highview Power. 2023. Dostupné z: <https://highviewpower.com/projects/#uk-projects>. [cit. 2023-11-18].
- [14] REICHL, Tomáš. *Průtoková baterie*. Online. OENERGETICE. 2015. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/akumulace-energie/prutokova-baterie>. [cit. 2023-12-04].
- [15] WANG, Hao. *Battery and energy management system for vanadium redox flow battery: A critical review and recommendations*. Online, Technical Report. Adelaide, Australia: School of Electrical & Electronic Engineering, The University of Adelaide, Australia, 2022. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X22023738>. [cit. 2023-12-04].
- [16] SANTOS, BEATRIZ. *China connects world's largest redox flow battery system to grid*. Online. PV-Magazine. 2022. Dostupné z: <https://www.pv-magazine.com/2022/09/29/china-connects-worlds-largest-redox-flow-battery-system-to-grid/>. [cit. 2023-12-04].
- [17] *51 MWh Vanadium Flow Battery Goes Online In Japan*. Online. Saur Energy. 2022. Dostupné z: <https://www.saurenergy.com/solar-energy-news/51-mwh-vanadium-flow-battery-goes-online-in-japan>. [cit. 2023-12-04].
- [18] KHOR, A. *Review of zinc-based hybrid flow batteries: From fundamentals to applications*. Online, Technical Report. Sant Adrià de Besós, Spain: IREC, Catalonia Institute for Energy Research, Sant Adrià de Besós, Spain, 2018. Dostupné z: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2468606917302472?fr=RR-2&ref=pdf_download&rr=84daee1a98802778. [cit. 2024-01-31].
- [19] STRAKA, Pavel. *A comprehensive study of Power-to-Gas technology: Technical implementations overview, economic assessments, methanation plant as auxiliary operation of lignite-fired power station*. Online, Technical Report. Praha: Institute of Rock Structure and Mechanics, v.v.i., Czech Academy of Sciences, 2021. Dostupné z: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652621018606?fr=RR-2&ref=pdf_download&rr=84376beedf38413e. [cit. 2024-01-10].
- [20] *Zelený, modrý, šedý vodík. Co je stále třeba vyjasnit v legislativě?* Online. In: VRBOVÁ, Zuzana. OENERGETICE. 2021. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/obnovitelne-zdroje/zeleny-modry-sedy-vodik-stale-treba-vyjasnit-legislative>. [cit. 2024-01-10].
- [21] INCER-VALVERDE, Jimena. *“Colors” of hydrogen: Definitions and carbon intensity*. Online, Technical Report. Berlin, Germany: Institute for Energy Engineering, Technische Universität Berlin, Marchstr. 18, 10587 Berlin, Germany, 2023. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890423006404>. [cit. 2024-02-01].
- [22] *Over the hydrogen rainbow*. Online. The Oxford Scientist. 2023. Dostupné z: <https://oxsci.org/over-the-hydrogen-rainbow/>. [cit. 2024-02-01].

- [23] *VÝROBA VODÍKU*. Online. In: DEVINN. 2019. Dostupné z: <https://www.devinn.cz/blog/vyroba-vodiku>. [cit. 2024-01-10].
- [24] ZENG, Kai. *Recent progress in alkaline water electrolysis for hydrogen production and applications*. Online, Technical Report. Crawley, Australia: Centre for Petroleum, Fuels and Energy (M050), The School of Mechanical Engineering, The University of Western Australia, 35 Stirling Highway, Crawley, WA 6009, Australia, 2010. Dostupné z: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360128509000598?casa_token=U-GmC3gSV3UAAAAA:CNwI1Qb78yTXFHTaB71mDxQwDqvgHyfUmjhy1vr2ns77nEvXwqEg_rJXkLel1fckHBbhzFv0Ttqn. [cit. 2024-02-01].
- [25] *SYLIZER – další významný krok vpřed v rozvoji vodíkové energetiky*. Online. In: SIEMENS. 2020. Dostupné z: <https://www.visionmag.cz/sylizer-dalsi-vyznamny-krok-vpred-v-rozvoji-vodikove-energetiky>. [cit. 2024-01-10].
- [26] TKÁČ, MARTIN a STEHLÍK, KARIN. *CENTRÁLNÍ VÝROBA VODÍKU*. Online, Technical Report. Řež: Centrum výzkumu Řež s.r.o, 2017. Dostupné z: http://www.chemicke-listy.cz/docs/full/2017_02_121-128.pdf. [cit. 2024-01-10].
- [27] *KRIZPORT*. Online. Dostupné z: <https://www.krizport.cz/ohrozeni/nebezpecne-latky-v-jmk/vodik>. [cit. 2024-02-01].
- [28] *VODÍK UMOŽŇUJE PROPOJENÍ ČISTÉ ENERGIE S APLIKACEMI*. Online. TUVSUD. 2021. Dostupné z: <https://www.tuvsud.com/cs-cz/temata/vodik/zjistete-vice-o-hodnotovem-retezci-vodiku/skladovani-a-distribuce-vodiku>. [cit. 2024-01-10].
- [29] HÄNGGI, Severin. *A review of synthetic fuels for passenger vehicles*. Online, Technical Report. Zurich, Switzerland: Institute for Dynamic Systems and Control, ETH Zurich, Sonneggstrasse 3, 8092 Zurich, Switzerland, 2019. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S235248471830266X>. [cit. 2024-01-31].
- [30] MÜLLER, K. *Sabatier based CO₂-methanation of Flue Gas Emitted by Conventional Power Plants*. Online, Technical Report. Cottbus, Germany: Applied Physics/Sensorics Brandenburg University of Technology, Konrad Wachsmann Allee 1, 03046 Cottbus, Germany, 2013. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610213016226>. [cit. 2024-01-31].
- [31] ALSUNOUSI, Mohammed. *International Journal of Hydrogen Energy*. Online, Technical Report. Karabuk, Turkey: Karabuk University/Mechanical Engineering Department, 78050, Turkey, 2023. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319923062237>. [cit. 2024-01-31].
- [32] *A state-of-the-art techno-economic review of distributed and embedded energy storage for energy systems*. Online, Technical Report. Belfast, United Kingdom: School of Electronics, Electrical Engineering & Computer Science, Ashby Building, Queen's University Belfast, Belfast BT9 5AH, United Kingdom, 2021. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544221007106>. [cit. 2024-06-02].

- [33] *Energy and economic study of using Pumped Hydropower Storage with renewable resources to recover the Furnas reservoir*. Online, Technical Report. Itajubá, MG, Brazil: Natural Resources Institute (IRN). Federal University of Itajubá (UNIFEI). BPS Avenue, 1303, Itajubá, MG, Brazil, 2022. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148122013398>. [cit. 2024-06-02].
- [34] *Bath County Pumped Storage Station*. Online. Schnabel-eng. 2024. Dostupné z: <https://www.schnabel-eng.com/projects/bath-county-pumped-storage-station/>. [cit. 2024-06-02].
- [35] *Highview Power launches world's first grid-scale liquid air energy storage plant*. Online. Highview Power. 2018. Dostupné z: https://highviewpower.com/news_announcement/world-first-liquid-air-energy-storage-plant/. [cit. 2024-06-02].
- [36] V Česku byly letos postaveny solární elektrárny o výkonu 1 GW, nejvíce za 13 let. Online. OENERGETICE. 2023. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/energetika-v-cr/v-cesku-byly-letos-postaveny-solarni-elektrarny-o-vykonu-1-gw-nejvice-za-13-let>. [cit. 2024-04-04].
- [37] Solar power technologies for sustainable electricity generation – A review. Online, Technical Report. Karachi, Pakistan: Dawood University of Engineering & Technology, New M. A. Jinnah Road, Karachi 74800, Pakistan, 2016. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115012149>. [cit. 2024-04-04].
- [38] Solar technologies and their implementations: A review. Online, Technical Report. Punjab, India: Department of Mechanical Engineering, Indian Institute of Technology Ropar, Rupnagar, Punjab 140001, India, 2020. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214785320327498>. [cit. 2024-04-04].
- [39] Fotovoltaické elektrárny - princip funkce a součásti, elektrárny v ČR. Online. OENERGETICE. 2016. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/obnovitelne-zdroje/fotovoltaicka-elektrarna-princip-funkce-a-soucasti>. [cit. 2024-04-04].
- [40] 3 typy fotovoltaických panelů – jaké jsou jejich výhody? Online. BCE. 2023. Dostupné z: <https://www.bce.cz/blog/3-typy-fotovoltaickych-panelu-jake-jsou-jejich-vyhody>. [cit. 2024-04-04].
- [41] Perovskite Solar Cells: An In-Depth Guide + Comparisons With Other Techs. Online. Solar Magazine. 2022. Dostupné z: <https://solarmagazine.com/solar-panels/perovskite-solar-cells/>. [cit. 2024-04-07].
- [42] ZHONG, Jianmei. Development and challenges of bifacial photovoltaic technology and application in buildings: A review. Online, Technical Report. Chengdu, China: College of Architecture and Environment, Sichuan University, 610065, Chengdu, China, 2023. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032123005634>. [cit. 2024-04-07].

- [43] A review of concentrating solar power plants in the world and their potential use in Serbia. Online, Technical Report. Niš, Serbia: University of Niš, Faculty of Science and Mathematics, Department of Physics, Višegradska 33, 18 000 Niš, Serbia, 2012. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032112002250>. [cit. 2024-04-05].
- [44] *Seznam největších fotovoltaických elektráren v Česku*. Online. In: Wikipedia: the free encyclopedia. San Francisco (CA): Wikimedia Foundation, 2024. Dostupné z: https://cs.wikipedia.org/wiki/Seznam_nejv%C4%9Bt%C5%A1%C3%ADch_fotovoltaick%C3%BDch_elektr%C3%A1ren_v_%C4%8Cesku. [cit. 2024-04-23].
- [45] *Co je to agrovoltaika?* Online. Asociace soukromého zemědělství ČR. 2021. Dostupné z: <https://www.asz.cz/clanek/8328/co-je-to-agrovoltaika/>. [cit. 2024-03-24].
- [46] *Jaký je nejlepší sklon a orientace fotovoltaických panelů pro solární pole?* Online. TZB-info. 2021. Dostupné z: <https://oze.tzb-info.cz/fotovoltaika/22703-jaky-je-nejlepsi-sklon-a-orientace-fotovoltaickych-panelu-pro-solarni-pole>. [cit. 2024-03-24].
- [47] *Čistá současná hodnota (NPV - Net Present Value)*. Online. MANAGEMENT MANIA. 2017. Dostupné z: <https://managementmania.com/cs/cista-soucasna-hodnota>. [cit. 2024-05-29].
- [48] *2022 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment*. Online, Technical Report. Washington: Pacific Northwest National Laboratory, 2022. Dostupné z: <https://www.pnnl.gov/sites/default/files/media/file/ESGC%20Cost%20Performance%20Report%202022%20PNNL-33283.pdf>. [cit. 2024-05-29].
- [49] *Levelized Cost of Storage (LCOS) for a hydrogen system*. Online, Technical Report. Sevilla, Spain: Engineering Department, Universidad Loyola Andalucía, Avenida de las Universidades s/n, Dos Hermanas 41704 Sevilla, Spain, 2024. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319923037485>. [cit. 2024-05-29].
- [50] *H-TEC PEM Electrolyzer ME450*. Online. H.TEC. 2024. Dostupné z: <https://www.h-tec.com/en/products/detail/h-tec-pem-electrolyser-me450/me450/>. [cit. 2024-05-29].
- [51] *Green Hydrogen to Undercut Gray Sibling by End of Decade*. Online. BloombergNEF. 2023. Dostupné z: <https://about.bnef.com/blog/green-hydrogen-to-undercut-gray-sibling-by-end-of-decade/>. [cit. 2024-05-31].

Seznam obrázků

Obrázek 1: Schéma PVE Dlouhé stráně [7].....	13
Obrázek 2: systém CAES s rekuperací tepla ze spalin [9]	15
Obrázek 3: Schéma LAES systému [11]	18
Obrázek 4: Schéma Vanadové redoxní baterie [11]	20
Obrázek 5: Barevné rozdělení vodíku na základě způsobu výroby [22]	23
Obrázek 6: Emisní zátěž vodíku podle způsobu výroby [21]	24
Obrázek 7: Schéma elektrolýzy [24]	25
Obrázek 8: Schéma elektrolyzérů PEM [25]	26
Obrázek 9: Bilance přívodu energie pro metodu SOEC [26] (upraveno).....	27
Obrázek 10: Fotografie a schéma Solar power tower [43]	35
Obrázek 11: Schéma parabolického disku se Stirlingovým motorem [43]	35
Obrázek 12: Roční výroba elektřiny z fotovoltaické elektrárny	36
Obrázek 13: Roční výroba fotovoltaické elektrárny v různých lokalitách	37
Obrázek 14: Využití akumulace s různou kapacitou pro sklon panelů 41°	40
Obrázek 15: Celkové množství uložené energie pro sklon panelů 41°	41
Obrázek 16: Využití akumulace s různou kapacitou pro úhel panelů 90°	42
Obrázek 17: Celkové množství uložené energie pro úhel panelů 90°	43
Obrázek 18: Využití akumulace s různou kapacitou s uložením panelů do stříšky	44
Obrázek 19: Srovnání využití akumulace pro různé uložení panelů	44
Obrázek 20: Celkové množství uložené energie pro uložení panelů do stříšky	45
Obrázek 21: Rozložení výkonu v průběhu dne v různých ročních obdobích.....	45
Obrázek 22: Citlivost NPV pro průtokové baterie na vybrané parametry.....	48
Obrázek 23: Citlivost NPV pro vodíkovou akumulaci na vybrané parametry	51

Seznam tabulek

Tabulka 1: Srovnání technologií akumulace [9] [11] [15] [32] [33] [34] [35]	30
Tabulka 2: Parametry pro NPV analýzu průtokových baterií	47
Tabulka 3: Parametry pro NPV analýzu akumulace do vodíku	50