VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ
BRNO UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

FAKULTA STROJNÍHO INŽENÝRSTVÍ
FACULTY OF MECHANICAL ENGINEERING

ENERGETICKÝ ÚSTAV
ENERGY INSTITUTE

"POWER-TO-GAS" TECHNOLOGIE PRO UKLÁDÁNÍ ELEKTRICKÉ ENERGIE
"POWER-TO-GAS" ENERGY STORAGE TECHNOLOGY

BAKALÁŘSKÁ PRÁCE
BACHELOR'S THESIS

AUTOR PRÁCE — **Radomír Gálíček**
AUTHOR

VEDOUCÍ PRÁCE — **Ing. Ján Poláčik**
SUPERVISOR

BRNO 2019

VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ
FAKULTA STROJNÍHO INŽENÝRSTVÍ

Zadání bakalářské práce

Ústav:	Energetický ústav
Student:	**Radomír Gálíček**
Studijní program:	Strojírenství
Studijní obor:	Energetika, procesy a životní prostředí
Vedoucí práce:	**Ing. Ján Poláčik**
Akademický rok:	2018/19

Ředitel ústavu Vám v souladu se zákonem č.111/1998 o vysokých školách a se Studijním a zkušebním řádem VUT v Brně určuje následující téma bakalářské práce:

"Power–to–Gas" technologie pro ukládání elektrické energie

Stručná charakteristika problematiky úkolu:

Podíl elektrické energie vyrobené z obnovitelných zdrojů se na trhu stále zvyšuje. S tím však přichází otázka efektivního využívání této energie, aby se zachovala rovnováha mezi její výrobou a spotřebou. Tato práce pojednává o akumulaci elektrické energie dostupnými technologiemi, přičemž se zaměřuje na vodíkové a "Power–to–Gas" technologie.

Cíle bakalářské práce:

1. Popis akumulace elektrické energie do plynů se zaměřením na vodík, jakožto bezemisní nosič energie.
2. Porovnaní účinnosti a výkonu jednotlivých druhů skladovaní energie
3. Návrh malé akumulační jednotky pro rodinný dům s vysokou mírou energetické soběstačnosti.

Seznam doporučené literatury:

SØRENSEN, Bent. Hydrogen and fuel cells: emerging technologies and applications. 2nd ed. Burlington, MA: Academic Press, c2012. ISBN 0123877091.

KAMEŠ, Josef. Alternativní palivo - vodík. Praha: [s.n.], 2008. ISBN 978-80-254-1686-0.

Termín odevzdání bakalářské práce je stanoven časovým plánem akademického roku 2018/19

V Brně, dne

L. S.

doc. Ing. Jiří Pospíšil, Ph.D. ředitel ústavu	doc. Ing. Jaroslav Katolický, Ph.D. děkan fakulty

ABSTRAKT

Změna klimatu je stále palčivějším globálním problémem, který vyžaduje inovativní technická řešení. Pokud by se v souvislosti se snižováním plynných emisí uhlíku významně zvýšil podíl obnovitelných zdrojů, vyvstala by potřeba akumulace, což by mohlo znamenat posun k vodíkovým technologiím. Tato bakalářská práce se zabývá technologiemi souvisejícími s přeměnou elektřiny na výhřevný plyn tzv. Power to gas. A v souvislosti s touto technologií je taktéž uveden souhrn metod výroby, skladování a přepravy a zmíněné aspekty vodíkové infrastruktury jsou zhodnoceny z technického a ekonomického hlediska. Ze způsobů výroby vodíku je v současnosti nejvyužívanější výroba z fosilních paliv, ovšem výroba pomocí elektrolýzy nebo biologických metod se jeví jako nadějné varianty v blízké budoucnosti. S vodíkem rovněž souvisí problematika palivových článků, jejichž využití na poli kogeneračních jednotek malých výkonů se těší v posledních letech dynamickému rozvoji. V praktické části je navrhnuta vodíková akumulační jednotka pro modelový RD, která je určená pro sezónní akumulaci energie z OZE. Je provedeno zhodnocení několika navrhovaných variant. Nejvýhodnější je porovnána s tradičním úložištěm využívajícím lithiové baterie, kdy výhodou baterií se ukazuje být jejich flexibilita, ovšem pro dlouhodobou akumulaci je výhodnější vodíková akumulace.

Klíčová slova
Power to Gas, vodík, skladování energie, elektrolýza, palivový článek, kogenerace, dlouhodobá akumulace

ABSTRACT

Climate change is becoming a severe global issue which demands innovative technical solutions. If, in the context of reduction of gaseous carbon emissions, the share of renewable energy resources continued to rise, the need for energy storage would emerge. That could mean a shift towards hydrogen focused technologies. This bachelor's thesis focuses on Power to gas processes and summarizes means of hydrogen production, storage and transportation. All the mentioned aspects are reviewed from technological and economical point of view. Conventional methods of hydrogen production from fossil fuels are the most common, but usage of electrolysis or biological methods may prove as competitive options in near future. Furthermore, the usage of fuel cells in the field of small-scale cogeneration units is recently going through a phase of dynamic development. The practical part of this thesis focuses on designing a seasonal Power to gas unit for a semi-detached house which is powered exclusively by renewable resources. From numerous variants the best one was chosen and compared to a conventional energy storage using lithium batteries. It is shown that even thou the electrochemical cells are more flexible variant they couldn't match Power to gas technology in the term of seasonal energy storage.

Key words
Power to Gas, hydrogen, energy storage, electrolysis, fuel cell, cogeneration, long-term energy storage

BIBLIOGRAFICKÁ CITACE

GÁLÍČEK, Radomír. "Power-to-Gas" technologie pro ukládání elektrické energie. Brno, 2019. 78 s. Dostupné také z: https://www.vutbr.cz/studenti/zav-prace/detail/116715. Bakalářská práce. Vysoké učení technické v Brně, Fakulta strojního inženýrství, Energetický ústav. Vedoucí práce Ján Poláčik.

PROHLÁŠENÍ

Prohlašuji, že jsem bakalářskou práci na téma **"Power–to–Gas" technologie pro ukládání elektrické energie** vypracoval samostatně s použitím odborné literatury a pramenů, uvedených v seznamu, který tvoří přílohu této práce.

.....

Datum

Jméno a příjmení

PODĚKOVÁNÍ

Děkuji tímto Ing. Jánu Poláčikovi za cenné připomínky a rady, které mi poskytl při vypracování závěrečné práce.

OBSAH

ÚVOD 11
1 Vodík – jeho vlastnosti a využití 13
1.1 Fyzikálně-chemické vlastnosti 13
1.2 Vlastnosti vodíku z hlediska palivového využití 14
1.3 Problémy a bezpečnost vodíkového hospodářství 14
2 Metody výroby 15
2.1 Produkce H_2 z fosilních paliv 15
2.1.1 Parní reformování 16
2.1.2 Parciální oxidace 17
2.1.3 Autotermní reformování 19
2.1.4 Pyrolýza uhlovodíků 19
2.2 Výroba vodíku z biomasy 21
2.2.1 Termochemické procesy 21
2.2.2 Biologické procesy 22
2.3 Štěpení vody 25
2.3.1 Elektrolýza 25
2.3.2 Termolýza 27
2.3.3 Fotoelektrolýza 28
2.4 Porovnání jednotlivých technologií výroby vodíku 29
3 Skladování a přeprava 30
3.1 Stlačování plynu 30
3.2 Zkapalňování plynu 31
3.3 Skladování v hydridech kovů 31
3.4 Využití kyseliny mravenčí 32
3.5 Fyzisorpce vodíku na uhlíkové materiály 33
4 Palivové články, kogenerace, decentralizace 34
4.1 Palivové články 34
4.2 Kogenerační jednotky s palivovými články 36
4.3 Globální rozvoj mikrokogenerace 37
5 Technologie akumulace elektrické energie 38
5.1 Přečerpávací vodní elektrárny (PVE) 39
5.2 Tlakovzdušné akumulační elektrárny (CAES) 39
5.3 Setrvačníkové akumulátory 40
5.4 Elektrochemické baterie 41
5.4.1 Olověné baterie 41
5.4.2 Sodíkové baterie 42
5.4.3 Niklové baterie 42
5.4.4 Li-ion baterie 42

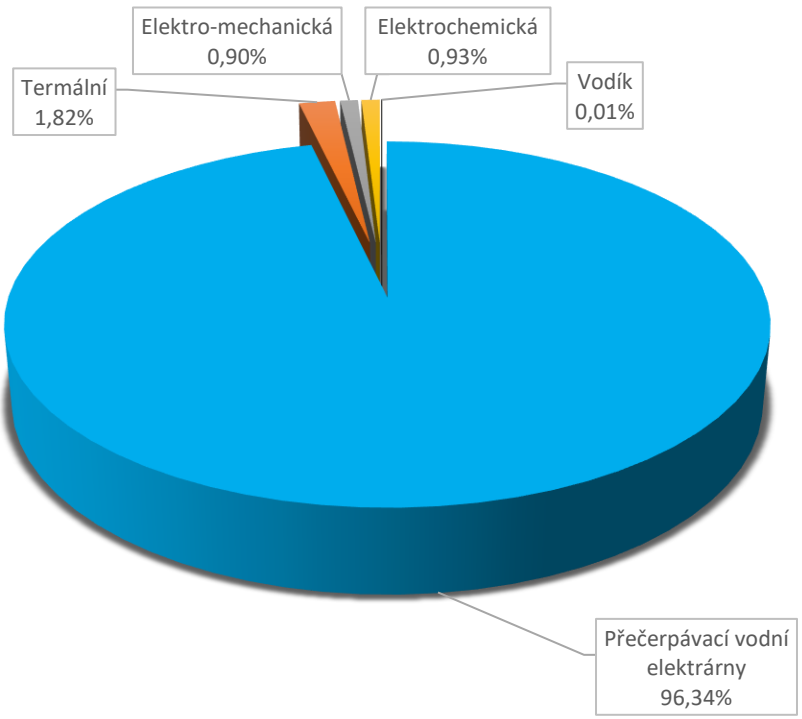
5.5 Průtočné baterie ... 43
5.6 Superkondenzátory ... 43
5.7 Supravodivé magnety ... 43
5.8 Akumulace energie do tepla (TES) ... 45
5.8.1 Akumulace do citelného tepla ... 45
5.8.2 Akumulace do latentního tepla ... 45
5.8.3 Termochemická akumulace ... 45
5.9 Porovnání jednotlivých metod akumulace energie ... 46
6 Power to gas ... 47
6.1 Metanizace ... 48
6.1.1 Zachycování a ukládání CO_2 ... 48
6.2 Vtláčení H_2 do sítě zemního plynu ... 48
6.2.1 Wobbeho číslo ... 49
6.2.2 Potenciál spalování ... 49
6.2.3 Vliv míšení plynů na infrastrukturu ... 50
6.3 Zapojení „on-grid“ ... 51
6.4 Zapojení „off-grid“ ... 51
7 Návrh akumulační jednotky pro RD ... 52
7.1 Popis objektu a akumulační jednotky ... 52
7.2 Metodika ... 53
7.3 Vodíková akumulační jednotka ... 54
7.3.1 Varianta 10 kWp ... 54
7.3.2 Varianta s vodíkovým kotlem ... 54
7.3.3 Varianta s tepelným čerpadlem ... 56
7.4 Bateriová akumulační jednotka ... 57
7.5 Ekonomické porovnání obou variant ... 59
ZÁVĚR ... 61
SEZNAM POUŽITÝCH ZDROJŮ ... 63
SEZNAM POUŽITÝCH SYMBOLŮ A ZKRATEK ... 74
SEZNAM OBRÁZKŮ ... 76
SEZNAM TABULEK ... 77
SEZNAM PŘÍLOH ... 78

ÚVOD

Vzhledem k faktu, že energetický sektor je největším tvůrcem skleníkových plynů a nároky na množství vyrobené elektrické energie stále rostou, vyvstává stále akutnější potřeba hledat nové a rozvíjet stávající způsoby získávání energie z obnovitelných zdrojů [1]. Podle zprávy Mezinárodní energetické agentury by měla globální spotřeba vzrůst do roku 2040 až o čtvrtinu. Tato změna spojená především s přírůstkem obyvatel v rozvojových částech světa (až o 1,7 miliardy do roku 2040) vyžaduje transformaci globálního energetického trhu počínaje u ekonomicky vyspělých států světa s ohledem na závazky týkající se snižování uhlíkové stopy v atmosféře [2].

Proto stojí před energetiky 21. století nová výzva. Tou je zajistit stabilitu energetické soustavy po celý rok, i přes výkyvy produkce spojené se zapojením „zelených“ zdrojů. Tyto výkyvy jsou spojené s nepředvídatelností počasí. Pokud tedy budoucí koncepce nepočítá s využíváním neobnovitelných zdrojů, které nyní tvoří celý základní pilíř v rámci denního zatížení elektrizační soustavy, bude třeba vyřešit problém, jak zajistit stabilní produkci elektrické energie tak, aby uspokojila veškerou poptávku. Vhodným řešením problému s vysokým podílem OZE na produkci elektřiny se zdá být akumulace.

Avšak každý, z již známých způsobů ukládání elektrické energie s sebou nese jisté nevýhody, jež způsobují rozličná omezení. Ty tkví často ve ztrátách způsobených přeměnou energie, v množství energie, kterou můžeme akumulovat, či například v časovém horizontu, po který ji můžeme uchovat [3]. Přes všechny nedostatky je však budování této infrastruktury stejně důležité, jakožto budování energetické infrastruktury samotné. Přesto v současné době budování akumulační infrastruktury značně zaostává za rozvíjejícím se využíváním obnovitelných zdrojů. Z grafu níže je patrné, že většina výkonu je instalována v přečerpávacích vodních elektrárnách převážně sloužících k vyrovnávání výkyvů elektrické sítě způsobené jadernými elektrárnami [4].



Obrázek 1: Podíl různých technologií na globální akumulační kapacitě [5]

Je zřejmé, že jestliže se podíl obnovitelných zdrojů na dodávku energie zvedl z 2 % v roce 1998 na 26,5 % na konci roku 2017, je tento stav v budoucnu neudržitelný a investice do této technologie se stane nezbytnou podmínkou pro zajištění výhledu čisté, bezemisní budoucnosti [6].

Nejlépe naše požadavky na bezemisní nosič energie plní vodík, který se při energetickém využití chová uhlíkově neutrálně k okolnímu prostředí. Při jeho spalování tedy nevzniká CO_2 a nepřispívá ke skleníkovému efektu [7]. Technologie přeměny elektrické energie na vodík se nazývá Power to gas (zkráceně P2G). Základní myšlenka spočívá ve výrobě vodíku pomocí elektrolýzy, a poté spalování nebo elektrochemické konverze vzniklého plynu, případně s mezikrokem ve formě reakce s CO_2 a výrobou syntetického metanu [8]. Jedná se o poměrně jednoduchou technologii, vynikající svou flexibilitou, kdy je možná instalace i velmi velkých výkonů a umožňující skladování po dlouhou dobu (mezi ročními obdobími). Z technického hlediska lze využívat pro podobné účely (dlouhá doba akumulace, velké výkony) i přečerpávací vodní elektrárny. Ty jsou však limitovány geografickými požadavky, spotřebovávají velké množství vody a běžně se nepoužívají pro takto dlouhé časové horizonty [8], [9].

První část práce je zaměřena na vodík samotný, na jeho fyzikální a chemické vlastnosti, jakožto i na jeho využití, metody výroby a způsoby skladování. Další sekce zahrnuje problematiku palivových článků a moderních trendů spojených s kogenerací a decentralizací výroby elektrické energie. Poté se práce zabývá porovnáním jednotlivých druhů skladování energie a zhodnocením jejich účinností. V poslední části se práce zaobírá realizovatelností P2G systému pro rodinný dům zásobovaný 100% z obnovitelných zdrojů.

1 Vodík – jeho vlastnosti a využití

1.1 Fyzikálně-chemické vlastnosti

Vodík je nejrozšířenějším prvkem v celém vesmíru, a i na Zemi je prvkem značně rozšířeným. Tvoří tedy asi 15,4 % všech atomů zastoupených v zemské kůře. Za normálních podmínek se jedná o bezbarvý plyn bez chuti a zápachu. Nejstálejší jeho formou v plynné fázi je molekula H_2, ovšem působením elektrického výboje nebo za vysokých teplot dochází k jeho disociaci na atomární vodík H. Kromě jednoduché molekuly ^1_1H, která je v přírodě nejvíce zastoupena, se vyskytují i stabilní izotopy s vyšším nukleonovým číslem. Mezi nejznámější patří deuterium ^2_1D, kterého se vyskytuje na Zemi pouze 0,0156 %. Jelikož je přibližně dvakrát těžší nežli jednoduchý vodík, je nazýván těžkým izotopem. Pokud je deuterium vázáno v tzv. těžké vodě D_2O využívá se jako účinný moderátor neutronů při štěpných reakcích v jaderných elektrárnách. Dalším, již nestabilním izotopem s nukleonovým číslem 3, je tritium. Díky jeho nestabilitě se jedná o radioaktivní zářič β^- s poločasem rozpadu 12,35 let. Ten se využívá v termonukleárních náložích a ve volné přírodě se vyskytuje pouze ve stopových množstvích v zemních a sopečných plynech, a také v horních vrstvách atmosféry, kde vzniká jadernými přeměnami působením kosmického záření [10].

Jedná se o nejlehčí prvek z periodické tabulky, má jednu z nejnižších hustot 0,09 kg/m3 a také jednu z nejmenších molekul. Kondenzuje do tekutého skupenství při teplotě -253 °C a do tuhého se přeměňuje při -259 °C. Ve svém plynném stavu má vodík taktéž jednu z nejvyšších tepelných kapacit (14,4 kJ K^{-1} kg^{-1}) [11]. V pevném skupenství má zase nejvyšší součinitel tepelné vodivosti ze všech pevných prvků. Za normální teploty je vodík málo reaktivní prvek a disociace probíhá až za velmi vysokých teplot (5000 °C pro 95,5 % disociaci) [10]. Na druhou stranu v přírodě snadno tvoří sloučeniny, proto ho často nacházíme vázaný a velice zřídka volný. To je také důvod, proč nazýváme vodík vektorem energie nebo nositelem energie. To znamená, že jestliže jej chceme energeticky využít nebo skladovat, musíme při procesu jeho výroby vynaložit energii k jeho separaci. Vodík se velice často váže na atomy kyslíku nebo uhlíku za vzniku nejběžnějších sloučenin na Zemi (uhlovodíky, voda…). Důležité fyzikální vlastnosti vodíku jsou obsaženy v tabulce 1.1.

Tabulka 1 - Vybrané fyzikální vlastnosti vodíku [12]

Atomové číslo, H	1	
Vazebná energie elektronu v základním stavu	2,18	aJ
Molární hmotnost	2,016	10^{-3} kg mol^{-1}
Průměrná vzdálenost mezi nukleony	0,074	nm
Disociační energie	0,71	aJ
Iontová vodivost iontů H+ ve vodě při 298 K	0,035	m^2 $mol^{-1}\Omega^{-1}$
Hustota, H2, při 298 K a 101,33 kPa	0,084	kg m^{-3}
Teplota tání, při 101,33 kPa	13,8	K
Teplota varu,	20,3	K
Tepelná kapacita, konstantní tlak a 298 K	14,3	kJ K^{-1} kg^{-1}
Rozpustnost ve vodě, při 298 K a 101,33 kPa	0,019	m^3 m^{-3}

1.2 Vlastnosti vodíku z hlediska palivového využití

Je obecně známým faktem, že vodík tvoří ve směsi s okysličovadlem výbušnou směs, a to směs, jež umožňuje energetické využití. Vodík je vysoce hořlavý v širokém rozsahu koncentrací a teplot. Jeho limitní objem ve vzduchu, kdy dochází ke vzplanutí, se pohybuje v rozmezí 4–75 %. Tudíž se jeví jako velice snadno zápalný a to i ve velkém rozmezí poměrů mezi palivem a okysličovadlem. Pro porovnání benzin se vzduchem (1,4–7,6 obj. %) a metan se vzduchem (4,3–15 %) mají horní hranici výrazně nižší, jsou tedy obtížně zápalné v jejich koncentrované formě. Další vlastností určující snadnou zápalnost vodíku je energie potřebná pro vzplanutí plynu, je to pouhých 0,2 mJ, pro porovnání opět hodnoty pro benzin (0,24 mJ) a metan (0,28 mJ). Mez výbušnosti vodíku se podobá konvenčním palivům, z čehož vyplývá, že je výbušný v širokém pásmu koncentrací, pokud je uzavřen v omezeném prostoru, ve volném prostoru je naopak velmi obtížně zápalný. Významně odlišný je i svým plamenem. Šíří se totiž podstatně rychleji (1,85 m/s), než plameny konvenčních paliv (výpary benzinu – 0,42 m/s, metan – 0,38 m/s). Teplota plamene při stechiometrickém spalování se vzduchem je taktéž nejvyšší u vodíku (2390 K), v porovnání s benzinem (2276 K) a metanem (2226 K) [13].

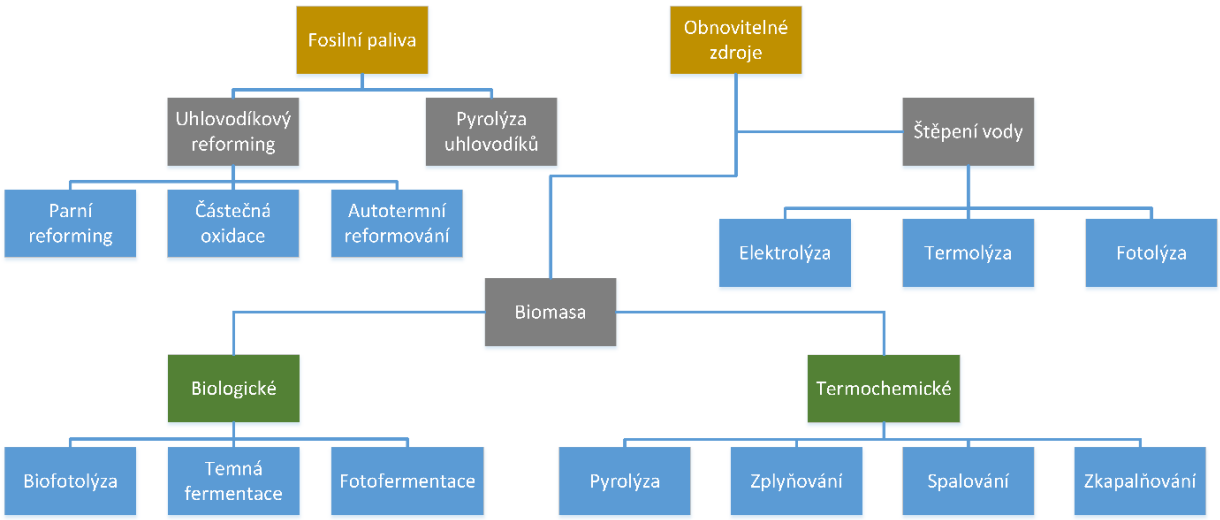
1.3 Problémy a bezpečnost vodíkového hospodářství

Z výše uvedených vlastností se vodík jeví jako vhodné palivo. Pro jeho využívání mluví zejména jeho nejvyšší hodnota obsahu energie na jednotku hmotnosti ze všech paliv, pro srovnání s benzinem (140.4 MJ/kg x 48.6 MJ/kg). Oproti tomu se však staví jeho nízká objemová hustota, kterou má úplně nejnižší ze všech v dnešní době používaných paliv. Nejen s tímto je však spojena spousta dalších problémů vodíkového hospodářství. Mezi ty hlavní patří možnosti skladování, transportace, produkce a obavy o bezpečnost. Velkou bezpečnostní devizou vodíku je fakt, že difunduje do vzduchu mnohem rychleji, nežli ostatní plyny (61 cm^2/s), tedy v případě netěsností velmi rychle uniká do okolí a snižuje se riziko vzplanutí nebo výbuchu [11]. Jinak se vodík velmi podobá konvenčním palivům, takže pokud je s ním tak zacházeno a je dostatečně regulován, nepředstavuje bezpečnostní riziko [14]. Tím, že vodík samotný je natolik odlišný od primárních paliv používaných v současnosti, je budování vodíkové infrastruktury značně ekonomicky náročné. Zvláště samotná produkce a skladování v porovnání s ropnými produkty. V budoucnu bude zapotřebí investovat do nových, levnějších, velkoobjemových metod výroby. Další překážkou, kterou bude třeba překonat je nízká účinnost celého vodíkového cyklu, kterou by, v ideálním případě, řešilo snížení energie potřebné pro výrobu a skladování. S tím souvisí nejdůležitější aspekt rozšíření vodíkových technologií, a to standardizace přístrojů, procesů a komercializace celého vodíkového sektoru [8], [11].

2 Metody výroby

I přesto, že se hovoří o vodíku jako o alternativním environmentálně benigním palivu, v současné situaci toto tvrzení nemůže být dále od pravdy. Z 4 miliard tun každoročně spotřebovávaného vodíku se přibližně 95 % vodíku vyrábí z fosilních paliv, tedy za vzniku emisí [15]. Tento fakt je způsoben samotným účelem výroby vodíku. V dnešní době se převážná většina vyrobeného vodíku spotřebovává v technologických procesech, nelpí se tedy tolik na ekologii samotného procesu jako na efektivitě, výtěžnosti a ekonomice. Statisticky se přibližně 49 % využívá k výrobě amoniaku, 37 % v rafinériích, 8 % v produkci metanolu a 6 % v ostatních procesech [16].

Výhledy do budoucna jsou takové, že v nejbližší době nelze očekávat skokovou změnu. Velkovýroba z biomasy pomocí biofotolytických, fermentačních či termochemických procesů se taktéž neočekává, jelikož její potenciál leží spíše ve výrobě bionafty či využití v kogeneračních jednotkách [16]. I přesto se však vodík vyráběn z obnovitelných zdrojů energie jeví lákavě a zasluhuje si pozornost. Než však nastane nevyhnutelná budoucnost, kdy výroba vodíku s sebou nebude přinášet žádnou uhlíkovou stopu, bude nutné přemosťovací období. V tomto střednědobém horizontu bude využívání fosilních paliv, spolu s vývojem nových uhlíku prostých technologií a rozvojem stávajících, nezbytností. Ve vývojovém diagramu níže jsou znázorněny způsoby výroby vodíku.



Obrázek 2.1 - přehled způsobů produkce vodíku [17]

2.1 Produkce H_2 z fosilních paliv

Existuje několik technologií výroby vodíku z fosilních paliv, z nichž nejpoužívanějšími a nejvíce rozvinutými jsou pyrolýza a reformování uhlovodíků. Tyto technologie jsou v současné době ceněny pro svou vysokou výtěžnost a ekonomiku procesů, jelikož finanční náročnost silně koreluje s cenou fosilních paliv a ta se drží v přijatelných mezích [17]. Vodík je momentálně produkován z 48 % ze zemního plynu, z 30 % z těžkých olejů a nafty a z 18 % z uhlí [18].

Dalšími rozvíjejícími se způsoby produkce vodíku z konvenčních paliv v chemickém a biochemickém průmyslu je využití membránových reaktorů. Membrána je element umožňující transport hmoty pomocí gradientu hnací síly (koncentrace, tlak, teplota, rozdíl elektrických potenciálů…). Dělí se na biologické a syntetické, přičemž druhé zmíněné se dále dělí na organické

(polymery) a neorganické (keramika, kovy). Požadavky na membrány jsou vysoká permeabilita, aby mohly operovat s vysokými průtoky při limitované ploše, vysoká propustnost pro vodík a dobrá chemická a strukturní stabilita [17].

2.1.1 Parní reformování

Parní reformování (SR) se zakládá na katalytické reakci uhlovodíků a vodní páry za vzniku vodíku a oxidů uhlíku. Surovými materiály pro tento způsob produkce jsou zemní plyn, metan a další látky obsahující uhlovodíkové řetězce (etan, propan, pentan, lehký benzin…). Parní reformování metanu (SMR) je nejběžnější a nejrozvinutější formou výroby vodíku s účinností dosahující 74–85 % [17]. Pokud vstupní surovina obsahuje síru, je nutné odsíření, jelikož síra negativně ovlivňuje katalyzátor běžně se skládající z oxidu nikelnatého. Pro produkci vysoce čistého H_2 a pro zabránění koksovacího procesu na povrchu katalyzátoru je nezbytné udržovat reakce za vysokých teplot, tlaku až 3,5 MPa a poměru vodní páry k uhlíku 3,5 [19]. Po reformní reakci směs plynů projde skrze výměník tepla a vstupuje do konvertoru vodního plynu (WGS), kde oxid uhelnatý reaguje s vodní parou, nakonec dojde buď k procesu odstranění CO_2 a následné metanizaci nebo k čištění pomocí adsorpce za měnícího se tlaku (PSA). Vyrobený vodík je velmi vysoké čistoty blížící se 100 % [17]. Hlavní reakce v jednotlivých reaktorech probíhají podle následujících rovnic:

Reformování:

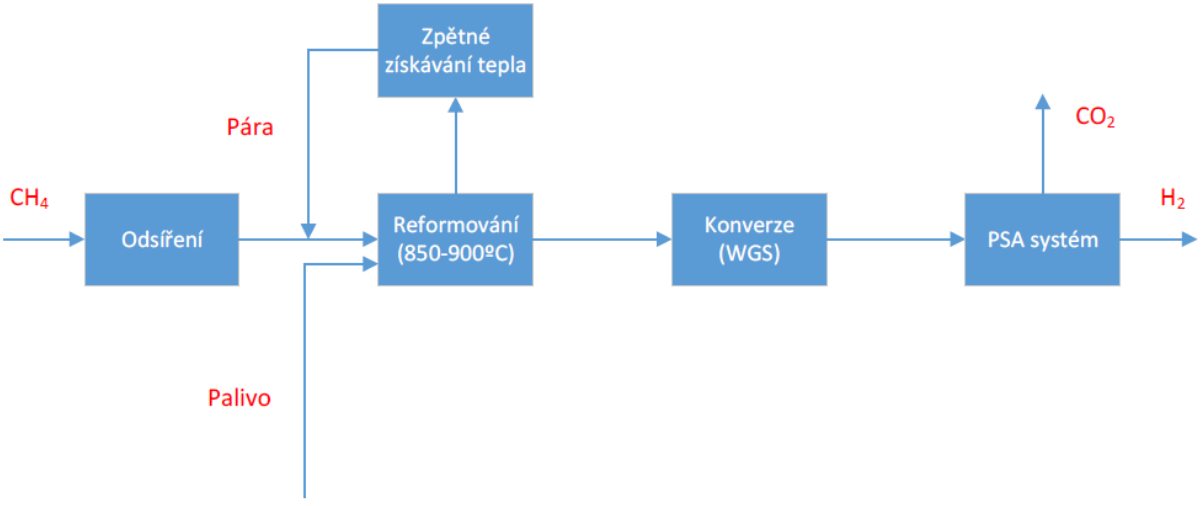
- obecně: $$C_nH_m + nH_2O \rightarrow nCO + (n + \frac{1}{2}m)H_2 \quad (2.1)$$
- pro metan: $$CH_4 + H_2O \rightarrow CO + 3H_2 \quad (2.2)$$

Konverze vodního plynu (WGS):

$$CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2 \quad (2.3)$$

Metanizace:

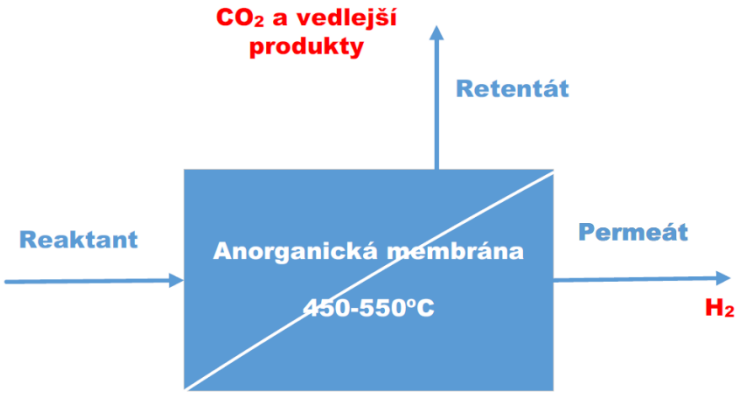
$$CO + 3H_2 \rightarrow CH_4 + H_2O \quad (2.4)$$



Obrázek 2.2 - diagram procesu parního reformování metanu SMR [17]

Obrázek 2.2 znázorňuje blokový diagram procesu parního reformování metanu. Vodní pára a metan při teplotách 850-900 °C reagují s oxidy niklu při katalytické reakci za vzniku generátorového plynu, který je poté čištěn od nežádoucích látek pomocí systému adsorpce za měnícího se tlaku. Výsledkem je vodík velmi vysoké čistoty (99,999 %) [20]. Energetická náročnost tohoto procesu je 63,3 kJ/mol vyrobeného H_2, to vydá na 30–35 % celkového objemu metanu spotřebovaného při procesu [21]. S tím souvisí vznik dalších emisí, celkově vzniká 0,4 m^3 CO_2 na každý vyrobený m^3 H_2 [17].

Nadějným řešením náročnosti celého procesu reformování metanu s vodní parou se zdá být použití membránových reaktorů, kdy využití polopropustné membrány umožňuje znatelné zvýšení účinnosti. Vodík vytvořený v reformačním reaktoru adsorbuje na jejím povrchu, poté jeho atomy disociují na jednu stranu membrány, následně difundují a desorbují na druhé straně. Membrány kombinují v jediné jednotce proces celé chemické reakce spolu s chemickou separací jednotlivých plynů. Integrace tenké vrstvy slitin palladia umožňuje dosáhnout vysokého stupně konverze (90–95 %) i při nižších teplotách (450–550 °C) [22].



Obrázek 2.3 - diagram membránové separace vodíku [17]

2.1.2 Parciální oxidace

Parciální oxidace (POX) je metoda probíhající na principu konverze vodní páry, okysličovadla a uhlovodíků na vodík a oxidy uhlíku. Může probíhat jako katalytický nebo nekatalytický. Katalytický proces probíhá za teplot okolo 950 °C a vstupní látkou bývá nejčastěji metan či zemní plyn, přičemž nekatalytický proces probíhá za vyšších teplot, potřebných pro úplnou oxidaci (1150–1315 °C), a zpracovávanými surovinami mohou být uhlovodíky v rozsahu od metanu po těžké oleje a uhlí [17]. Po odsíření je provedena částečná oxidace pomocí kyslíku o vysoké čistotě a vyrobený generátorový plyn se zpracovává podobně jako při výrobě parním reformováním. Nevýhodou této metody je velká finanční náročnost, související s nároky spojenými s odsířením a výrobou čistého kyslíku [23]. Pokud jde o proces katalytický, teplo je přiváděno řízeným spalováním metanu a termodynamická účinnost procesu je 60–75 % [24]. Rovnice popisující procesy probíhající v jednotlivých reaktorech při POX popisují rovnice 2.5–2.8.

Reformování:

- katalytické: $C_nH_m + \frac{1}{2}nO_2 \rightarrow nCO + \frac{1}{2}mH_2$ (2.5)
- nekatalytické: $C_nH_m + nH_2O \rightarrow nCO + (n + \frac{1}{2}m)H_2$ (2.6)

Konverze vodního plynu (WGS):

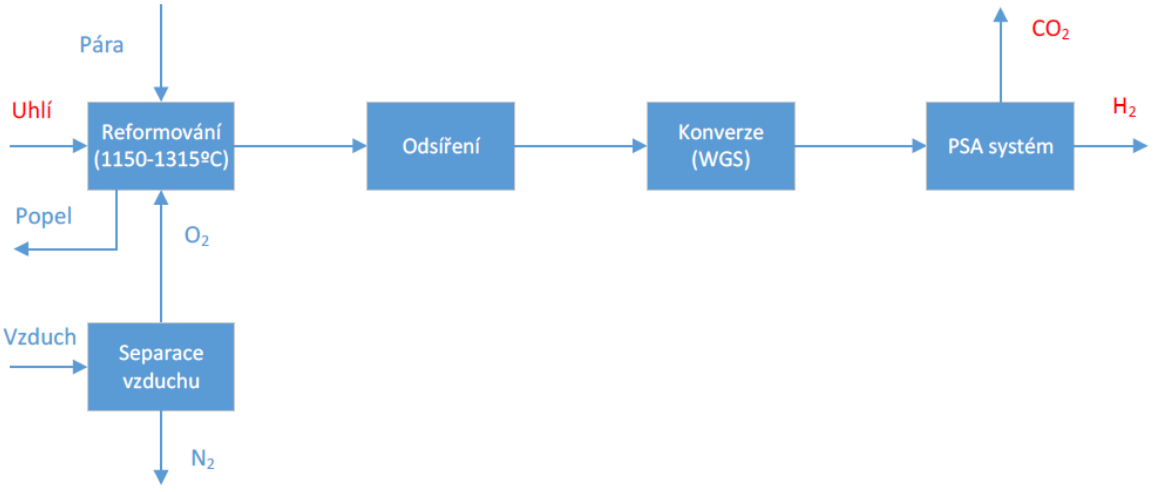
$$CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2 \quad (2.7)$$

Metanizace:

$$CO + 3H_2 \rightarrow CH_4 + H_2O \quad (2.8)$$

Parciální oxidace je nejvhodnější technologií na výrobu H_2 ze složitějších uhlovodíkových řetězců jako jsou například zbytky těžkých ropných olejů nebo uhlí. Jelikož tyto složitější řetězce mají mnohem menší poměr H/C, tak většinové množství pochází z vodní páry. Reakci frakcí těžkých ropných olejů reprezentuje rovnice 2.6, při dosazení koeficientů n=1 a m=1,3. Při tlaku 6 MPa je složení syntetického plynu následující 46 % H_2, 46 % CO, 6 % CO_2, 1 % CH_4 a 1 % N_2 [17].

Pokud je vstupní surovinou uhlí, platí pro rovnici 2.6 koeficienty n=1 a m=0 a typický diagram procesu je znázorněn na obrázku 2.4. Tento proces se nazývá zplyňování uhlí a jedná se o jeden z hlavních způsobů výroby vodíku z uhlí. Reakční mechanismy jsou téměř identické jako v případě zpracování těžkých ropných olejů, nicméně je zapotřebí odvádět nezreagované tuhé zbytky ve formě popele. To má negativní vliv na ekonomiku procesu spolu s nízkým obsahem vodíku v uhlí, kdy 83 % vyrobeného vodíku pochází z vody oproti těžkým olejům, u kterých voda tvoří jen 69% podíl [23]. Při provozním tlaku 5,5 MPa se syntetický plyn skládá z 34 % H_2, 48 % CO, 17 % CO_2, 1 % N_2 [17].



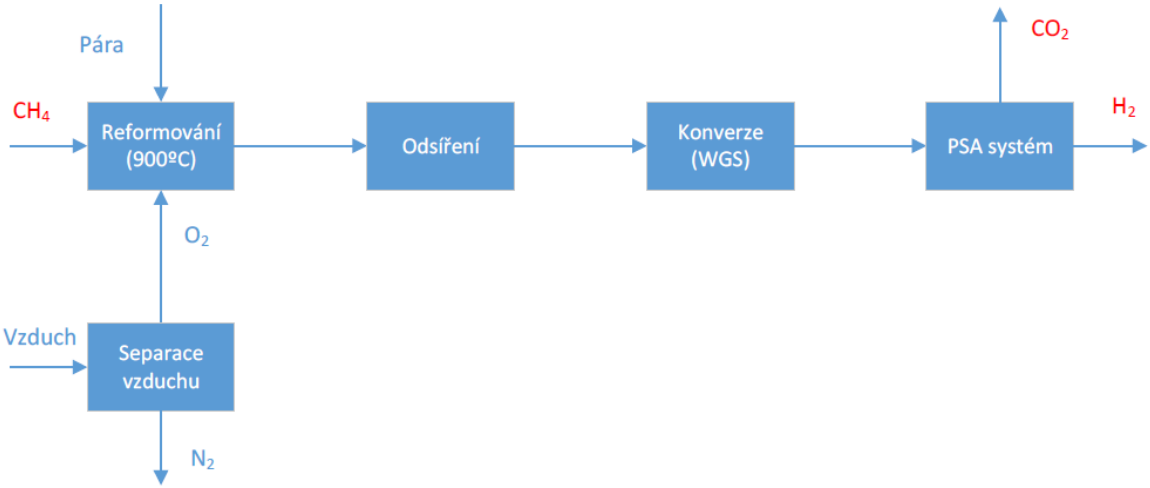
Obrázek 2.4 - diagram procesu parciální oxidace uhlí (zplyňování) [17]

2.1.3 Autotermní reformování

Metoda autotermního reformování (ATR) využívá exotermickou parciální oxidaci na dodání tepla do endotermického parního reformování pro zvýšení množství vyrobeného vodíku. Jedná se tedy o zavedení okysličovadla a vodní páry do reformního procesu, a to zapříčiní reformní i oxidační reakci v jeden okamžik podle rovnice 2.9 [17].

$$C_nH_m + \frac{1}{2}nH_2O + \frac{1}{4}nO_2 \rightarrow nCO + (\frac{1}{2}n + \frac{1}{2}m)H_2 \qquad (2.9)$$

Pro metan (opět platí koeficienty n=1 a m=4) je termodynamická účinnost 60–75 %, a při optimálních parametrech tj. vstupní teplotě okolo 700 °C pro poměry S/C=1,5 a O_2/C=0,45 dokážeme zvýšit výnos vodíku na asi 2,8 mol H_2/mol vstupní látky [19]. Účinnost se opět dá zvýšit integrací palladiové membrány, ovšem v tomto případě je tato možnost značně omezená zvýšenou teplotou (900 °C), která může způsobovat poškození membrány a zvyšuje konstrukční náročnost reaktoru ve srovnání bez použití membrány [17].



Obrázek 2.5 – diagram procesu autotermního reformování metanu [17]

2.1.4 Pyrolýza uhlovodíků

Proces pyrolýzy uhlovodíků je jediným procesem, kde jediným zdrojem vodíku je samotný uhlovodíkový řetězec. Rozklad probíhá podle následující obecné reakce:

$$C_nH_m \rightarrow nC + \frac{1}{2}mH_2 \qquad (2.10)$$

Termokatalytický rozklad lehkých tekutých uhlovodíků (teplota varu mezi 50–200 °C) doprovází vznik elementárního uhlíku a vodíku, kdežto v případě těžkých tekutých uhlovodíků (teplota varu vyšší než 350 °C) je vodík produkován ve dvou krocích, těmi jsou hydrogenace a krakování metanu [25]. Ty probíhají podle následujících rovnic:

Hydrogenace:

$$CH_{1,6} + 1{,}2H_2 \rightarrow CH_4 \qquad (2.11)$$

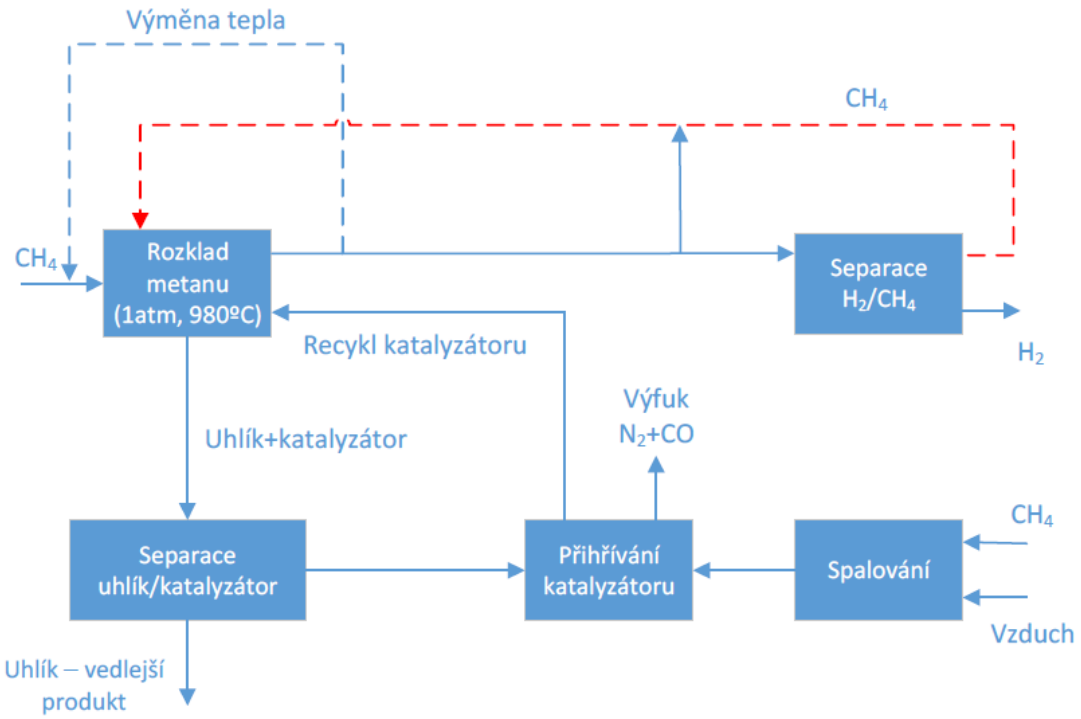
Krakování metanu:

$$CH_4 \rightarrow C + 2H_2 \qquad (2.12)$$

Celkový proces:

$$CH_{1,6} \rightarrow C + 0{,}8H_2 \qquad (2.13)$$

Přímá dekarbonizace zemního plynu, především tedy jeho hlavní složky (CH_4), probíhá v takové atmosféře, v níž se obsah vzduchu a vlhkosti blíží nule. Teplota dosahuje až 980 °C a tlak je atmosférický, jak je znázorněno na diagramu 2.6. Energetická náročnost na mol vyrobeného vodíku je 37,6 kJ/mol, tedy menší než u metody SMR (63,3 kJ/mol), pokrylo by ji tedy spalování přibližně 15–20 % vyprodukovaného vodíku samotným procesem [21]. Další výhodou pyrolýzy je absence kroků konverze vodního plynu a odstraňování CO_2. Investiční náklady jsou tedy nižší než u procesů parního reformování nebo parciální oxidace, což způsobuje pokles ceny vyrobeného vodíku o 25–30 %. Z environmentálního hlediska je výhodnější produkovat při pyrolýze jak vodík, tak uhlík, který může být použit v metalurgických a chemických procesech, nežli využívat metodu SMR a následně oddělovat vzniklý CO_2 [25]. Využití Pd-Ag membrán běžně používaných pro separaci H_2 mají značnou nevýhodu pro slabou schopnost oddělovat vodík za pyrolýzních podmínek. Těmi jsou nízké parciální tlaky H_2 ve směsi a vysoké teploty snižující životnost membrány.



Obrázek 2.6 – diagram pyrolýzy metanu [17]

2.2 Výroba vodíku z biomasy

Biomasou rozumíme materiál rostlinného nebo živočišného původu (dřevo, seno, živočišný odpad…), který můžeme energeticky využít jakožto obnovitelný, čistý zdroj energie [26]. I přesto, že se při energetickém využití biomasy uvolňuje CO_2, tak je nazývána čistým zdrojem, jelikož stejné množství uvolněných emisí rostlina absorbuje během svého životního cyklu ze svého okolí [27]. Dva způsoby produkce vodíku z biomasy jsou biologický a termochemický. Biologické procesy jsou pomalejší, přívětivější ke svému okolí a celkově méně intenzivní, což znamená také menší výnosy mol H_2/mol vstupní suroviny, naproti tomu stojí termochemické procesy, které jsou mnohem rychlejší a mají mnohem vyšší vodíkové výnosy [17].

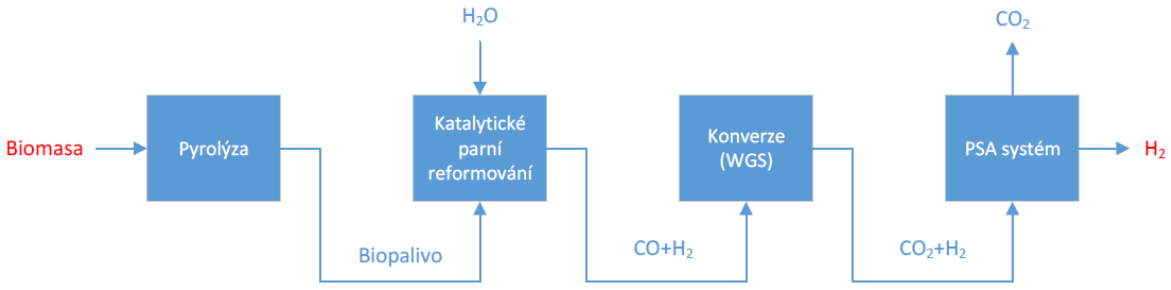
2.2.1 Termochemické procesy

Nejvýznamnějšími termochemickými způsoby výroby vodíku jsou zplyňování biomasy a pyrolýza. Oba způsoby jsou velmi dobře popsané a první zmiňovaná technologie je komerčně dostupná a často využívána v mnoha nejen chemických procesech [24]. Principiálně jsou velmi podobné stejnojmenným procesům při využití fosilních paliv, ovšem jejich nespornou výhodou jsou nulové emise skleníkových plynů při jejich využití [28]. Kromě ostatních plynných produktů vzniká při obou technologiích CO a CH_4, které mohou být využity k výrobě dalšího vodíku. Další termochemické způsoby výroby, jako spalování nebo zkapalňování, plní spíše minoritní roli, jelikož jejich vodíkové výnosy jsou nízké, v prvním případě vznikají znečišťující vedlejší produkty a v druhém vyvstává požadavek na vysoké tlaky (5–20 MPa) spolu s absencí vzduchu [29].

Pyrolýza je proces termálního rozkladu v bezkyslíkaté atmosféře probíhající zahřátím biomasy na teploty 350–550 °C při tlacích 0,1–0,5 MPa [30]. Produkty vznikající při pyrolýzní přeměně jsou pyrolýzní plyn, pyrolýzní olej a tuhý zbytek. Pyrolýza se dělí na rychlou a pomalou. Výsledným produktem pomalé pyrolýzy je převážně dřevěné uhlí, proto ji nemá smysl uvažovat jako prostředek k výrobě vodíku. Rychlá pyrolýza je vysokoteplotní proces, kdy rychlou změnou teploty bez přítomnosti vzduchu vzniká převážně plynný (H_2, CH_4, CO, $CO_{2...}$) a kapalný zbytek (pyrolýzní olej, dehet…). Metan a další plynné uhlovodíky mohou být nadále pomocí parního reformování přeměněny na vodík pro zvýšení výtěžnosti [29]. Proces je znázorněn v obrázku 2.7 a popisují jej rovnice 2.14 a 2.15.

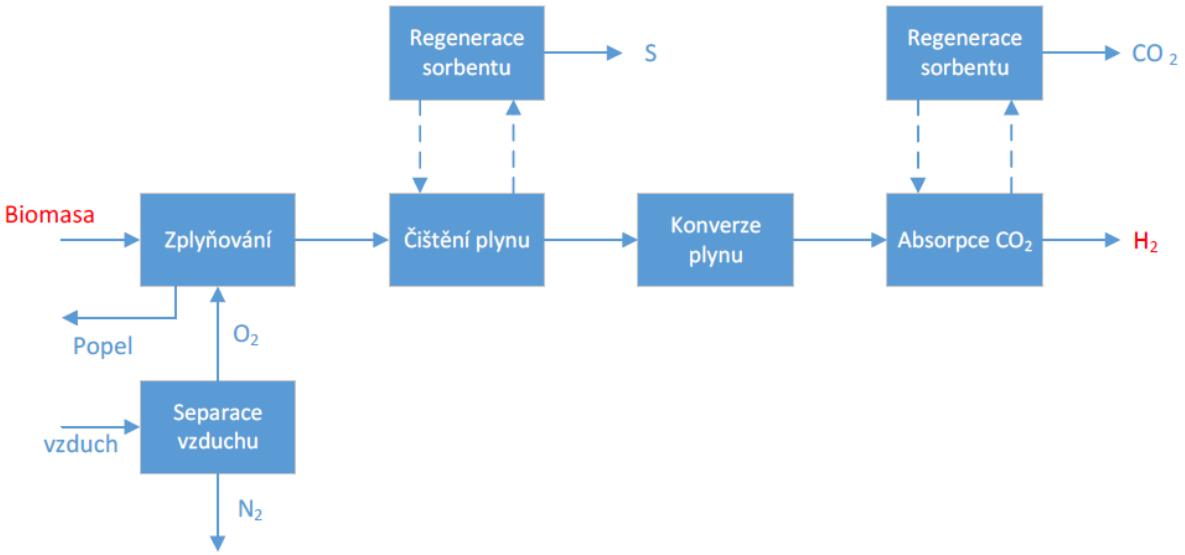
$$C_nH_m + nH_2O \rightarrow nCO + (n + \frac{1}{2}m)H_2 \qquad (2.14)$$

$$CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2 \qquad (2.15)$$



Obrázek 2.7 – diagram pyrolýzy biomasy [17]

Zplyňování je termochemická konverze biomasy na syntetický plyn pomocí zplyňovacího média, kterým může být vzduch, kyslík nebo například vodní pára. Probíhá za zvýšených teplot (500–1400 °C) a při tlacích pohybujících se v rozsahu od tlaku atmosférického po 3,3 MPa, což závisí jak na velikosti provozu, tak na způsobu využití vytvořeného syntetického plynu [17]. Vytvořený syntetický plyn pomocí zplyňování je upravován identickým způsobem, jako v případě pyrolýzy (detailnější popis níže v diagramu 2.8). Výtěžnost zplyňovacího procesu je značně závislá na faktorech jako jsou druh biomasy, teplota, poměr mezi biomasou a zplyňovacím médiem nebo druh použitého katalyzátoru [31]. Obecně se však dá říct, že zplyňování je mnohem účinnější metodou výroby vodíku z biomasy nežli rychlá pyrolýza, celková účinnost zplyňování může dosáhnout až 52 % [32].



Obrázek 2.8 – diagram zplyňování biomasy [17]

2.2.2 Biologické procesy

Se zvyšujícím se důrazem na obnovitelné technologie a minimalizaci produkce odpadů se v posledních letech významně zvýšil výzkum biologických forem produkce vodíku, jelikož jako vstupní surovina může být často využit biologický odpad. Jedná se tedy o účinnou metodu recyklace, ovšem její nevýhodou je nízká energetická intenzita procesu, z čehož plynou nízké objemy vyrobeného produktu [17].

Mezi hlavní biologické procesy využívané k produkci vodíku patří biofotolýza, fotofermentace a temná fermentace. Principy těchto procesů jsou založeny na fermentaci biomasy, kdy jsou uhlovodíky přeměněny na organické kyseliny skrze fermentační procesy nebo je biovodík vedlejším produktem metabolismů rozličných mikroorganismů, jako jsou bakterie a řasy [33].

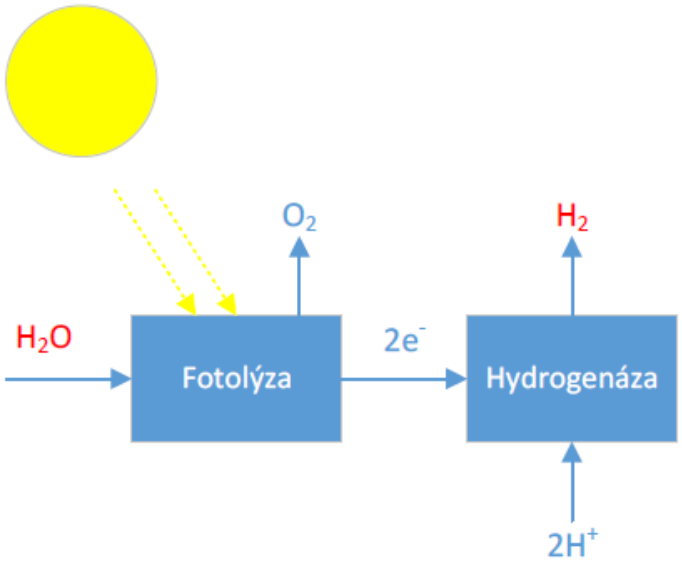
Biofotolýza využívá stejné principy, které nalezneme při fotosyntéze rostlin a zelených řas, ale přizpůsobuje je k tvorbě vodíku. Respektive zelené rostliny pouze spotřebovávají CO_2, ale nemají potřebné enzymy pro tvorbu vodíku, na druhou stranu některé druhy řas tyto enzymy obsahují a dokáží rozkládat vodu na vodíkové ionty a kyslík skrze přímou a nepřímou fotolýzu. Kdy přímá fotolýza funguje na základě fotosyntézy a vyprodukované vodíkové ionty jsou pomocí hydrogenázního enzymu přeměňovány na vodík. Tyto enzymy jsou ovšem silně citlivé na přítomnost kyslíku, a je tedy nutné udržovat obsah kyslíku pod 0,1 % [29]. Navíc při plném

slunečním svitu zůstává 90 % fotonů zachycených rostlinnými pigmenty nevyužitých, jelikož zanikají ve formě tepla nebo fluorescence [34]. Nepřímá fotolýza se liší pouze tím, že vodík je tvořen až z meziproduktu, kterým je glukóza. Přímou biofotolýzu popisuje rovnice 2.16, nepřímou pak 2.17 a 2.18.

$$2H_2O + světlo \rightarrow O_2 + 2H_2 \quad (2.16)$$

$$6CO_2 + 12H_2O + světlo \rightarrow C_6H_{12}O_6 + 6O_2 \quad (2.17)$$

$$C_6H_{12}O_6 + 12H_2O + světlo \rightarrow 6CO_2 + 12H_2 \quad (2.18)$$



Obrázek 2.9 – diagram procesu biofotolýzy [17]

Fermentace je biochemický proces probíhající s nebo bez přístupu kyslíku, fungující na principu mikrobiální přeměny organických materiálů za vzniku alkoholů, acetonu, vodíku a oxidu uhličitého. Velkou výhodou je, že těmito organickými materiály mohou být odpady, což zajišťuje levnou vstupní surovinu spolu s účinným způsobem nakládání s odpady [23].

Temná fermentace využívá především anaerobní bakterie, které rozkládají uhlovodíkové řetězce v temných podmínkách bez přístupu kyslíku. Jako modelový uhlovodík byla v rovnicích 2.19 a 2.20 zvolena glukóza, výsledný produkt reakce jsou acetické a butyrické kyseliny, jež tvoří 80 % výsledných produktů a teoretický výnos je 4, respektive 2 mol H_2/mol vstupní suroviny [35].

Acetátová fermentace:

$$C_6H_{12}O_6 + 2H_2O \rightarrow 2CH_3COOH + 4H_2 + 2CO_2 \quad (2.19)$$

Butyrátová fermentace:

$$C_6H_{12}O_6 + 2H_2O \rightarrow CH_3CH_2CH_2OOH + 2H_2 + 2CO_2 \quad (2.20)$$

Glukóza je ale idealizovaným vstupem do reakce, reálně by se její použití nevyplatilo, jelikož by její využití bylo finančně náročné a nemáme jí k dispozici dostatečné množství. Proto

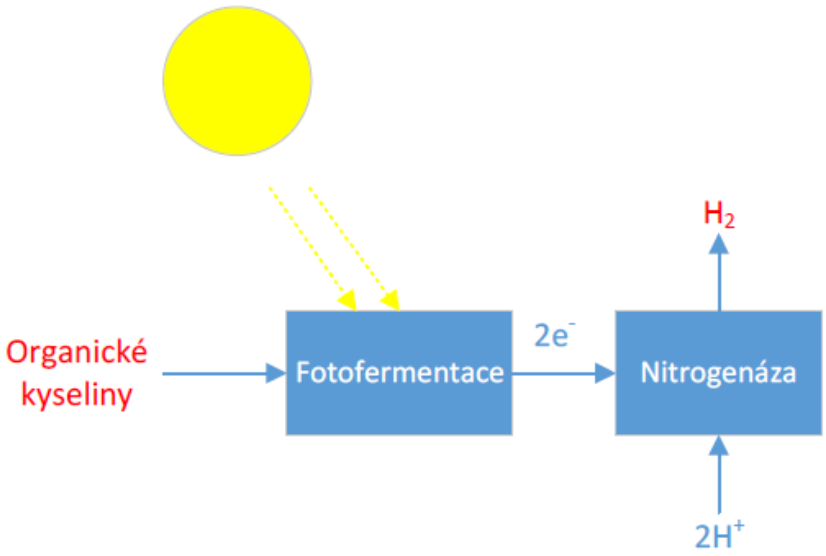
se využívají složitější uhlovodíky, kterých se v přírodě nachází mnoho. Jsou to materiály obsahující například škrob nebo celulózu, která je součástí rostlinné biomasy [33]. Hlavní výhodou temné fermentace je nezávislost na světle, což umožňuje produkci vodíku i v noci, a to z širokého spektra odpadních produktů [36].

Dalším biochemickým procesem je fotofermentace, která probíhá v dusíkově deficitní atmosféře, kde bakterie za působení nitrogenázy a slunečního záření přeměňují organické kyseliny na vodík a oxid uhličitý dle následující reakce [17].

$$CH_3COOH + 2H_2O + světlo \rightarrow 4H_2 + 2CO_2 \qquad (2.21)$$

Zvýšením světelné intenzity se zvyšuje množství vyrobeného H_2, a naopak se snižuje účinnost přeměny světelné energie. V případě produkce vodíku z odpadních vod by bylo nutné vyřešit problémy spojené s malou propustností světla díky zabarvení znečišťujícími látkami a taktéž s obsahem toxických látek jako jsou těžké kovy, což by vyžadovalo čištění před vodíkovým využitím [33]. I přestože množství vyrobeného vodíku za působení světelného záření bývá vyšší nežli při temné fermentaci, tak jeho rozšíření brání spousty překážek, mezi ty patří omezená dostupnost organických kyselin, požadavek na složité biofotoreaktory zabírající značnou plochu a v neposlední řadě špatná účinnost přeměny solární energie [24], [29].

Obrázek 2.10 – diagram procesu temné fermentace [17]



Obrázek 2.11 – diagram procesu fotofermentace [17]

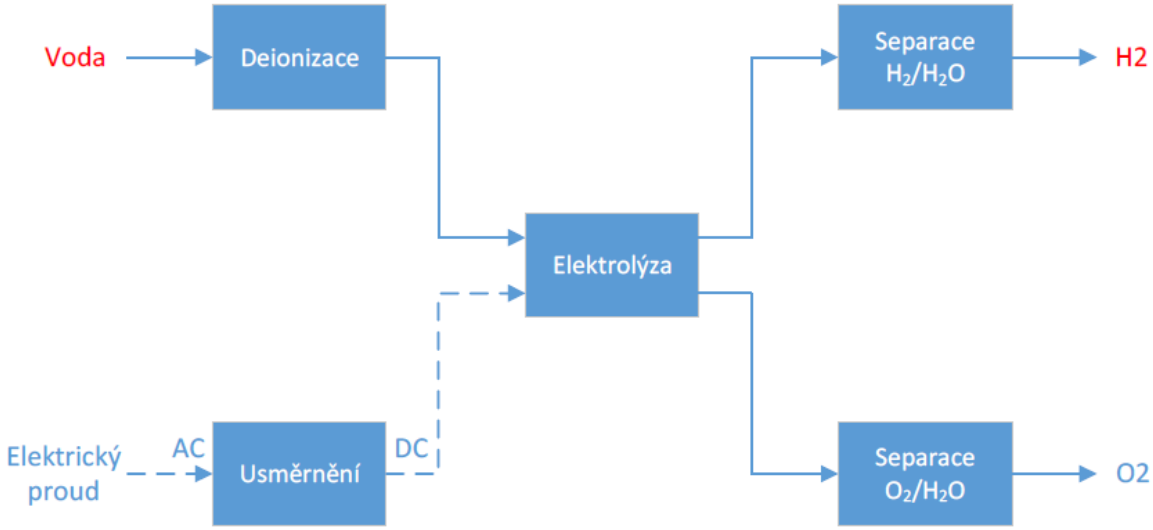
2.3 Štěpení vody

Voda je jedním z nejvíce zastoupených a nevyčerpatelných zdrojů na zemi, proto existuje několik způsobů její disociace na vodík a kyslík, mezi ty nejznámější patří elektrolýza, termolýza a fotoelektrolýza [37]. Všechny tyto procesy se vyznačují tím, že pokud je energie potřebná pro jejich průběh dodávaná z obnovitelných zdrojů, tak vyprodukovaný vodík je nejčistším možným nositelem energie.

2.3.1 Elektrolýza

Elektrolýza vody je velmi dobře známou metodou produkce H_2 a patří mezi jedny z nejefektivnějších z hlediska štěpení vody [17]. Hybnou silou elektrolýzy je elektrická energie, jelikož se jedná o silně endotermickou reakci a nejsnazším způsobem dodávky této energie je elektrochemická reakce [38]. V dnešní době se v rámci elektrolýzy prosazují tři běžně využívané metody, jsou jimi alkalická elektrolýza, PEM (proton exchange membrane = protonová výměnná membrána) a SOEC (solid oxide electrolysis cells = elektrolýza s pevnými oxidy). Typický elektrolyzér se skládá z katody a anody ponořené do elektrolytu, kdy působením elektrického proudu se voda rozkládá podle následující reakce:

$$2H_2O \rightarrow 2H_2 + O_2 \qquad (2.22)$$



Obrázek 2.12 – diagram principu elektrolýzy [17]

Alkalická elektrolýza je nejznámější a nejvyspělejší technologií, jež umožňovala produkci vodíku v řádu MW již na počátku 20.století a po desetiletí je komerčně dostupnou technologií [39]. Nejčastěji používaným elektrolytem je alkalický vodní roztok hydroxidu sodného nebo draselného (NaOH, KOH). Ten cirkuluje a separují se z něj bubliny obsahující plynný produkt, cirkulace probíhá buď přirozeně na základě rozdílů hustot nebo nuceně za pomoci čerpadel. Elektrolyt je skladován ve dvou bubnech (jeden pro O_2, druhý pro H_2), které zároveň slouží jako separátory plynu a kapaliny. Alkalická elektrolýza může probíhat buď za atmosférického tlaku nebo v přetlaku, elektrolyzéry pracující v přetlaku se vyznačují sníženou účinností a menší čistotou produktu, ale vodík je již stlačený, což snižuje dodatečnou energetickou náročnost [40]. Vysušený produkt z elektrolyzéru operujícím při atmosférickém tlaku má čistotu 99,5–99,9 % pro H_2 a 99–99,8 % pro O_2 [41]. Reakce probíhající na jednotlivých elektrodách jsou následující:

Katoda:

$$2H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + 2OH^- \quad (2.23)$$

Anoda:

$$2OH^- \rightarrow \frac{1}{2}O_2 + H_2O + 2e^- \quad (2.24)$$

Jak je patrné, na katodě se voda spotřebovává, zato na anodě vzniká, proto se musí oba proudy smíchat předtím, než vstupují do elektrolyzéru, to zabraňuje ředění nebo koncentraci proudů s elektrolytem. Největší nevýhodou alkalické elektrolýzy je fakt, že používané elektrolyty jsou vysoce korozivní, což značně zvyšuje náklady na údržbu. Každých 7–12 let je nutné provést generální opravy celého systému, přičemž životnost elektrolyzéru se uvádí okolo 30 let [42].

PEM elektrolýza (elektrolýza s polymerním membránovým elektrolytem nebo s protonovou výměnnou membránou) je v porovnání s alkalickou elektrolýzou mnohem novější technologií. Komerčně je dostupná až od roku 1978 [42]. Je založena na použití pevné polymerové membrány, což umožňuje tenčí vrstvu elektrolytu, a tudíž i kompaktnější rozměry [43]. Elektrody bývají připevněny přímo k membráně, toto sestavení se nazývá MEA (membrane electrode assembly), kdy stejné uspořádání je používané u palivových článků [44]. Voda je dodávána k anodě (částečně se přesouvá ke katodě díky elektroosmotickému efektu) a probíhají následující reakce:

Katoda:

$$2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2 \quad (2.25)$$

Anoda:

$$H_2O \rightarrow \frac{1}{2}O_2 + 2H^+ + 2e^- \quad (2.26)$$

Elektrolýza s polymerním membránovým elektrolytem má výhodu ve vysoké čistotě vyrobeného vysušeného vodíku, která bývá vyšší než 99,99 % [41]. Nevýhodou je finanční náročnost kdy z důvodu kyselého korozivního prostředí je třeba použít katalyzátory z ušlechtilých kovů jako iridium pro anodu a platinu pro katodu [41]. Další nevýhodou je nízká životnost spojená se značnou degradací výkonu [43].

SOEL (solid oxide electrolysis) je taktéž známá jako vysokoteplotní elektrolýza (operuje při teplotách 700–900 °C) a ze zmíněných technologií je tou nejnovější a stále se nachází pouze v laboratorním stádiu [42]. Jako elektrolyt se využívá ZrO_2 dopovaný 8 %mol Y_2O_3, který je za vysokých teplot silně vodivý pro ionty kyslíku a vyznačuje se dobrou tepelnou a chemickou stabilitou [45]. Největší výhodou tohoto systému je malá spotřeba elektrického proudu díky vysokým teplotám, to je však omezeno zvyšující se spotřebou tepla s rostoucími teplotami [42]. Největšími nevyřešenými problémy pro využití SOEC elektrolýzy jsou rychlá degradace materiálu a omezená stabilita po delší časové horizonty, což je obojí způsobeno vysokými teplotami v elektrolyzéru. Kromě toho vysoké teploty znamenají, že výsledný produkt obsahuje i páru, což vyžaduje další zpracování, které má negativní vliv na investiční náklady [42].

2.3.2 Termolýza

Termochemické štěpení vody je proces, kdy je voda zahřívána na vysokou teplotu, dokud se nerozloží na vodík a kyslík. Separace vodíku je možná až jestliže se Gibbsova volná energie přiblíží nule a směs se tedy dostane do rovnovážného stavu, to nastává při teplotách přes 2500 °C [46]. Jelikož takové tepelné nároky jsou velice těžce dosažitelné, dají se nahradit vícefázovými cykly probíhající za nižších teplot s vyšší celkovou účinností. Termochemické cykly se skládají z množství reakcí, kdy je teplo přeměněno na chemickou energii ve formě vodíku [17]. Chemické reakce níže porovnávají jednofázovou a vícefázovou reakci:

Jednofázový proces štěpení vody:

$$2H_2O \rightarrow 2H_2 + O_2, \text{ T>2500 °C} \quad (2.27)$$

Vícefázový Cu–Cl proces:

$$2CuCl_2(s) + H_2O(g) \rightarrow CuO \cdot CuCl_2(s) + 2HCl(g), \text{ T=400 °C} \quad (2.28)$$

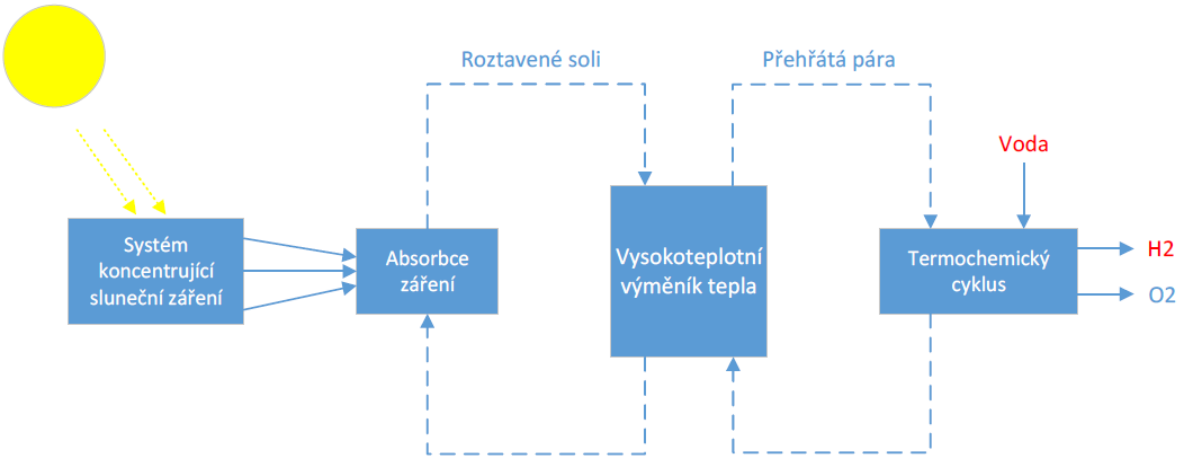
$$CuO \cdot CuCl_2(s) \rightarrow 2CuCl(l) + 0{,}5O_2, \text{ T=500 °C} \quad (2.29)$$

$$4CuCl(s) + H_2O \rightarrow 2CuCl_2(aq) + 2Cu(s), \text{ T=25–80 °C} \quad (2.30)$$

$$CuCl_2(aq) \rightarrow CuCl_2(g), \text{ T=100 °C} \quad (2.31)$$

$$2Cu(s) + 2HCl(g) \rightarrow 2CuCl(l) + H_2(g), \text{ T=430–475 °C} \quad (2.32)$$

Teplo do reakce může být dodáno pomocí sluneční nebo jaderné energie, kdy důraz je v poslední době kladen na solární tepelné elektrárny, kde parabolická zrcadla soustředí sluneční záření na věž, ve které se následně ohřívá teplonosné médium (diagram 2.13) [17]. V současné době se nejvýhodnějším cyklem zdají být Cu–Cl a Mg–Cl, jelikož pracují při relativně nízkých teplotách okolo 550 °C a nevypouštějí do atmosféry žádné skleníkové plyny [29]. Účinnost procesu je ale stále silně závislá na intenzitě dopadajícího záření a obecně se tyto technologie potýkají s mnoha dalšími problémy jako jsou vysoká cena a toxicita použitých látek, vysoké investiční náklady a koroze částí zařízení [46].



Obrázek 2.13 – diagram solárního termochemického štěpení vody [17]

2.3.3 Fotoelektrolýza

Fotoelektrolýza funguje na podobném principu jako elektrolýza s tím rozdílem, že energie potřebná k rozkladu vody na H_2 a O_2 je absorbována pomocí fotokatalyzátoru ze světelného záření [47]. Světlo je pohlcováno určitými druhy polovodičů, pokud má foton větší nebo stejnou energii potřebnou k překonání energetické bariéry polovodiče, tak po dopadu na povrch polovodičové anody se vytvoří pár elektron-díra, rozdělený elektrickým polem mezi polovodičem a elektrolytem. Díry zůstanou na anodové části, kde rozdělí vodu na ionty H^+, které prochází elektrolytem ke katodě a O_2, jež zůstává v kapalině. Elektrony jsou hnány do vnějšího obvodu, kde interagují s H^+ za vzniku H_2. Proces je jednoduše popsán v rovnicích 2.33 a 2.34:

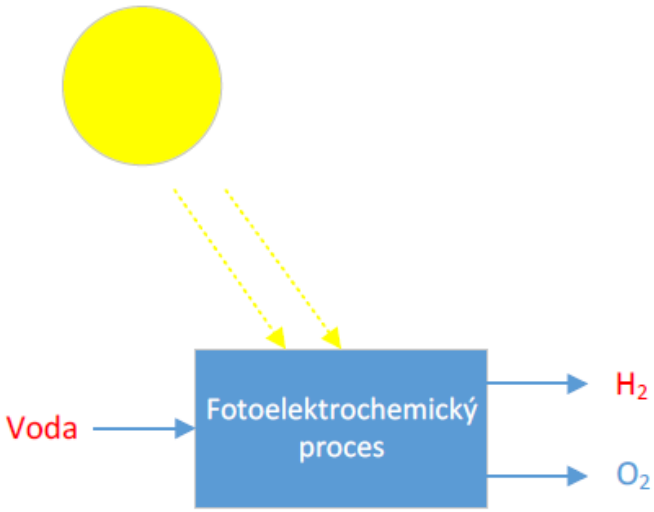
Anoda:

$$2p^+ + H_2O \rightarrow 0{,}5O_2 + 2H^+ \tag{2.33}$$

Katoda:

$$2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2 \tag{2.34}$$

I přestože energie potřebná k rozložení vody na H_2 a O_2 je pouze 1,23 eV, tak překonání energetické bariéry polovodiče spolu s vytvořením páru elektron-díra pouze pomocí slunečního záření znamená ve výsledku nízkou účinnost, a to kolem 0,06 % [17].



Obrázek 2.14 – diagram fotoelektrolýzního procesu [17]

2.4 Porovnání jednotlivých technologií výroby vodíku

Tabulka 2 – souhrn technologií na výrobu vodíku [17]

Proces	Účinnost [%]	Výhody	Nevýhody
SR	74–85	Nejvyspělejší technologie, existující infrastruktura	Vznik CO_2, závislost na fosilních palivech
POX	60–75	Ověřená technologie, existující infrastruktura	Vznik CO_2, závislost na fosilních palivech
ATR	60–75	Ověřená technologie, existující infrastruktura	Vznik CO_2, závislost na fosilních palivech
Pyrolýza uhlovodíků	–	Bezemisní, méně procesních kroků	Vznik vedlejších produktů, závislost na fosilních palivech
Pyrolýza biomasy	35–50	CO_2-neutrální, levné a dostupné vstupní suroviny	Vznik dehtu, výtěžek H_2 závislý na čistotě a složení biomasy
Zplyňování biomasy	–	CO_2-neutrální, levné a dostupné vstupní suroviny	Vznik dehtu, výtěžek H_2 závislý na čistotě a složení biomasy
Biofotolýza	10	Spotřebovává CO_2, jediný vedlejší produkt O_2, probíhá za běžných podmínek	Potřeba slunečního světla, malé výnosy H_2, velký objem reaktoru, citlivost na O_2, vysoká cena surovin
Temná fermentace	60–80	CO_2-neutrální, jednoduchá, nepotřebuje světlo, napomáhá recyklaci odpadů	Malé výnosy H_2, velký objem reaktoru, malá účinnost přeměny
Fotofermentace	0,1	CO_2-neutrální, napomáhá recyklaci odpadů	Potřeba slunečního světla, malé výnosy H_2, malá účinnost přeměny, velký objem reaktoru, citlivost na O_2
Elektrolýza	40–60	Při využití OZE nulové emise, osvědčená technologie, existující infrastruktura, dostatek vstupní suroviny, jediný vedlejší produkt O_2, napomáhá OZE jako zásobník energie	Nízká celková účinnost, vysoké investiční náklady
Termolýza	20–45	Čistá a udržitelná technologie, dostatek vstupní suroviny, jediný vedlejší produkt O_2	Toxicita používaných médií, koroze, vysoké investiční náklady
Fotoelektrolýza	0,06	Bezemisní, dostatek vstupní suroviny, jediný vedlejší produkt O_2	Potřeba slunečního světla, malá účinnost přeměny, neefektivní fotokatalytický materiál

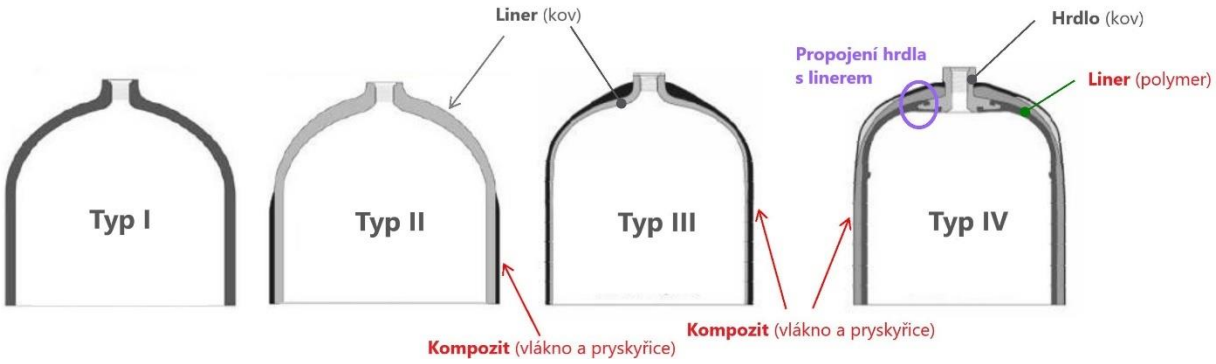
3 Skladování a přeprava

S vodíkem se jako s každým produktem, kromě výrobního kroku, pojí také následné skladování a transport. Zvláště uchovávání je momentálně největším problémem fungující vodíkové ekonomiky, jelikož kromě finanční náročnosti všech nám známých a momentálně používaných procesů se jako překážka jeví i jeho jedinečné fyzikální vlastnosti. Je totiž třeba zajistit vysokou úroveň bezpečnosti a zajištění možných úniků tohoto vysoce zápalného plynu, a přitom jej uchovávat na co nejmenším prostoru i přes jeho značný objem v plynném stavu. Vědci ovšem stále objevují nové a inovativní cesty uchovávání vodíku. Mezi nejčastější známé způsoby patří stlačování, zkapalňování a zachycení vodíku v jiném materiálu. Mezi principy poslední uvedené metody patří adsorpce, disociace, difuze, chemické vazby a Van der Waalsovy síly [48]. Důležitým faktorem je také reverzibilita celého procesu. Příkladem budiž afinita vodíku k uhlíku, kdy oba prvky se k sobě velice snadno vážou kovalentními vazbami, ovšem k uvolňování dochází až při tepelném rozkladu uhlíku za vysokých teplot.

3.1 Stlačování plynu

Nejběžnější metodou skladování vodíku v současné době je jeho stlačování, jelikož se jedná o metodu běžnou u jiných plynných médií a je tedy osvědčená. Výhodná je tato technologie pro většinu aplikací, jelikož zvyšuje energetickou hustotu vodíku pod vysokými tlaky (nestacionární vodíkové nádrže dosahují tlaků 35–70 MPa) [49]. Nevýhod je ovšem mnoho, největší z nich je ta, že takováto výroba plynu je gravimetricky a volumetricky neefektivní [48]. Mezi další můžeme zařadit postupné úniky, kdy malé molekuly plynu difundují stěnami nádoby, nutnost udržování vysokých tlaků, finanční náročnost a bezpečnostní hrozby spojené s tlakovými nádobami obecně [49].

Pro skladování plynných látek se v dnešní době rozlišují čtyři typy tlakových nádob. Pro průmyslové aplikace se nejčastěji používá kovový typ I, který ale trpí na nízkou účinnost při porovnání hmotnosti skladovaného plynu vzhledem k celkové hmotnosti (pro H_2 asi 1 hm. %) [50]. To může být značným problémem pro nestacionární aplikace. Dalším druhem je typ II, kde je tlustý kovový plášť (liner) obalen kompozitní vrstvou. Typy III a IV jsou převážně kompozitové tlakové nádoby, rozdíl mezi nimi je pouze v mechanické odolnosti, kdy typ III využívá spíše kovový liner, zatímco liner typu IV je z polymeru nebo velmi tenkého kovu. I přestože jsou kompozitní nádoby technicky vyspělejší, tak nejčastěji používané nádoby jsou stále kovové nádoby typu I obzvláště díky jejich nízké ceně [50].



Obrázek 3.1 – jednotlivé druhy tlakových nádob [50]

3.2 Zkapalňování plynu

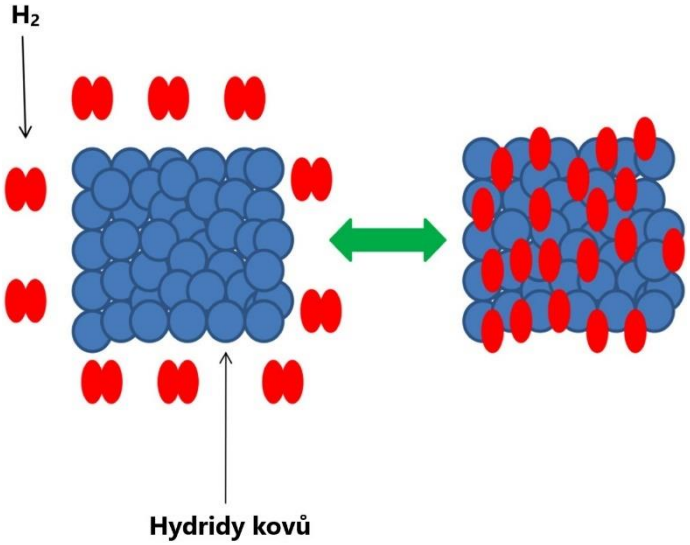
Další běžně užívanou a známou metodou je zkapalňování vodíku, to probíhá za velmi nízkých teplot ochlazením na -253 °C [51]. Abychom jej mohli uchovávat za takto nízkých teplot je třeba dostatečné izolace od okolního prostředí. Té bývá docíleno pasivně obalením vnitřní tlakové nádoby vnějším pláštěm, kdy se pro snížení tepelné vodivosti mezi oběma vrstvami používá perlit, aerogely či tenké vrstvy hliníkového filmu nebo aktivně udržováním vakua [50]. Z důvodu zvýšené křehkosti kovových materiálů při takto nízkých teplotách se na tlakové nádoby používají stabilizované austenitické oceli nebo hliníkové slitiny. Takto skladovaný vodík se tedy hodí spíše pro stacionární aplikace nebo nestacionární aplikace nad 60 000 litrů [51].

Zkapalněný vodík má velkou výhodu ve vysoké hustotě skladované energie (20 hm. % při 1 baru a -253 °C) ovšem to je za cenu vysoké finanční a energetické náročnosti procesu nejen výroby, ale i udržování vodíku v kapalném stavu [49]. Proces je také časově náročný a energetický obsah ztracený při samotné výrobě může dosahovat až 40 % (pro porovnání při stlačování plynu tvoří ztráty asi 10 % celkového obsahu energie) [51].

Další tradiční metodou uchovávání vodíku je kryo-stlačování, kdy se zkombinují obě výše zmiňované metody. Vodík je tedy zkapalněn a stlačen pod vysokým tlakem (-253 °C a přetlak 30 MPa). Této energeticky náročné metody se využívá pro snížení ztrát způsobených kontinuálně se odpařujícím vodíkem při udržení vysoké energetické hustoty, která je dokonce větší než běžný zkapalněný vodík. Výhody tkví ve zvýšené době, po kterou můžeme vodík uchovat a v možnosti využívat tyto nádoby jak pro stlačený, tak pro zkapalněný plyn. [50]

3.3 Skladování v hydridech kovů

Některé sloučeniny za zvýšené teploty a tlaku dokáží při reverzibilním procesu absorbovat vodík. Tyto pevné látky, v tomto konkrétním případě hydridy některých kovů, přináší značné výhody oproti konvenčnějším metodám jako je stlačování nebo zkapalňování. Jednou z nich je vysoká gravimetrická kapacita (5–7 hm. %), pokud kovy vystavíme vysoké teplotě (nad 2500 °C). Díky silným vazbám mezi kovem a vodíkem jsou pro jeho uvolnění potřeba teploty 120–200 °C. Hydridy vhodné pro uchovávání vodíku se vyznačují nízkou reaktivitou a vysokou hustotou uloženého plynu. [48]



Obrázek 3.2 – schéma principu ukládaní vodíku do hydridů kovů [48]

Principem vzniku hydridů je chemisorpce. Ta funguje tak, že molekula vodíku je nejdříve rozložena na povrchu pevné látky, a potom difunduje do kovového materiálu. Pro zhodnocení vhodnosti materiálu pro skladování vodíku je nutné zabývat se nejen závislostí absorpce na termodynamických vlastnostech, ale i kinetikou procesu. Jelikož absorpce je exotermický a desorpce endotermický proces, je vhodné chlazení resp. ohřívání důležité pro udržení reakční kinetiky [50]. Podle druhu přitažlivých sil působících na atomy pak dělíme jednotlivé druhy hydridů na intersticiální, iontové a kovalentní.

Iontové hydridy jsou takové, kde dominantní vazba je iontová a jsou jimi soli jako NaH, LiH… typické iontové hydridy bývají termicky stabilní při uvolňování vodíku, výjimku tvoří hořčík. Ten je totiž z části iontový a z části kovalentním hydridem. Iontové hydridy jen velmi těžko nacházejí využití z důvodu vysokých teplot a tlaků nutných pro uvolnění vodíku. V intersticiálních hydridech jsou atomy zachyceny v intersticiálních polohách krystalické mřížky základního kovu. Výhodné jsou jejich vlastnosti z hlediska reverzibility, jelikož ta probíhá již za normálních podmínek, nevýhodou je jejich nízká kapacita, kdy nejvyšší naměřená hodnota dosahovala 3 hm. %. Kovalentní hydridy jako MgH_2, AlH_3, borohydridy a odvozené látky jako aminy jsou v dnešní době nejvíce zkoumanou skupinou hydridů. Z hlediska vlastností spojují vysokou kapacitu (až 9 hm. %) se schopností uvolňovat vodík i při pokojové teplotě. [50]

Hydridy lehkých kovů se skládají většinou ze dvou prvků, z nichž jeden je alkalický nebo vzácný kov a tvoří stabilní hydridy, kdežto druhým prvkem bývá přechodný kov tvořící nestabilní hydridy. Použitým přechodným kovem bývá velmi často nikl, jelikož má výborné katalytické vlastnosti pro disociaci vodíku [51]. Největší pozornosti z nich se dostává hydridu MgH_2, jeho nízká cena a dobré vlastnosti (gravimetrická kapacita 7,6 hm. %) vybízely k jeho využití jakožto ukládacího média [52]. Vysoké teploty nutné pro uvolnění H_2 ovšem znemožňují průmyslové využití této technologie. V současnosti probíhá výzkum, kdy za použití vhodných katalyzátorů a strukturních změn v materiálu lze snížit teplotu nutnou pro hydrogenaci a zároveň zrychlení celého procesu [53].

Největšími omezeními hydridů je fakt, že bouřlivě reagují spolu s vlhkým vzduchem, jsou náročné na manipulaci a recyklaci, jelikož způsobují podráždění kůže a očí a s každým cyklem se v nich hromadí nečistoty. Nečistoty snižují životnost celé nádoby, jelikož zanášením snižují kapacitu uskladnitelného H_2 [48].

3.4 Využití kyseliny mravenčí

Tato nejjednodušší karboxylová kyselina, která se v přírodě běžně nachází v tělech malého hmyzu jako jsou mravenci nebo včely, se dá využít i k ukládání vodíku. Proces tkví v katalytické hydrogenaci CO_2, kdy jako katalyzátory jsou použity kovy VIII. skupiny jako Pd, Rh, Ru, Ni. Základní myšlenkou je vytvoření celého hospodářství HCOOH, ta bude fungovat jako vodíkový vektor, tedy oxid uhličitý vznikající při uvolňování H_2 bude opět použit při výrobě kyseliny mravenčí. Gravimetrická kapacita HCOOH při pokojové teplotě a atmosférickém tlaku je 4,3 hm. % [48]. Výhodou je, že reakce neprobíhá za extrémních podmínek a spotřebovává se při ní CO_2, ovšem notnou překážkou je neexistující infrastruktura jak pro kyselinu mravenčí, tak pro účinné zachycování skleníkových plynů, jež jsou vstupním produktem [54]. Celý koncept by probíhal dle následující reakce:

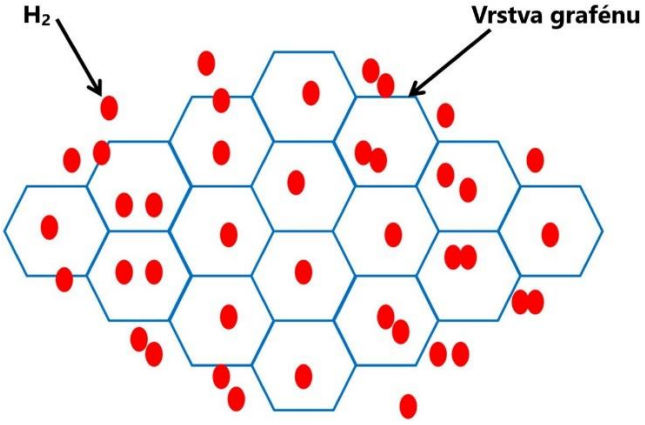
$$CO_2 + H_2 \leftrightarrow HCOOH \tag{3.1}$$

3.5 Fyzisorpce vodíku na uhlíkové materiály

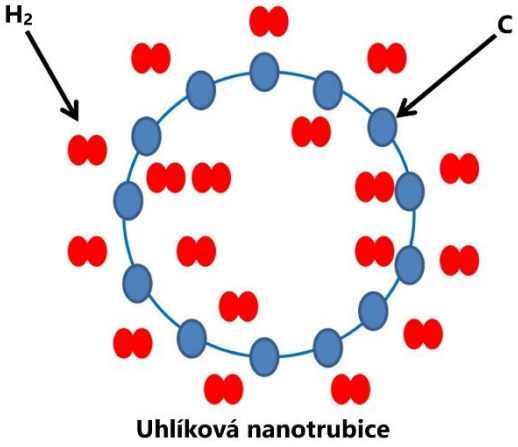
Fyzisorpce je proces slabé adsorpce molekul H_2 na povrch materiálu, konkrétně v případě uhlíku jsou drženy slabými Van der Waalsovými silami. Všeobecně se jedná o materiály s nízkou hustotou, ale velkým povrchem jako jsou uhlíková pěna, uhlíkové nanotrubice, aerogely, fullereny atd. Uhlíkové nanostruktury v laboratorních podmínkách dosahují velmi dobrých výsledků z hlediska množství adsorbovaného vodíku, kdy nejvyšší hodnoty dosahovaly až přes 60 hm. % při pokojové teplotě a tlaku 110 atm [55].

Fullereny se skládají z pětiúhelníkových a šestiúhelníkových struktur tvořících kulový tvar molekuly C_{60}. Základní myšlenkou je použít tyto struktury jako klece ke skladování vodíku. Při běžných podmínkách by bylo nevhodné skladovat vodík v takovýchto podmínkách, ale vysoká energie potřebná na překonání energetické bariéry stabilizuje vodík uvnitř fullerenu. Ukládání atomů H_2 probíhá za vysokých tlaků nebo pomocí laserové excitace. Ukládání většího množství vodíkových atomů do fullerenových klecí se však stále ukazuje být velkou překážkou. Někteří vědci dokonce argumentují, že díky vysoké energii velkého množství vodíku uvnitř C_{60}, je možné uložit pouze jednu molekulu. Jiné studie ukázaly možnost uložení 23–25 vodíkových molekul [56]. Klec obsahující 29 molekul H_2, což je největší možné množství na molekulu C_{60}, má gravimetrickou kapacitu 7,5 hm. % [56]. Nezávisle na mechanismech ukládání či uvolňování H_2 je uchovávání vodíku ve fullerenu stále velice nevýhodné. Byly tedy zkoumány metody vylepšení gravimetrické kapacity C_{60} a pomocí kombinace elektrochemického dopování, chemického dopování a laserové desorpce bylo dosaženo jejího zvýšení na přibližně 8 hm. % [56].

Dalšími dvěma zkoumanými způsoby jsou uhlíkové nanotrubice a grafén. Uhlíkové nanotrubice s jednoduchou nebo násobnou strukturou stěn mají přibližnou kapacitu 6 hm. % [48]. Jejího zvýšení lze docílit dopováním atomy alkalických kovů, kdy dopování lithiem vykazuje kapacitu 20 hm. % a draslíkem 14 hm. %, ovšem výsledný produkt je chemicky nestabilní (dopování K) nebo pro udržení vyžaduje vysoké teploty (dopování Li) [48]. Grafén pracuje na základě interakce mezi vodíkem a atomy uhlíkové vrstvy. Vodík je mezi nimi uložen a uvolňuje se za zvýšených teplot okolo 450 °C [48]. Vzájemnou interakci lze ovlivňovat změnou vzdáleností mezi vrstvami nebo změnou jejich ohybu. Metoda je výhodnější než využití uhlíkových nanotrubic, jelikož je levnější a jednodušší k realizaci.



Obrázek 3.4 – schéma ukládání vodíku v grafénu [48]

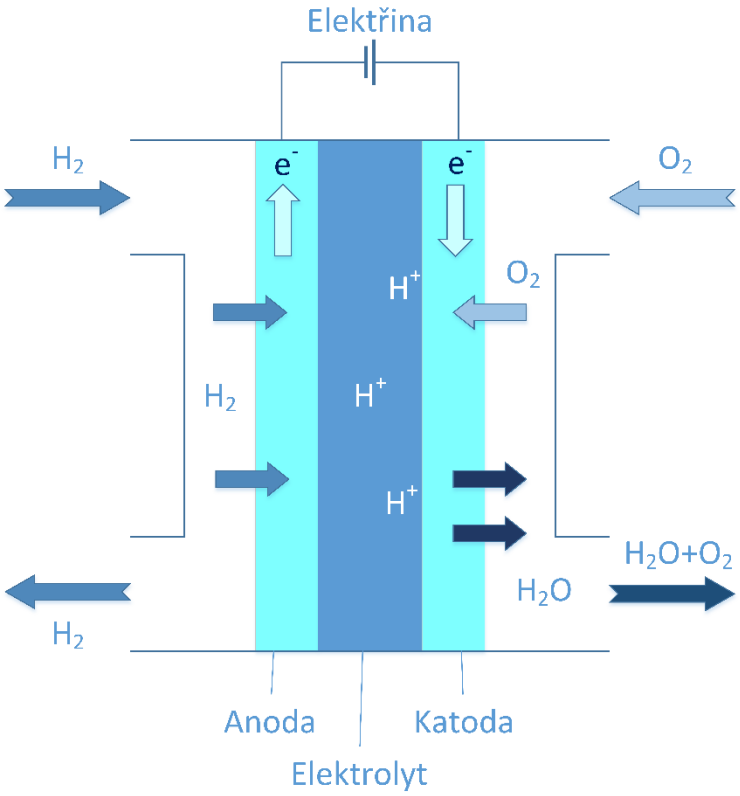


Obrázek 3.3 – schéma ukládání vodíku v uhlíkové nanotrubici [48]

4 Palivové články a mikrokogenerace

4.1 Palivové články

Jednou z fundamentálních součástí vodíkového „ekosystému“ v souvislosti s elektrochemickými přeměnami je bezpochyby palivový článek. Jeho princip je velice jednoduchý, jedná se totiž v podstatě o obrácený elektrolytický proces. Reakcí H_2 a O_2 vzniká voda a uvolňuje se energie. Jednoduchost má svou výhodu i ve velké účinnosti palivového článku, jelikož se jedná o přímou přeměnu energie, tak může dosahovat i hodnot okol 60 % [57]. Ta se na rozdíl od spalovacích motorů neliší s velikostí zařízení, což umožňuje výtečnou modularitu, a tedy i možnou změnu instalovaného výkonu. Malá zařízení s vysokou účinností navíc významně podporují myšlenku malých ostrovních energetických provozů. Je nutno však zmínit, že při reálných aplikacích je účinnost zřídkakdy takto vysoká a závisí na zatížení (kdy čím menší zatížení tím větší je účinnost) a konkrétním typu použitého článku [14]. Těch existuje celá řada, jejich princip je ovšem téměř totožný, kdy největší rozdíl bývá v použitém elektrolytu. Kromě něj se liší v provozních teplotě, účinnosti, aplikacích a v neposlední řadě také ceně.



Obrázek 4.1 – schéma palivového článku

Schéma zobrazuje základní části palivového článku, jimiž jsou anoda, katoda, elektrolyt a extérní elektrický obvod. Přiváděný vodík se disociuje na anodě, kde se rozkládá na kladné ionty a záporné elektrony. Na katodě je naopak redukován kyslík a po reakci s vodíkovými ionty vzniká voda, díky rozdílu potenciálů uvolněné elektrony protékají vnějším obvodem, zatímco kladné ionty prostupují skrze elektrolyt.

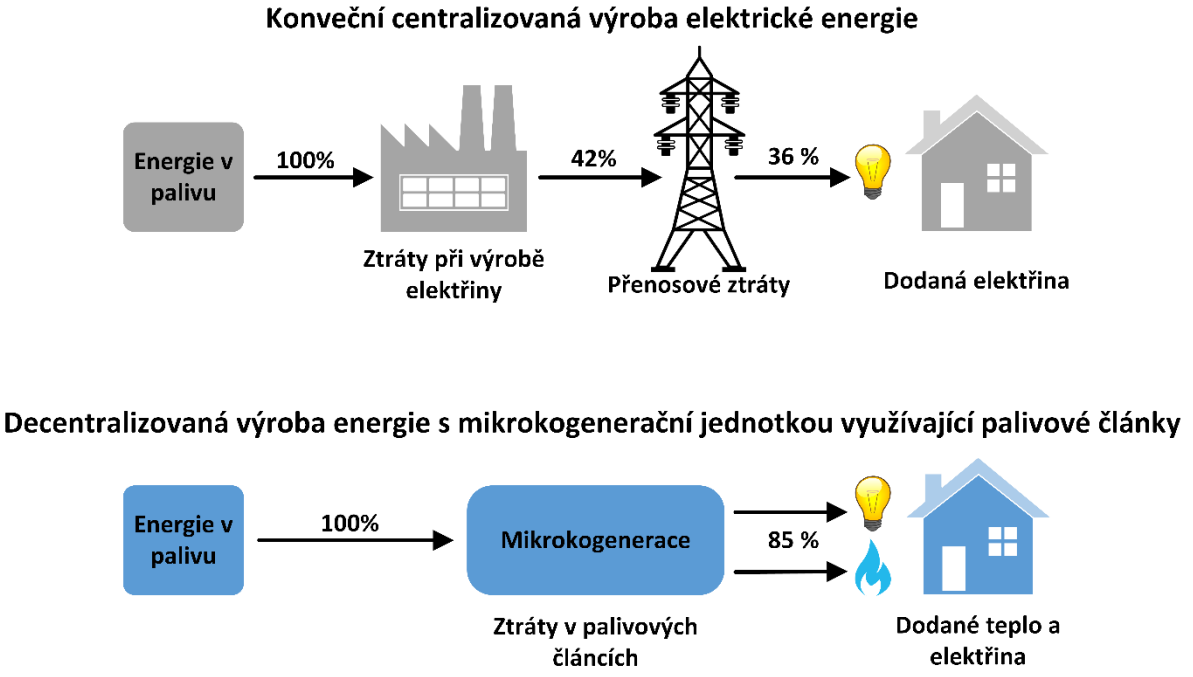
Tento druh palivového článku s kyselými elektrolyty nebo polymerními membránami, které umožňují průchod jen kladně nabitým iontům H^+ se nazývají PEMFC (palivové články s protonovou výměnnou membránou). Je tedy patrná jasná analogie mezi technologií palivových článků a elektrolýzou (PEM elektrolýza). Výhoda tohoto druhu palivových článků spočívá v jejich flexibilitě, vysoké účinnosti, nízké provozní teplotě, jednoduchosti a bezpečnosti, proto se o nich mluví nejvíce v souvislosti s použitím v dopravě. Jejich většímu rozšíření nebo konkurenceschopnosti však stále brání vysoká cena, která je způsobená použitím drahého platinového katalyzátoru. Alkalické palivové články (AFC) jsou významné především nízkými náklady na jejich výrobu, jelikož jak elektrolyt (KOH), tak katalyzátor (Ni) jsou běžně dostupnými materiály. Jejich velkou nevýhodou je však fakt, že operují pouze s čistým vodíkem a kyslíkem, jsou citlivé na znečištění a mají krátkou životnost. Proto jsou používané při pozemských aplikacích pouze zřídka a užití nalézají především ve vesmírných programech. Nejvíce vyspělou a komerčně používanou technologií jsou palivové články s kyselinou fosforečnou (PAFC). Jsou často využívané při kombinované výrobě elektřiny a tepla (KVET) a pracují při středně vysokých teplotách. Jejich výhodou je, že nevyžadují pro svou funkci čistý vodík ani kyslík a ani CO_2 nemá na PAFC negativní efekt, nevýhodou ovšem je opět vysoká cena spojená s metodami výroby a použitím platinového katalyzátoru. Dalším druhem vhodným pro kogeneraci a kombinované systémy jsou vysokoteplotní palivové články. Mezi ty se nejčastěji řadí palivové články s tavenými uhličitany (MCFC) a s tuhými oxidy (SOFC). Jejich výhody a nevýhody jsou úzce spojené s vysokými provozními teplotami, tedy dlouhá doba najíždění a odstávky spojená se zahříváním a ochlazováním systému, na druhou stranu nízké náklady na údržbu, tichost a spolehlivost znamenají, že se například o SOFC mluví v souvislosti s napájením venkovských oblastí, které nemají možnost připojení k síti [14], [58], [59]. Vlastnosti všech zmíněných typů článků shrnuje následující tabulka.

Tabulka 3 – porovnání jednotlivých druhů palivových článků [58]

	PEMFC	**SOFC**	**AFC**	**DMFC**	**PAFC**	**MCFC**
Elektrolyt	protonová výměnná membrána (pevná látka)	keramika (pevná látka)	KOH (kapalina)	protonová výměnná membrána (pevná látka)	H_3PO_4 (kapalina)	Tavené uhličitany (kapalina)
Provozní teplota	50–100 °C	600–1000 °C	90–100 °C	60–200 °C	150–200 °C	600–700 °C
Palivo	čistý H_2	H_2, CO, CH_4 a další uhlovodíky	nejčistší H_2	CH_3OH	H_2, málo CO CH_3OH	H2, CO, CH4, další uhlovodíky
Účinnost s kogenerací	70–90 %	<90 %	>80 %	80 %	>85 %	>80 %
Rozsah výkonů	1 W-100 kW	1 kW-2 MW	1kW-100kW	1 W-100 kW	200kW-10MW	500kW-10MW

4.2 Kogenerační jednotky s palivovými články

Vzhledem k tomu, že palivové články jsou principiálně jednoduchá zařízení, která mají jen velice málo pohyblivých součástí a jsou relativně tichá, mluví se o nich v souvislosti mikrokogeneračními jednotkami. Kogenerace je definována jako proces získávání tepla a elektrické energie z jednoho palivového zdroje. Jelikož zařízení na výrobu elektrické energie mají vysoký podíl odpadního tepla, tak využití tohoto tepla může zvýšit celkovou účinnosti i přes 90 % [60]. Pokud bychom si tedy představili tento proces aplikovaný na městské prostředí pro jednotlivé rodinné, bytové domy nebo jejich celky (mikrokogenerace), znamenalo by to snížení cen pro zákazníka, spotřeby elektrické energie ze sítě a snížení množství vyprodukovaných emisí. Další nespornou výhodou kogeneračních jednotek využívajících palivové články je jejich vysoká účinnost v přeměně paliva na elektrickou energii, což je dělá ideálními kandidáty pro domácí aplikace. Omezující skutečností jsou ovšem velké investiční náklady, jelikož komerčně dostupná je tato technologie pouze krátkou dobu a není tedy v porovnání se spalovacími nebo Stirlingovým motorem konkurenceschopná. To má změnit jak čím dál tím větší podíl na trhu, tak vývoj nových technologií. Slibně se jeví například nízkoteplotní SOFC, které nevyužívají drahý katalyzátor z platiny. Malé spalovací nebo Stirlingovy motory mající elektrickou účinnost kolem 20–30 % jsou navíc silně závislé na poptávce tepla, tudíž v teplých měsících se jejich využívání stává nevýhodným a všechny výše zmíněné benefity spojené s kogenerací odpadají [61], [62].



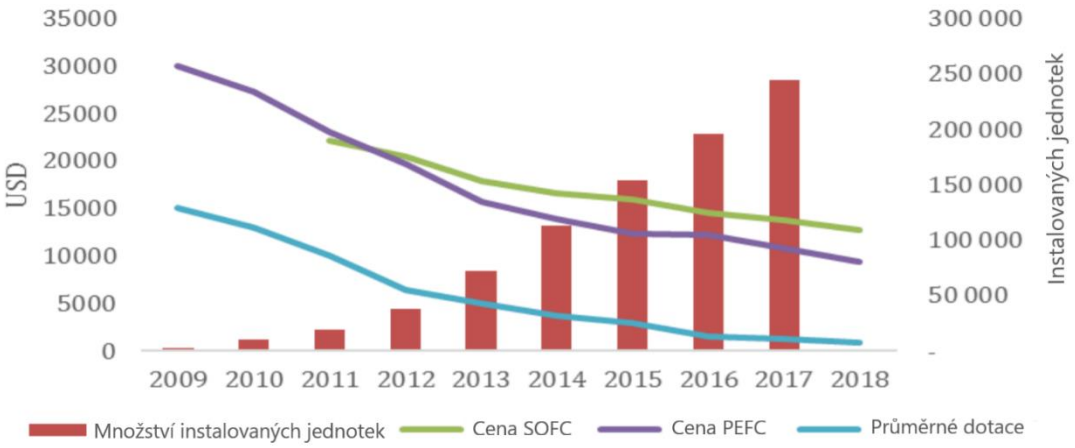
Obrázek 4.2 – schéma výhod kogenerace [61]

Vize do budoucnosti vypadá tak, že první generace palivových článků pro domácí využití by používala jako vstupní surovinu uhlovodíková paliva (methan, propan), která by byla na místě upravována a čištěna jednou z reformačních metod. Druhá generace by ke svému provozu již měla využívat pouze čistý vodík, který by byl do domácností přímo dodáván. K tomuto rozdělení jsou dva hlavní důvody. Prvním je infrastruktura, kdy vodíková je do značné míry neexistující oproti již rozvinuté rozvodné síti zemního plynu. Druhým jsou náklady na výrobu

čistého vodíku z obnovitelných zdrojů. Pokud se ovšem objem prodaných kogeneračních jednotek využívajících palivové články v dalších 10 letech významně zvýší, znamenalo by to i zvýšení množství odebíraného zemního plynu, tedy i růst cen a mohlo by to znatelně ovlivnit vývoj této technologie například i směrem k vodíkové ekonomice. Integrace obnovitelných zdrojů by navíc umožňovala vytvořit dynamický systém, kdy přebytečná elektrická energie by byla přeměňována na vodík a ukládána pro pozdější spotřebu. To by umožňovalo nulové či téměř nulové množství vyprodukovaných emisí, ovšem v současnosti se jedná o značně nákladnou investici. Další možností je využívat solární kolektory nezávisle na kogenerační jednotce, což by taktéž umožňovalo zlepšit účinnost palivového článku a současně snížit množství spotřebovávaného paliva [62].

4.3 Globální rozvoj mikrokogenerace

Komercializace mikrokogeneračních jednotek s palivovými články započala v roce 2009 a od té doby rapidně roste. Největší rozvoj tato technologie zaznamenala v Japonsku, kde již v roce 2012 palivové články s kogeneračními jednotkami svým podílem na trhu (64 %) předstihly spalovací motory. V rámci rozvoje je Japonsko 6–8 let před Evropou a Jižní Koreou, nicméně všechny zmíněné trhy se každý rok přibližně zdvojnásobují [63]. Japonská vláda cílí na 1,4 milionu prodaných jednotek do roku 2020, tato hodnota je ovšem velice optimistickým odhadem, jelikož počítá s větším množstvím instalovaných ročně, nežli za předchozích 9 let a s udržením ročního poklesu ceny jednotek o 12 %. Ty klesly od uvedení na trh o 43 % v případě SOFC a o 70 % v případě PEMFC, pro prodej jednotek v milionových objemech bude ovšem nezbytný další pokles cen. Kromě ceny klesly i počty baterií palivových článků (10–30 %), komponent (10 %), velikost se snížila o 40–60 % a četnost údržby se změnila z 5 na 10 let [64].

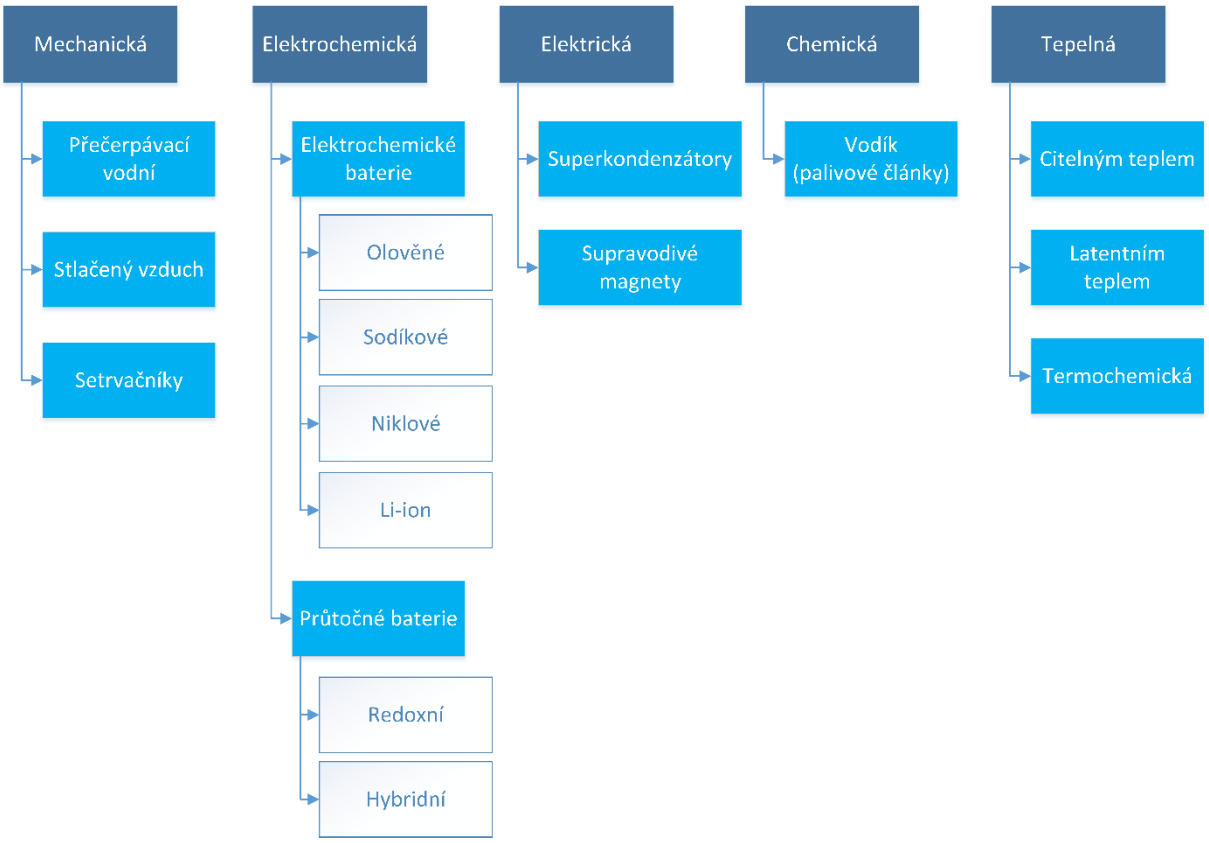


Obrázek 4.3 – množství instalovaných mikrokogeneračních jednotek s palivovými články vyrobených firmou Enefarm mezi lety 2009–2018 [64]

5 Technologie akumulace elektrické energie

V dnešní době je elektřina vyráběna a současně je i spotřebovávána. To znamená, že její výroba musí vždy pokrýt měnící se poptávku, nerovnováha mezi výrobou a spotřebou elektrické energie pak může vyústit v narušení stability sítě v případě jejího nedostatku nebo naopak v případě přebytku k jejímu maření. Aby k nedostatku energie nedocházelo jsou dnešní sítě předimenzované, a tudíž neekonomické, neefektivní a více zatěžující životní prostředí [65]. Stabilitě sítě nenapomáhá ani čím dál tím větší rozvoj obnovitelných zdrojů, jelikož jsou jen velice těžko předvídatelné.

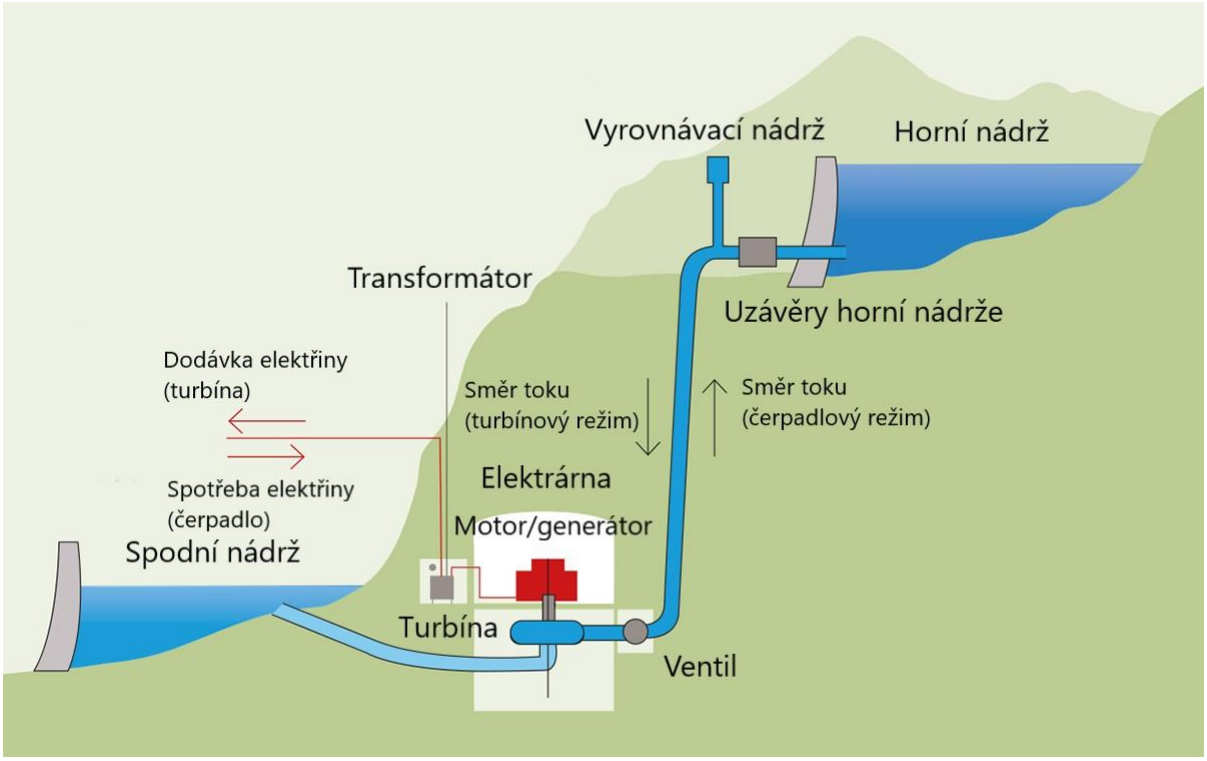
Elegantním řešení všech těchto problémů se zdá být akumulace. Elektřina jako taková však nemůže být ukládána a vyžaduje přeměnu na jiný druh energie. Technologie pro ukládání energie se různí podle požadavků na ně kladených a mohou být různě děleny, například na dlouhodobou a krátkodobou, podle využitého fyzikálního principu nebo dále dle účinnosti, kapacity, počáteční investice a dopadu na životní prostředí. Nejdůležitějším kritériem je, aby byly ztráty při přeměně energie co nejmenší, a proto se hledají nové, inovativní způsoby akumulace. Základní rozdělení dostupných technologií shrnuje následující schéma.



Obrázek 5.1 – přehled dostupných technologií pro skladování elektrické energie [5]

5.1 Přečerpávací vodní elektrárny (PVE)

V současné době je jednou z nejpoužívanějších, nejběžnějších a nejvíce vyspělých metod skladování elektrické energie přečerpávací vodní elektrárna. Jedná se o velké stavby s velkými instalovanými výkony. Princip fungování PVE je založený na potenciální energii vody a je v zásadě velice jednoduchý. Jedná se o dvě nádrže umístěné v rozdílné výšce, kdy v období poptávky po elektrické energii je elektrárna v generátorovém režimu a stéká z horní nádrže do spodní, tou může být jezero nebo i otevřené moře, ale to pouze za předpokladu, že se nachází v blízkosti kopce nebo hory ať již přírodního nebo člověkem vytvořeného. A při přebytku elektřiny je voda čerpána ze spodní nádrže do horní. Množství uložené energie je ekvivalentní množství uložené vody a výškovému rozdílu mezi nádržemi (E_p=mgh). Mezi výhody PVE řadíme vysokou účinnost (65–85 %), dlouhou životnost (30–60 let) spolu s velkou kapacitou (100–1000 MW) a dlouhou dobou po kterou můžeme energii uchovávat. Nevýhodami jsou dlouhá doba realizace projektu (10 let), vysoké investiční náklady, enviromentální dopad a obtížnost najít vhodnou lokalitu s dostatkem vody [5].

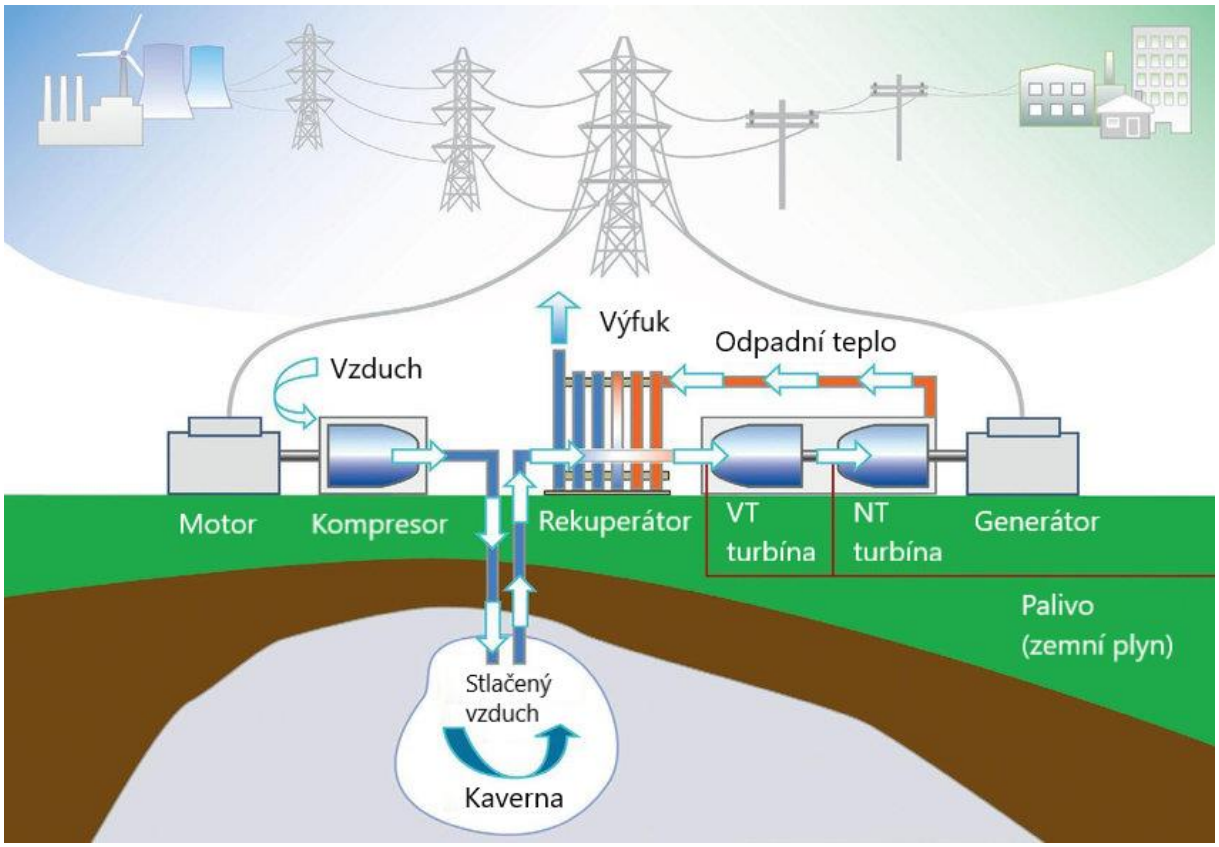


Obrázek 5.2 – princip fungování přečerpávací vodní elektrárny [87]

5.2 Tlakovzdušné akumulační elektrárny (CAES)

Dalším z mechanických systémů využití přebytečné energie je stlačování vzduchu do přírodních nebo člověk vytvořených úložišť. Principem CAES je využití levné elektřiny, v době nízké poptávky, k pohonu kompresoru, kterým je stlačován vzduch a uskladnění tohoto vzduchu po dobu až několika dní. Při špičkovém zatížení sítě je vzduch vháněn do spalovací turbíny, kde se spaluje s palivem a produkuje elektřinu. Výhody CAES jsou do jisté míry podobné výhodám PVE, patří mezi ně vysoká kapacita (50–300 MW) po dlouhé časové horizonty (i přes 1 rok), dále pak rychlé najíždění a vysoká účinnost (kolem 70 %) a životnost kolem 40 let [66].

Nevýhodou je nízká hustota uložené energie (12 kWh/m^3) a provozní náklady spojené se spotřebou paliva [5], [65]. Schéma níže popisuje základní komponenty tlakovzdušného akumulačního systému. Je zřejmé, že všechny jeho součásti jsou již vyspělé, vyzkoušené technologie, ovšem jako celek je CAES stále ve vývoji. Největší posun doznala rekuperace tepla, díky které se zlepšila účinnost z 42 % v počátcích této technologie na nynější hodnoty kolem 70 % [67], [68].

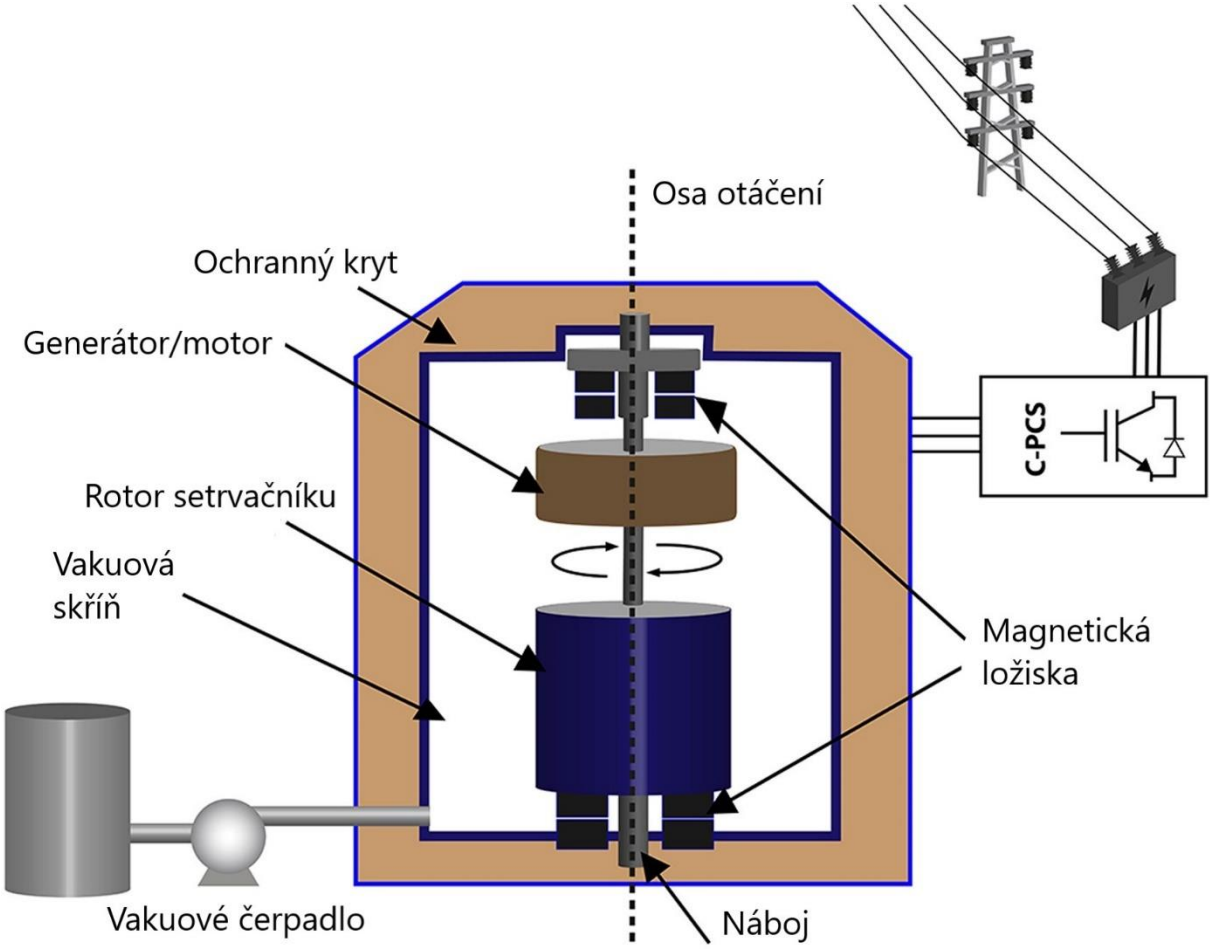


Obrázek 5.3 – schéma tlakovzdušné akumulační elektrárny [88]

5.3 Setrvačníkové akumulátory

Poslední používaný způsob přeměny elektrické energie na mechanickou je pomocí setrvačníků, kdy se elektřina pomocí motoru přeměňuje na kinetickou energii rotující hmoty kolem hřídele uložené na magnetických ložiscích. Uložená energie závisí na rychlosti se kterou se rotor otáčí, proto se běžně dělí na nízkorychlostní (do 6000 ot/min) a vysokorychlostní (do 60000 ot./min) [5]. Od tohoto dělení se odvíjí také maximální množství akumulované energie, doba po kterou ji můžeme uchovávat a investiční náklady. Vysokorychlostní setrvačníky mají menší kapacitu, ale udržují energii po delší časové periody, nízkorychlostní jsou pravým opakem [69]. Setrvačníky mají spousty výhod zahrnující vysokou životnost (15–20 let), vysoký počet provozních cyklů (10000–100000) a vysokou účinnost (nad 85 %). Nevýhodou jsou ovšem velké ztráty způsobené třením, i přestože je snižují protiopatření (magnetická ložiska, vakuum), tak se účinnost s časem zhoršuje (78 % po 5 hodinách, 45 % po jednom dni) z čehož

vyplývá, že setrvačníkové akumulátory nejsou vhodnou technologií pro dlouhodobé použití [5], [69]. Schéma setrvačníkového akumulátoru je znázorněno na obrázku 5.4.



Obrázek 5.4 – schéma setrvačníkového akumulátoru [5]

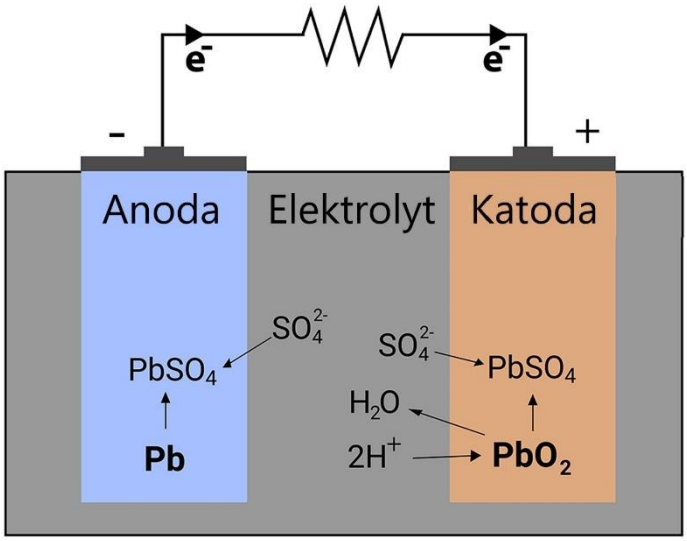
5.4 Elektrochemické baterie

Baterie jsou jednou z nejvyspělejších, nejstarších a nejpoužívanějších technologií, a to jak v průmyslu, tak v domácnostech. Jedná se o dlouhodobé ukládání energie, kdy za pomocí elektrochemických reakcí se přeměňuje elektrická energie na chemickou. Účinnost tohoto cyklu závisí na použitých elektrodách a elektrolytu, ale pohybuje se mezi 60–80 % [69]. Elektrochemická reakce probíhá výměnou iontů mezi kladně a záporně nabitou elektrodou, zatímco vnějším okruhem probíhají elektrony. Toto uspořádání tvoří bateriový článek. V závislosti na zatížení můžeme tyto články řadit buďto sériově nebo paralelně, a tím měnit požadované vlastnosti jako je kapacita nebo napětí.

5.4.1 Olověné baterie

Nejstarší ze všech a stále hojně využívaným druhem baterií jsou olověné články. Ty jsou naskládané a ponořené v roztoku kyseliny sírové, jež slouží jako elektrolyt. Elektrody jsou tvořeny oxidem olovičitým v případě kladných elektrod, v případě záporných čistým olovem. Při vybíjením se obě elektrody přeměňují na síran olovnatý, při nabíjení se mění zpět do počátečního stavu. Elektrochemické reakce ovšem snižují životnost elektrod (1200–1800 cyklů), což tomuto druhu akumulátoru dává životnost 5–15 let. Další jejich nevýhodami jsou špatný výkon

při příliš nízkých nebo vysokých okolních teplotách, nízká specifická energie (30 Wh/kg) a zvýšené nároky na údržbu. Výhodami jsou vysoká účinnost (75–80 %), nízká cena a nízké hodnoty samovybíjení (<0,1 %), což tyto baterie činí vhodnými pro dlouhodobé ukládání energie [70].



Obrázek 5.5 – schéma principu fungování olověného akumulátoru [5]

5.4.2 Sodíkové baterie

Nejčastějším druhem sodíkových baterií je NaS, kdy elektrody tvořeny sodíkem a sírou jsou odděleny elektrolytem, jímž je oxid hlinitý. Anoda (Na) i katoda (S) jsou v tekutém stavu, aby bylo dosaženo optimálních chemických vlastností obou látek. To vyžaduje ovšem vysoké teploty (300–350 °C), tedy je činí nevhodnými pro domácí použití. Dalšími nevýhodami jsou vysoké náklady na provoz, výrobu a bezpečnost (jestliže přijdou obě elektrody do kontaktu hrozí požár nebo exploze). Výhody na druhou stranu činí vysoká energetická hustota (150–240 Wh/kg), vysoká účinnost (75–90 %), dobrá životnost (2500–4500 cyklů). Dalším bonusem je dobrá recyklovatelnost, jelikož všechny použité látky jsou netoxické [5].

5.4.3 Niklové baterie

Relativně levnou, osvědčenou technologií jsou i NiCd akumulátory. Anodu tvoří čisté kadmium, katoda je tvořena hydroxidem kademnatým ($Cd(OH)_2$) a elektrolyt je tvořen vodním roztokem hydroxidu draselného (KOH). Jako jediný druh akumulátoru fungují dobře i za nízkých okolních teplot (-20 až -40 °C), mají vysokou energetickou hustotu (50–75 Wh/kg) a vysokou životnost (2000–2500 cyklů). Nevýhodami jsou tzv. paměťový efekt (snižující se kapacita při nabíjení ne zcela vybité baterie), účinnost (60–70 %) a negativní dopad na životní prostředí díky využívání jedovatého kadmia. V rámci obnovitelných zdrojů se tedy nejedná o vhodný druh akumulátoru a jeho spotřební využití je i od roku 2006 v EU zakázáno [5], [66].

5.4.4 Li-ion baterie

Lithium ionové baterie byly původně zamýšleny pro malá přenosná zařízení, ale čím dál tím více se rozšiřují i do oblastí jako je doprava nebo v rámci stacionárních aplikací. U tohoto

druhu baterií se katoda skládá ze sloučenin lithia ($LiCoO_2$, $LMnO_2$…), anoda bývá často z grafitu (C) a elektrolyt bývá tvořen bezvodým organickým roztokem, ve kterém jsou rozpuštěny lithiové soli. Při nabíjení se ionty Li^+ pohybují směrem k anodě tvořené grafitem, při vybíjení probíhá opačný proces. Díky vysoké energetické hustotě (80–200 Wh/kg), účinnosti (90–97 %) a nízkým nárokům na údržbu jsou Li-ion baterie stále objektem dalšího výzkumu a vývoje. Ovšem jejich životnost závisející na provozních teplotách, bezpečnostní rizika spojená s hořlavými elektrolyty a křehkostí této technologie stále vyvolávají pochybnosti o ekologičnosti tohoto typu baterií [5], [70].

5.5 Průtočné baterie

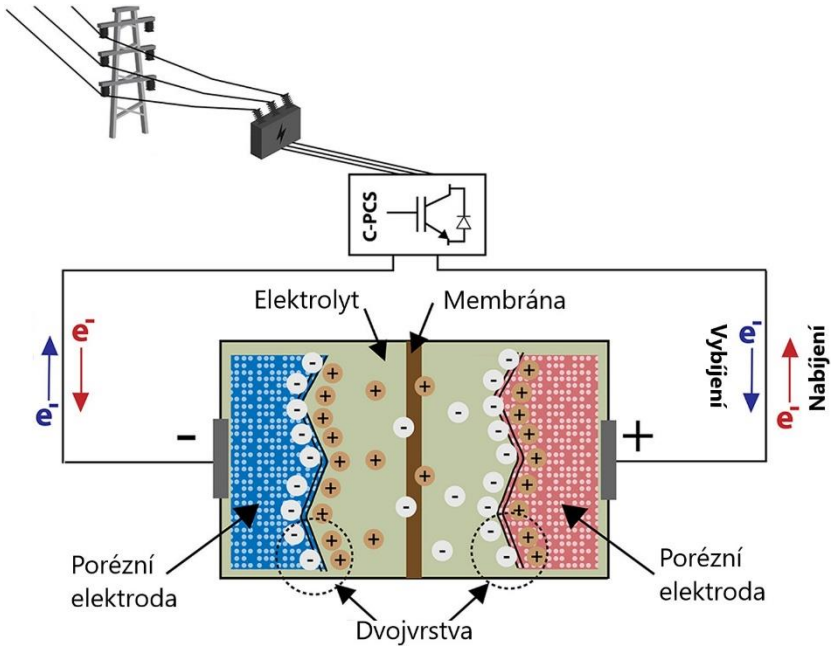
Jedná se poměrně novou metodu uchovávání energie v rámci velkých stacionárních aplikací. Ukládání energie je založeno na základě rozpouštění iontů v tekutých elektrolytech. Existují dva druhy těchto baterií, a to redoxní a hybridní. U redoxních baterií jsou obě tekutiny uloženy v rozdílných extérních nádržích a v případě potřeby jsou pumpovaný skrze elektrochemický článek, který přeměňuje chemickou energii přímo na elektrickou. U hybridních baterií je oproti redoxním jen jedna extérní nádrž, jelikož druhé médium je vždy uchováváno v elektrochemické jednotce. Příkladem hybridní baterie je zinko-bromidová (Zn-Br), kdežto vanadiová baterie je příkladem redoxní. Výhodami jsou vysoká energetická hustota, vysoký rozsah provozních teplot, vysoká účinnost, nízké provozní náklady a dlouhá životnost. Vysoké investiční nároky a technologická náročnost ovšem tuto technologii předurčují pouze pro velkokapacitní využití [66].

5.6 Superkondenzátory

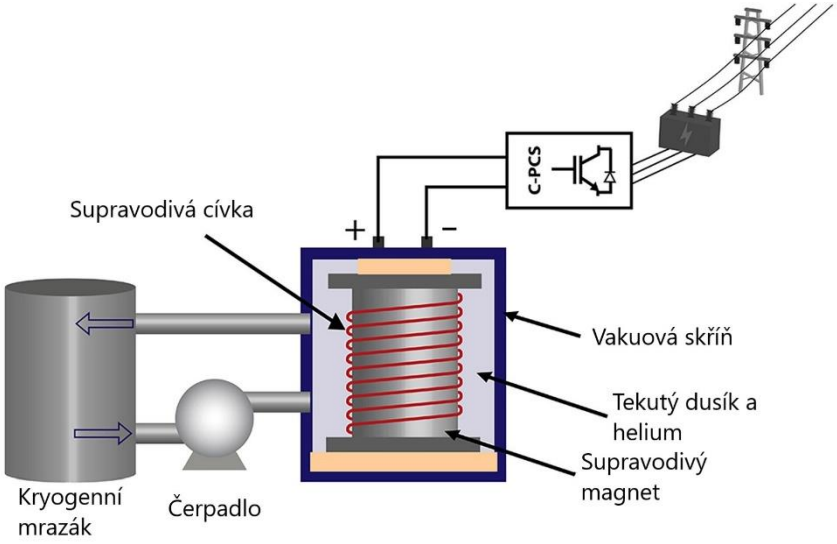
Superkondenzátory jsou elektrochemické kondenzátory s energetickou hustotou až několikasetnásobně vyšší nežli konvenční kondenzátory. Energie je uchovávána mezi dvěma nabitými deskami. plocha elektrod je v porovnání s obyčejnými kondenzátory výrazně větší, a to díky využití tekutého elektrolytu a polymerové membrány namísto izolantu. Dalšími velkými výhodami jsou vysoká energetická hustota, vysoká účinnost (kolem 95 %), vysoká živostnost (desetitisíce cyklů nabití/vybití). Nevýhodami jsou vysoká cena a vysoké ztráty samovybíjením [3], [65].

5.7 Supravodivé magnety

Supravodivé magnetické systémy (SMES) jsou poměrně mladou technologií, jež využívá fyzikální vlastnosti některých kovů, kdy snížením teploty pod určitou kritickou hodnotu téměř přestanou klást elektrický odpor. Elektrická energie je uchovávána v magnetickém poli cívky po tak dlouhou dobu, po jakou je aktivní chlazení (v případě běžně používané sloučeniny NbTi je to okolo -270°C). Výhodami jsou obrovská účinnost (~97 %), která je způsobena faktem, že nedochází k přeměně elektřiny na jiný druh energie, rychlá odezva a vysoký počet provozních cyklů (100000). Nevýhodami jsou investiční a provozní náročnost, jelikož je třeba udržovat vhodnou teplotu pro supravodivost materiálů a také možný enviromentální dopad, jelikož silná magnetická pole mohou negativně působit na živé organismy [65], [69].



Obrázek 5.7 – schéma superkondenzátoru [5]



Obrázek 5.6 – schéma SMES [5]

5.8 Akumulace energie do tepla (TES)

Ukládání energie do tepla je jednou z nejběžnějších a nejdůležitějších metod akumulace. Získané teplo může mít spoustu různých využití od topení a chlazení po výrobu TUV nebo elektřiny. Mezi tři hlavní v dnešní době využívané metody patří využívání citelného tepla (změna teploty materiálu), latentního tepla (změna skupenství materiálu), termochemického tepla (změna chemické struktury materiálu). Dalším dělením tepelných systémů je na nízkoteplotní a vysokoteplotní. Nízkoteplotními obecně nazýváme systémy, kde provozní teploty dosahují hodnot do 200 °C a řadí se tam vytápění a chlazení budov, solární ohřev vody nebo ohřev vzduchu. Vysokoteplotní systémy jsou naopak využívané spíše v průmyslovém měřítku a jsou většinou využívané v rámci obnovitelných zdrojů energie (využívání odpadního tepla, solární termální elektrárny…) [69].

5.8.1 Akumulace do citelného tepla

Ukládání tepla v této formě se neprojevuje změnou fáze materiálu, ale pouze změnou jeho teploty. Množství uloženého tepla tedy především na měrné tepelné kapacitě materiálu a jeho celkovém množství [68]. Nejběžnější používané materiály zahrnují beton, keramiku, kameny a roztavené soli. V některých případech mohou být využity i některé druhy odpadů [71]. Ukládání energie do citelného tepla je poměrně finančně nenáročnou a z hlediska životního prostředí přívětivou metodou umožňující designově nenáročné stavby. Účinnost těchto systému je různá a pohybuje se mezi 50–90 % [66].

5.8.2 Akumulace do latentního tepla

Akumulace energie do latentního tepla zvyšuje energetickou hustotu materiálu využívá tzv. „phase change materials“ (PCM). Při ukládání tepla mění materiál svoje skupenství (nejčastěji z pevného na kapalné) a téměř nemění svoji teplotu. Ovšem často nastávají problémy se stabilitou spojenou s mnoha provedenými cykly, s tepelnou vodivostí někdy i se segregací jednotlivých fází [72]. Mezi nejčastěji využívané materiály v těchto systémech řadíme jak organické materiály (parafíny, estery, glykoly), neorganické (hydráty solí, kovy, slitiny) [69]. Celkové dosahované účinnosti se pohybují mezi 75–90 % i v rámci sezónního použití. Avšak PCM systémy jsou zatím pouze ve fázi vývoje nebo demonstračních projektů [66].

5.8.3 Termochemická akumulace

Nejdůležitějším požadavkem pro termochemickou akumulaci je reverzibilita prováděné reakce, kdy při endotermické reakce je teplo uloženo a při exotermické je uvolněno. Při „nabíjení“ je tepelná energie využita k disociaci dané chemické látky na určité množství produktů, tyto produkty jsou skladovány vzájemně odděleně. Jestliže nastane poptávka po teple, jsou produkty opět smíchány dohromady, reagují spolu a vytváří původní reaktant za uvolnění uložené energie. Materiály testované pro toto využití zahrnují hydridy kovů (MgH_2 a CaH_2), hydroxidy ($Mg(OH)_2$ a $Ca(OH)_2$) nebo oxidy(BaO_2 a Co_3O_4) a jejich energetická hustota je 5krát až 10krát vyšší než u akumulace do latentního a citelného tepla [69]. Systémy vykazují vysokou účinnost 75–100 %, jsou ovšem stále ve fázi vývoje [66].

5.9 Porovnání jednotlivých metod akumulace energie

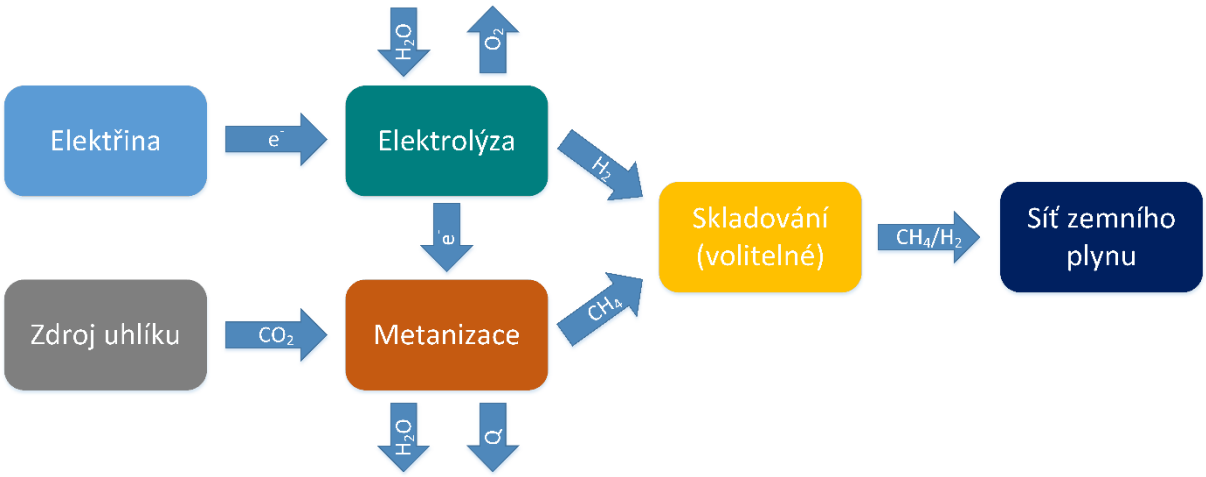
Tabulka 4 – přehled vybraných metod akumulace energie [3]

Technologie	Účinnost [%]	Vývoj	Náklady [€/kW]	Výhody	Nevýhody
Superkon-denzátory	85–98	Ve vývoji	200–1000	Dlouhá život-nost, vysoká účinnost	Nízká energetická hustota a korozivita sloučenin
Niklové baterie	60–91	Dostupné	200–750	Vysoká hustota energie a účin-nost	NiCd je toxický, NiZn, NiMH a NA-$NiCl_2$ vyžadují recyklaci
Lithiové baterie	90–100	Dostupné	150–250	Vysoká hustota energie a účin-nost	Vysoká cena Li, nut-nost recyklace, roz-pouštědla polymerů a uhlíku musí být zinertizována
Olověné baterie	60–95	Dostupné	50–150	Nízké náklady	Olovo vyžaduje recyklaci
Průtočné Baterie (Va)	85	Raná komercializace	1280	Vysoká kapacita	Nízká energetická hustota
NaS baterie	>86	Dostupné	170	Vysoká hustota energie a účin-nost	Vysoká výrobní cena, Na vyžaduje recyklaci
PVE	75–85	Dostupné	140–680 m pro 1000 MW	Vysoká kapacita, relativně nízká cena za jednotku kapacity	Narušuje biomy volně žijících živočichů
CAES	80	Dostupné	400	Vysoká kapacita, relativně nízká cena za jednotku kapacity	Problematické zajiš-ťování skladovacích prostor
Setrvačník	90	Dostupné	3000–10,000	Vysoké výkony	Nízká energetická hustota
SMES	97–98	Vyvinuto do 10 MW, po-tenciální nárůst do 2000 MW	350	Vysoké výkony	Zdravotní dopady na živé organismy
H_2 palivový článek	25–58	Výzkum a vývoj	6000–30,000	Dlouhodobé skladování, různé typy článků pro různé aplikace	Cena katalyzátoru nebo zpracování vstupních surovin

6 Power to gas

Základem chemické přeměny elektrické energie na výhřevný plyn (Power-to-gas, zkráceně PtG nebo P2G) je elektrolýza (viz kapitola 2.3.1). Primárním produktem vyrobeným tímto způsobem je vždy vodík, avšak za předpokladu přítomnosti zdroje plynných oxidů uhlíku (CO, CO_2) můžeme za pomoci katalytické reakce vyrábět syntetický zemní plyn (SNG). Plyn pak může být skladován v tlakových nádobách, geologických útvarech nebo může být vtláčen do sítě zemního plynu, a to i v případě vodíku, ovšem pouze do koncentrací nepřesahujících 4–5 %. Kromě ukládání může být vodík dále využíván v palivových článcích, spalovacích motorech (jak stacionární, tak nestacionární aplikace) a i jako surovina pro průmyslové provozy. Za předpokladu vysokého podílu obnovitelných zdrojů, a tedy i častých fluktuací energie v distribuční síti, může být přebytečná elektřina využita právě k výrobě výhřevných plynů, které mohou být buď okamžitě využity nebo uloženy po relativně dlouhé časové horizonty [73]. Dobrá dynamika systému P2G nabízí spoustu výhod z hlediska balancování sítě, ale krom toho propojuje i více sektorů (energetika, distribuce tepla a paliv). Což přesně navazuje na koncepci chytrých sítí, kde základní myšlenkou v rámci udržitelnosti je posun od stávajícího uvažování, kdy jednotlivé sektory jsou vnímány jako oddělené systémy, k vzájemné provázanosti a integraci do jednoho koherentního celku [74].

Celková účinnost celého řetězce počínajícího výrobou elektřiny za pomoci obnovitelných zdrojů až po konečný produkt (H_2) dosahuje 30–40 %, ale díky technologickému vývoji se očekává, že dosáhne 40–50 % do roku 2030. Nízká účinnost je ovšem vyvažována flexibilitou, schopností udržovat energii po dlouhou dobu a absencí omezení z hlediska kapacity zařízení. Navíc se jedná o čistou metodu, která v případě metanizace a zachycování CO_2 může i snižovat množství skleníkových plynů v atmosféře, což ji činí velice konkurenceschopnou. Nevýhodou metanizace je další snížení účinnosti, ovšem metan je snazší jak na přepravu, tak na skladování a má několikanásobně vyšší energetickou hustotu než vodík [73].



Obrázek 6.1 – příklad Power to gas systému

6.1 Metanizace

Pro produkci metanu z obnovitelných zdrojů je zapotřebí další zpracování jak vodíku, tak CO_2. K tomu se využívá tzv. Sabatierova reakce, která spočívá v katalytické hydrogenaci při teplotách 250–400 °C a tlacích 1–80 bar [75]. Vzhledem k tomu, že se jedná o silně exotermní reakci, tak nejvyššího stupně konverze je dosahováno za nízkých teplot, což však zhoršuje reakční kinetiku. Během reakce je spotřebováno 17 % chemické energie vodíku ve formě tepla, tudíž nejvyšší dosažitelná účinnost dosahuje 83 % pokud není uvolněné teplo nijak využito. Kromě vodíku je pro reakci zapotřebí CO_2, nejlépe vysoké čistoty a s vynaložením co nejmenších finančních a energetických nároků. Možných zdrojů oxidu uhličitého existuje hned několik např. spalování fosilních paliv v tepelných elektrárnách, průmyslové procesy, procesy zpracování biomasy, zachycování CO_2 ze vzduchu [76].

6.1.1 Zachycování a ukládání CO_2

Nejvíce zkoumanými zdroji pro zachycování a ukládání oxidu uhličitého (CCS) jsou ty, které již v současné době zpracovávají fosilní paliva a jejich provoz je spojen s uvolňováním značného množství CO_2 do atmosféry. Jsou jimi převážně elektrárenské a průmyslové provozy, jako jsou například ocelárny, cementárny a chemičky, u kterých je parciální tlak CO_2 v proudu spalin značný, a tedy umožňuje dobrou možnost jeho zachycení. Metod pro separaci CO_2 je hned několik, jsou jimi například chemická a fyzikální absorpce, adsorpce, membránové odlučování či kryogenní separace. Se všemi jsou ovšem spojené dodatečné finanční a energetické náklady, které tvoří jednu z mnoha nevýhod CCS. Dalším problémem u takto zachyceného CO_2 je nutnost transportu plynu z míst, kde je zachycován, do závodu, kde probíhá metanizace. A snad největším omezením je skutečnost, že se nejedná o organický zdroj uhlíku. Tím by mohla být biomasa, jelikož při jejím zpracování se uvolňuje oxid uhličitý, jakožto odpadní produkt při spalování, zplyňování nebo fermentaci. Navíc po vyčištění od nežádoucích látek (H_2S) může být do metanizačního reaktoru vháněn i samotný bioplyn, tudíž není nutná investice do sytému CCS, což snižuje celkové náklady. Poslední navrhovanou metodou je separace CO_2 přímo ze vzduchu a jeho následná koncentrace do téměř čisté podoby. Toho se dociluje pomocí různých technologií, kdy nejvýhodnější se zdá využívaní silných zásad jako NaOH nebo KOH. Ovšem díky nízkému parciálnímu tlaku CO_2 ve vzduchu, a tedy vysokým energetickým a finančním nárokům (3000–5000 kWh/tCO_2 a 1000€/tCO_2) se jedná o metodu sice technicky možnou, avšak její využití ve větším měřítku je nepravděpodobné [76], [77].

6.2 Vtláčení H_2 do sítě zemního plynu

Další variantou využití vodíku je přeskočení metanizační fáze a jeho přímé vtláčení do sítě zemního plynu. Množství H_2, které takto můžeme smíchat se zemním plynem závisí na jeho složení, průtoku a dalších parametrech včetně struktury potrubní sítě, koncového využití a v neposlední řadě legislativě. Zákony jednotlivých členských států EU regulují množství vodíku ve směsi H_2–ZP [74]. Ovšem v současnosti se značně liší v závislosti na daném státě a neexistuje jednotný evropský postoj. To znamená značnou divergenci hodnot maximálního povoleného množství čistého vodíku ve směsi se zemním plynem. Již existující P2G zařízení jsou provozovány v rámci demonstračních projektů a nebo se na ně v ojedinělých případech stanovují výjimky [78]. V současné době není v rámci zákonů České republiky umožněno vtlačovat čistý vodík do distribuční sítě zemního plynu. Následující tabulka shrnuje současné limity v několika vybraných evropských zemích.

Tabulka 5 – maximální přípustné množství vtláčeného vodíku do distribučních sítí zemního plynu ve vybraných zemích EU [78]

Přípustné množství vtláčeného H_2 (typicky upravené legislativou)	Objem H_2 ve směsi se ZP	
„Minimální“ koncentrace H_2	0,1 %–0,5 % obj.	IT, LV, SE, UK
„Nízká“ koncentrace H_2	1 %–4 % obj.	FI, AT
„Střední“ koncentrace H_2	do 6 % obj.	FR
„Vysoká“ koncentrace H_2	do 10 % obj	DE
Úroveň H_2 není nijak formálně upravena, ovšem závisí na bezpečnostních limitech s odvoláním se na plynárenský průmysl		BE, BG, DK, ES

Omezení není ovšem jen legislativní, jelikož přidáváním vodíku do zemního plynu vytváříme směs o jiných vlastnostech než původní látka, tak musíme zohlednit několik dalších faktorů. Nejdůležitějším z technických hledisek při využívání jiné směsi plynů v infrastruktuře, než na kterou byla dimenzována, je jejich vzájemná záměnnost. Termín záměnnost v sobě obsahuje celou řadu chemických a fyzikálních vlastností, ve zkratce můžeme říct, že dva plyny jsou záměnné jestliže:

- jej můžeme využívat v navrženém zařízení bez jakýchkoliv změn v jeho nastavení
- mají podobné hodnoty výhřevnosti a hoří stabilně
- spalování je dokonalé a je zajištěna spolehlivá zápalnost

Parametry, podle kterých se povětšinou tyto vlastnosti určují vycházejí z historického vývoje zařízení a z lokálních charakteristik jednotlivých plynů. Hlavními z těchto parametrů jsou Wobbeho číslo a potenciál spalování [79]. Omezení jsou značně závislá na regionu, v Evropě je pro zajištění kvality plynu považováno za dostačující Wobbeho číslo a objem inertních plynů ve směsi [80].

6.2.1 Wobbeho číslo

I přestože mohou mít dva plyny odlišnou hustotu a výhřevnost, tak za předpokladu shody hodnot jejich Wobbeho čísla je tepelný výkon spalovacích zařízení, za předpokladu stejného tlaku, shodný. Jak domácí, tak komerční zařízení jsou většinou nastavena tak, aby nenastaly výrazné provozní změny i přes malou změnu Wobbeho čísla. To se obecně vypočítá jako:

$$W = \frac{Q_R^i}{\sqrt{h}} \; [MJ \cdot m^{-3}] \qquad (6.1)$$

, kde Q_R^i je výhřevnost plynu [MJ/kg] a h je hustota plynu [kg/m^3]. Hodnota Wobbeho čísla je běžně akceptovatelná v rozmezí ±5–10 % od běžné hodnoty. Například spalovací turbíny jsou běžně naladěny, aby pracovaly v rozmezí ±5 % od požadované hodnoty. Nedodržení tohoto rozmezí by vedlo k nedokonalému spalování, nestabilnímu hoření a zvýšení produkce nebezpečného oxidu uhelnatého [79].

6.2.2 Potenciál spalování

Potenciál spalování nebo spalovací potenciál je parametr, který určuje stabilitu plamene při spalování. Slouží k vyjádření spalovacích charakteristik plynů jako je spalovací rychlost,

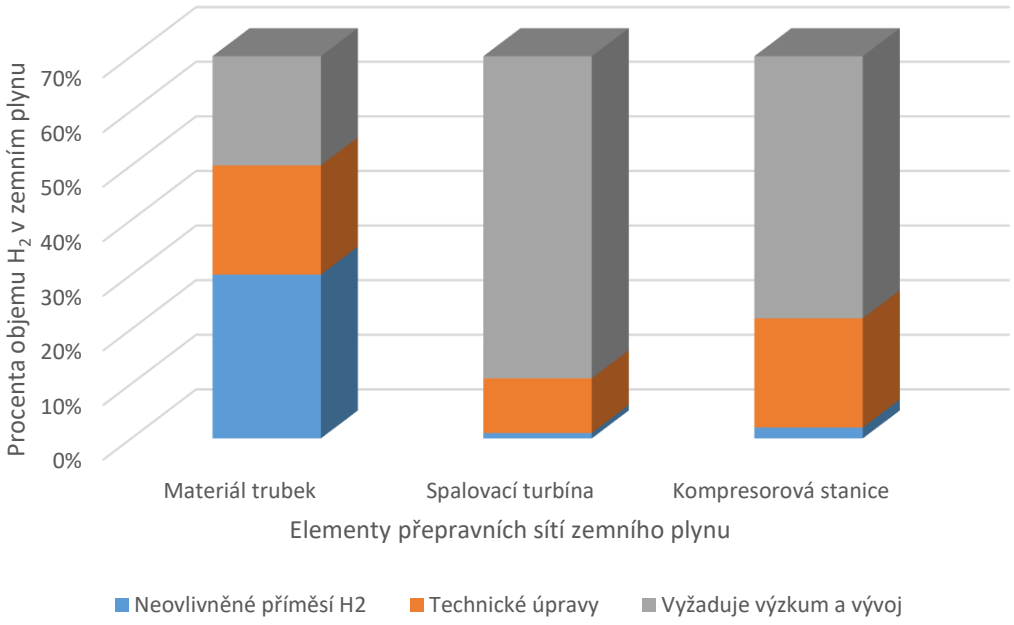
výbušnost a dokonalost spalování. Pokud jsou dva plyny záměnné, tak jsou jejich spalovací potenciály velice blízko u sebe. Spalovací potenciál je definován jako:

$$C = K_1 \cdot \frac{\varphi_H + 0{,}6 \cdot (\varphi_{CO} + \varphi_{CH}) + 0{,}3\varphi_{MET}}{\sqrt{d}} \qquad (6.2)$$

, kde C je spalovací potenciál, K_1 je korekční faktor na obsah kyslíku, φ_{CO} je objem CO, φ_{CH} je objem uhlovodíků kromě metanu, φ_{MET} je objem metanu a d je relativní hustota vzduchu ve směsi plynů [79].

6.2.3 Vliv míšení plynů na infrastrukturu

V rámci plynárenské infrastruktury má příměs H_2 vliv jak na přenos, tak na skladování. V rámci transportu ovlivňuje materiál potrubních sítí, spalovací turbíny i kompresory. Pokud vezmeme v potaz materiálové vlastnosti potrubí, tak příměs 30 % vodíku nijak neovlivňuje, přičemž pokud objem vodíku ve směsi překročí kritickou hranici 50 %, tak materiál trubek selže a přestane plnit svou funkci [74]. Provoz turbín a kompresorů bývá možný mezi hodnotami 10–20 %. Přestože výrobci turbín doporučují, aby hodnoty vodíku byly nízké (1–5 %), tak v případě technických úprav je možné zvýšit kritickou hodnotu objemu vodíku ve směsi až na 10 % [81]. Kompresorová zařízení nevykazují žádné nežádoucí efekty i při 20 % obj. koncentraci vodíku. Při vyšších koncentracích se snižuje energetická hustota směsi a je třeba zajistit zvýšení průtoku plynu pro uspokojení poptávky spotřebitelů. Průtoky jsou však omezeny kapacitou kompresorových stanic. V rámci skladování bylo dokázáno, že příměsi až do 50 % H_2 nezpůsobují vážné problémy nezávisle na metodě skladování [74].



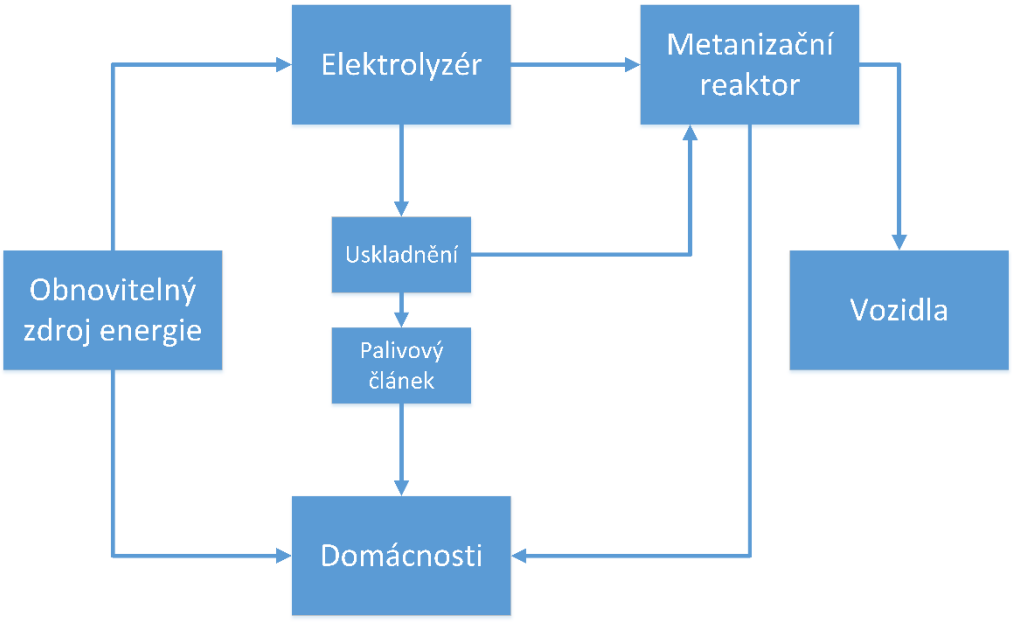
Obrázek 6.2 – citlivost prvků potrubních sítí na objem vtláčeného vodíku [74]

6.3 Zapojení „on-grid“

„On-grid“ systém je takový, který je zapojený do velké, popř. celostátní sítě, ve které hrají významnou roli obnovitelné zdroje. Akumulační P2G jednotka využívá energii přímo z těchto zdrojů nebo ze sítě, pokud je její přebytek. Hlavním úkolem tohoto designu je tedy vyrovnávání a zajišťování rovnováhy v distribuční sítí. Nejjednodušší zapojení tohoto druhu se skládá ze zdroje elektrického proudu (nejlépe obnovitelný zdroj jako voda nebo slunce), elektrolyzéru a jedné z technologií akumulace vodíku, popř. rozvodné sítě [82]. Integrace tohoto systému do již existujících produkčních celků v rámci obnovitelných zdrojů by umožňovalo vyhnout se stávajícím omezením OZE. Stabilizace, možnost souvislé produkce i přes náhlé změny v poptávce a nabídce a velkokapacitní řešení, limitováno jen skladovacím prostorem, dává prostor dalšímu rozvoji obnovitelných technologií. To spolu s implementací chytrých technologií a decentralizací dokonale zapadá do evropské koncepce zvyšování podílu OZE na množství vyrobené elektrické energie [83].

6.4 Zapojení „off-grid“

V odlehlých oblastech, které jsou značně závislé na importu fosilních paliv se jeví ostrovní zapojení jako výhodná alternativa. Jejich cena je totiž značně nestálá a dá se očekávat její růst s poklesem světových zásob. Hojně využívaná k výrobě energie je především ropa a zemní plyn, kdy se do ní nepříznivě promítají i náklady za dopravu. Využívání lokálně dostupných, především obnovitelných zdrojů by mohlo tento problém vyřešit a zároveň snížit enviromentální dopad, zvýšit soběstačnost a bezpečnost. Tyto projekty tedy přispějí nejen ke snižování uhlíkové stopy, ale i k ekonomickému rozvoji a zvyšování kvality života v těchto odlehlých, často rozvojových oblastech. Pro malé sítě je však téměř nemožné vyrábět energii z OZE a nijak ji neukládat, jelikož je tento zdroj nepředvídatelný a nestálý. Využití vodíkového úložiště umožňuje sezónní uchovávání a samostatnou činnost bez potřeby záložního agregátu [84], [85]. Příklad ostrovního zapojení zobrazeno v diagramu 6.1.



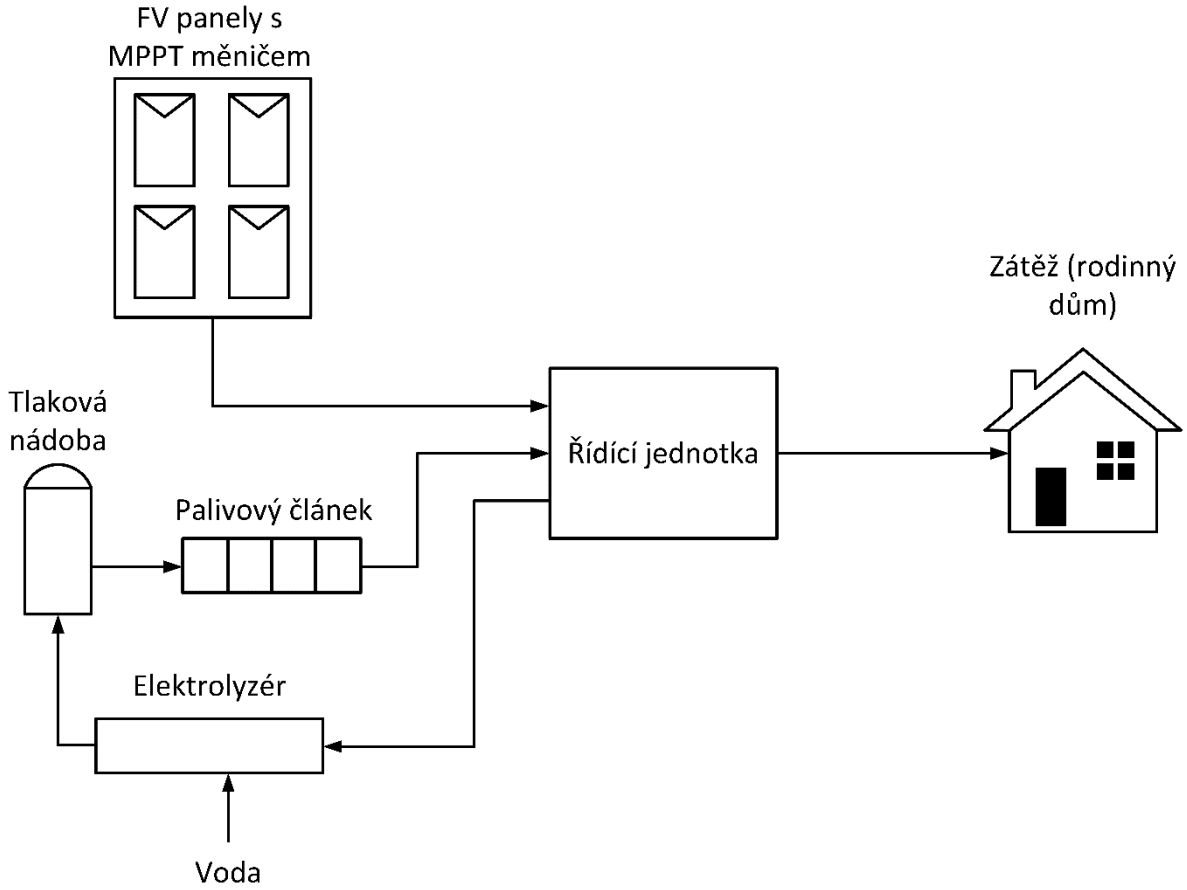
Obrázek 6.3 – příklad „off-grid“ zapojení P2G [83]

7 Návrh akumulační jednotky pro RD

Posledním z cílů práce bylo navrhnout akumulační jednotku pro ostrovní systém v rámci rodinného domu (tzv. „microgrid“). Předmětem návrhu byl modelový pasivní dvojdům v ostrovním provozu, kde veškerá energie pochází z OZE (FV panely) a všechny přebytky vyrobené přes léto jsou využity v zimním období, jedná se tedy o sezónní akumulaci. Byly vytvořeny dva návrhy v několika variantách, které porovnávají akumulaci jak do vodíku, tak do elektrochemických baterií. Množství vyrobené energie bylo spočteno za pomoci programu PVsyst. Tento simulační software umožňuje vyhodnotit výkon fotovoltaických elektráren a činí tak pomocí interpolace dat dostupných z meteorologických stanic v okolí zadaných souřadnic.

7.1 Popis objektu a akumulační jednotky

Data využitá pro simulaci výkonu FV panelů pocházely z meteostanice ČHMÚ nacházející se v Kuchařovicích (48.8760° N, 16.0770° E). Podlahová plochu modelového domu je 250 m^2, zastavěná plocha je 174,218 m^2 a plocha střechy včetně přesahů 274,01 m^2. Střecha je sedlová pod úhlem 30° a k instalaci FV panelů byla využita strana orientovaná na jih. Nebylo uvažováno zastínění okolními objekty. Akumulační jednotka se v první variantě skládá z elektrolyzéru (typu PEM), akumulační tlakové nádoby a palivového článku, taktéž typu PEM. Vodík je stlačován elektrolyzérem na tlak 30 bar a je skladován v tlakové nádobě a v případě potřeby je spotřebováván palivovým článkem. Byl uvažován dostatečný prostor pro tlakovou nádrž, aby nebylo nutné zapojení kompresoru, jež by nadále snižoval účinnost celé sestavy. Ve druhé variantě tvoří akumulační prvek lithiové baterie.



Obrázek 7.1 – schéma navrhovaného zapojení „Power to gas“ jednotky

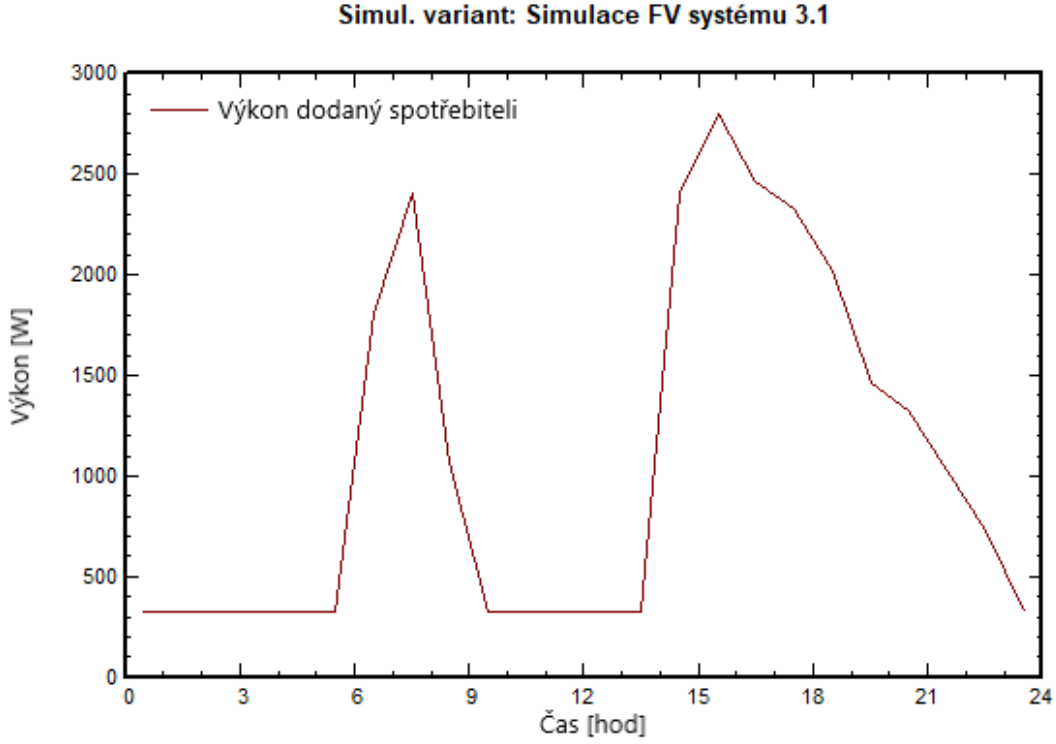
7.2 Metodika

Cílem byl hrubý návrh a následné finanční zhodnocení a návratnosti obou variant. Došlo k několika zjednodušením jako je zanedbání ztrát spojených s některými pomocnými zařízeními nebo rozvody. Výkon solárních panelů byl optimalizován tak, aby vyhovoval celoroční spotřebě. Data určující tuto spotřebu byla převzata z tzb-info.cz [86]. Měrná potřeba tepla na vytápění pro pasivní rodinný dům je 15 kWh/m^2 za rok. Vnitřní podlahová plocha modelového domu je 250 m^2 to znamená, že potřeba tepla na vytápění je 3750 kWh/rok. Nároky na elektrickou energii a spotřebu TUV byly určeny pro celkově dvě domácnosti o čtyřech osobách každá. Komponenty tvořící akumulační jednotku a zdroje tepla byly, berouce v potaz tuto spotřebu, vhodně navrženy. Byly dimenzovány tak, aby postačily i v případě špičkových hodnot spotřeby. Hodnoty shrnující energetické potřeby domu se nacházejí v tabulce 6.

Tabulka 6– spotřeba energií modelového domu

Parametr	**Hodnota**
Potřeba tepla na vytápění	3750 kWh/rok
Potřeba tepla na TUV	6100 kWh/rok
Potřeba energie na osvětlení	1600 kWh/rok
Potřeba energie pro spotřebiče	4600 kWh/rok

Tyto hodnoty byly rozvrženy podle denního profilu spotřeby. Dané profily a zátěž se měnily podle jednotlivých ročních období (např. v zimě delší doba provozu osvětlení). V grafu níže je znázorněný profil nejvyšší špičkové spotřeby během roku, jež sloužila k dimenzování palivového článku.



Obrázek 7.2 – profil denní spotřeby modelového domu

7.3 Vodíková akumulační jednotka

7.3.1 Varianta 10 kWp

Pro prvotní variantu byla zvolena taková maximální plocha FV panelů, na kterou by v případě propojení s distribuční soustavou bylo možné pobírat dotace z programu Nová zelená úsporám (C 3.7) a současně by podle zákona č. 131/2015 Sb., §3 odst. 3 nebylo nutné povolení ERÚ pro provoz této elektrárny. Tento horní limit činí 10 kWp (hodnota špičkového výkonu fotovoltaické elektrárny). Ty by poskytovalo 40 panelů o výkonu 250 Wp každý (Photowatt 250 Wp) a o celkové ploše 65 m^2. K maximalizaci celkového výkonu byl využit měnič Kostal PIKO 10.0 BA. Vodíkové hospodářství tvořil elektrolyzér Nel Hydrogen H2 (2 m^3 H_2 při spotřebě 7,3 kWh/Nm^3), tlaková nádoba a palivový článek PowerCell PS-5 o výkonu 3,3 kW_e (spotřeba přibližně 2,8 Nm^3/h). Hodnoty v tabulce níže byly spočteny využitím již zmíněných údajů, jež pochází z produktových brožur jednotlivých zařízení (Přílohy A–E).

Tabulka 7 – bilance elektrické energie varianty 10 kWp

	Vyrobeno z FV [kWh_e]	Spotřeba [kWh_e]	Na H_2[1] [kWh_e]	Vyrobeno H_2 [m_N^3]	Spotřeba z FC [kWh_e]	Spotřeba H_2 [m_N^3]	Bilance H_2 [m_N^3]
Leden	434,0	581,7	333,0	45,6	480,7	572,3	-526,6
Únor	711,0	525,4	572,0	78,4	386,4	460,0	-381,6
Březen	1038,0	511,1	851,0	116,6	324,1	385,8	-269,3
Duben	1350,0	494,6	1110,0	152,1	254,6	303,1	-151,0
Květen	1470,0	511,1	1197,0	164,0	238,1	283,5	-119,5
Červen	1438,0	475,3	1136,0	155,6	173,3	206,3	-50,7
Červenec	1430,0	491,1	1121,0	153,6	182,1	216,8	-63,2
Srpen	1354,0	491,1	1055,0	144,5	192,1	228,7	-84,2
Září	978,0	506,8	744,0	101,9	272,8	324,8	-222,8
Říjen	723,0	523,3	553,0	75,8	353,3	420,6	-344,8
Listopad	351,0	506,8	261,0	35,8	416,8	496,2	-460,4
Prosinec	280,0	581,7	224,0	30,7	525,7	625,8	-595,1
∑	11557,0	6200,0	9157,0	1254,4	3800,0	4523,8	-3269,4

Z tabulky je patrné, že fotovoltaika samotná pokryje téměř 40 % spotřeby, ovšem ze zbylých 60 % by bylo nutné cca 2/3 energie potřebné pro pokrytí spotřeby čerpat ze sítě. To by bylo nevýhodné jak ekonomicky vzhledem k nákladům na jednotlivá zařízení, tak environmentálně díky vysokému podílu energie odebírané ze sítě. V případě vyššího instalovaného výkonu než 10 kWp a současnému připojení objektu k síti by z důvodu nutnosti povolení od ERÚ a ztráty dotací postrádala zvolená sestava smysl, a proto se práce v dalších případech zabývá již jen variantou ostrovních provozů.

7.3.2 Varianta s vodíkovým kotlem

Druhá varianta byla již navrhnuta tak, aby vyhovovala požadavků na elektrickou a tepelnou energii. Vzhledem k omezené ploše střechy byly zvoleny výkonnější FV panely Sunpower x-22-360 o špičkovém výkonu 360 Wp. Instalovaný výkon fotovoltaické elektrárny je

[1] Množství nespotřebované energie, která je určená k akumulaci

27,72 kWp a panely zabírají plochu 130 m^2. Vyšší výkon vyžaduje výkonnější měnič od (Sunny Tripower 25000TL-30 od firmy SMA) i elektrolyzér (Nel Hydrogen H4 produkující 4 Nm^3 H_2 při spotřebě 7 kWh/Nm^3), výkon palivového článku je dostačující, jelikož se poptávka po elektrické energii nezměnila. Jako zdroj tepla pro přitápění během nejchladnějších dnů v roce byl zvolen vodíkový kotel o výkonu 5,36 kW_t Giacomini CCF01X001 o spotřebě 1,67 m_N^3 při jmenovitém výkonu. Následující tabulky shrnují bilanci elektrické a tepelné energie.

Tabulka 8 – bilance elektrické energie varianty s vodíkovým kotlem

	Vyrobeno z FV [kWh_e]	Spotřeba [kWh_e]	Na H_2 [kWh_e]	Vyrobeno H_2 [m_N^3]	Spotřeba z FC [kWh_e]	Spotřeba H_2 [m_N^3]	Bilance H_2 [m_N^3]
Leden	1232,0	581,7	1099,0	157,0	448,7	376,9	-219,9
Únor	2028,0	525,4	1843,0	263,3	340,4	285,9	-22,7
Březen	2982,0	511,1	2764,0	394,9	293,1	246,2	148,7
Duben	3920,0	494,6	3654,0	522,0	228,6	192,0	330,0
Květen	4312,0	511,1	4007,0	572,4	206,1	173,1	399,3
Červen	4253,0	475,3	3940,0	562,9	162,3	136,3	426,5
Červenec	4230,0	491,1	3909,0	558,4	170,1	142,9	415,5
Srpen	3989,0	491,1	3687,0	526,7	189,1	158,8	367,9
Září	2858,0	506,8	2560,0	365,7	208,8	175,4	190,3
Říjen	2092,0	523,3	1874,0	267,7	305,3	256,5	11,3
Listopad	1010,0	506,8	882,0	126,0	378,8	318,2	-192,2
Prosinec	804,0	581,7	725,0	103,6	502,7	422,3	-318,7
∑	33710,0	6200,0	30944,0	4420,6	3434,0	2884,6	1536,0

Je patrné, že až jestliže je množství vyrobené energie několikanásobně větší nežli spotřebované, tak je zařízení schopno pokrýt celoroční poptávku po energii. Tento fakt je způsoben ztrátami mezi jednotlivými zařízeními a zvolenou formou vytápění.

Tabulka 9 – bilance tepelné energie varianty s vodíkovým kotlem

	Spotřeba tepla pro TUV [kWh_t]	Spotřeba tepla pro vytápění [kWh_t]	Tepelný zisk z kogenerace [kWh_t]	Tepelná bilance [kWh_t]	Spotřeba kotle [m_N^3 H_2]
Leden	518,1	843,8	679,8	682,0	212,5
Únor	467,9	1125,0	515,8	1077,2	335,6
Březen	518,1	656,3	444,1	730,2	227,5
Duben	501,4	0,0	346,4	155,0	48,3
Květen	518,1	0,0	312,3	205,8	64,1
Červen	501,4	0,0	245,9	255,5	79,6
Červenec	518,1	0,0	257,7	260,4	81,1
Srpen	518,1	0,0	286,5	231,6	72,1
Září	501,4	0,0	316,4	185,0	57,6
Říjen	518,1	0,0	462,6	55,5	17,3
Listopad	501,4	234,4	573,9	161,8	50,4
Prosinec	518,1	890,6	761,7	647,0	201,6
∑	6100,0	3750,0	5203,0	4647,0	1447,8

Spotřeba tepla pro vytápění byla vypočtena rozvržením 3750 kWh_t energie na 80 nejchladnějších dnů roku 2018. Spotřeba TUV byla rovnoměrně rozložena po celý kalendářní rok. Toto je pouze zjednodušení, skutečná spotřeba TUV se rovněž liší v závislosti na ročním období. Při porovnání hodnot roční bilance H_2 a spotřeby kotle je patrné, že varianta pracuje s přebytkem přibližně 88,2 Nm^3 H_2/rok. Celkový objem nádrže potřebné pro uskladnění H_2 byl spočten převedením objemu H_2 při normálních podmínkách na objem při výstupu z elektrolyzéru (30 bar, 20 °C), a to pomocí zjednodušení na ideální plyn a za využití stavové rovnice.

$$V_{el} = \frac{p_n V_n T_{el}}{p_{el} T_n} = \frac{101325 \cdot 1726{,}6 \cdot 293{,}15}{3000000 \cdot 273{,}15} = 62{,}6\ m^3 \qquad (7.1)$$

, kde p_n je tlak za normálních podmínek [Pa], V_n je objem za normálních podmínek [m^3], T_{el} je teplota plynu za elektrolyzérem [K], p_{el} je tlak za elektrolyzérem [Pa] a T_n je teplota za normálních podmínek [K]. Hodnota objemu plynu byla získána součtem všech měsíců s kladnou bilancí vodíku (duben–září) při započítání spotřeby kotle během daného období. Při hustotě vodíku (0,08895 kg/Nm^3) je hmotnost plynu při plné nádrži přibližně 153,6 kg.

7.3.3 Varianta s tepelným čerpadlem

Jelikož palivový článek generuje současně elektrickou i tepelnou energii, nabízí se varianta využít k zimnímu přitápění tepelného čerpadla. Pro tento účel bylo vybráno tepelné čerpadlo vzduch–voda Panasonic Aquarea o tepelném výkonu 3 kW. Vybrané komponenty vodíkové akumulační jednotky ani FV panely nedoznaly změny, ovšem díky lepšímu využití energie mohla být plocha FV panelů snížena na 103 m^2 o instalovaném výkonu 22,7 kWp. To umožnilo využití méně výkonného měniče SMA Sunny Tripower 20000TL-30.

Tabulka 10 – bilance elektrické energie varianty s tepelným čerpadlem

	Vyrobeno z FV [kWh_e]	Spotřeba [kWh_e]	Na H_2 [kWh_e]	Vyrobeno H_2 [m_N^3]	Spotřeba z FC [kWh_e]	Spotřeba H_2 [m_N^3]	Bilance H_2 [m_N^3]
Leden	1006,0	699,3	807,0	115,3	500,3	420,2	-304,9
Únor	1656,0	711,1	1409,0	201,3	464,1	389,8	-188,6
Březen	2433,0	637,0	2161,0	308,7	365,0	306,6	2,1
Duben	3197,0	521,3	2931,0	418,7	255,3	214,5	204,2
Květen	3512,0	546,6	3202,0	457,4	236,6	198,7	258,7
Červen	3466,0	519,3	3159,0	451,3	212,3	178,4	272,9
Červenec	3449,0	536,0	3143,0	449,0	230,0	193,2	255,8
Srpen	3254,0	531,0	2969,0	424,1	246,0	206,7	217,5
Září	2332,0	538,7	2079,0	297,0	285,7	240,0	57,0
Říjen	1707,0	532,9	1505,0	215,0	330,9	277,9	-62,9
Listopad	824,0	534,7	664,0	94,9	374,7	314,7	-219,9
Prosinec	656,0	693,2	495,0	70,7	532,2	447,1	-376,4
∑	27492,0	7001,1	24524,0	3503,4	4033,1	3387,8	115,6

Zvýšená spotřeba je podle očekávání patrná především během zimního období. Rozdíl mezi celkovou roční spotřebou elektřiny v předchozích případech (6200 kWh) a nyní je způsoben příkonem TČ, viz Tabulka 11.

Tabulka 11 – tepelná bilance varianty s tepelným čerpadlem

	Spotřeba tepla pro TUV [kWh_t]	Spotřeba tepla pro vytápění [kWh_t]	Tepelný zisk z kogenerace [kWh_t]	Tepelná bilance [kWh_t]	Příkon TČ [kWh_e]
Leden	518,1	843,8	858,0	503,9	117,6
Únor	467,9	1125,0	797,1	795,8	185,7
Březen	518,1	656,3	634,8	539,5	125,9
Duben	501,4	0,0	386,9	114,5	26,7
Květen	518,1	0,0	366,0	152,1	35,5
Červen	501,4	0,0	312,6	188,7	44,0
Červenec	518,1	0,0	325,7	192,4	44,9
Srpen	518,1	0,0	347,0	171,1	39,9
Září	501,4	0,0	364,7	136,7	31,9
Říjen	518,1	0,0	477,1	41,0	9,6
Listopad	501,4	234,4	616,2	119,5	27,9
Prosinec	518,1	890,6	930,7	478,0	111,5
∑	6100,0	3750,0	6416,8	3433,2	801,1

Využití tepelného čerpadla se jeví jako úspornější varianta, i přestože většina energie na jeho provoz pochází z palivového článku. Přebytek vodíku tvoří 115,6 Nm^3/rok a tlaková nádoba musí mít objem minimálně 46 m^3 (30 bar, 20 °C) a hmotnost přibližně 112,82 kg. Výpočty probíhaly stejně jako v předchozím případě. Oproti variantě s vodíkovým kotlem je možnost využití tepelného čerpadla vítaná z hlediska jak úspory prostoru, tak investičních nákladů na tlakovou nádrž a fotovoltaické panely.

7.4 Bateriová akumulační jednotka

Již v současné době se využívají jako akumulační prvek u velkého množství instalací FV panelů elektrochemické baterie. Většinou však plní jen podpůrnou roli, která umožňuje majiteli snížit spotřebu elektřiny ze sítě. Ve skutečně ostrovním provozu však úložiště musí plnit roli hlavního zdroje energie po celý nebo téměř po celý rok. Proto byla v neposlední řadě učiněna simulace využívající tento konvenční způsob akumulace pro závěrečné ekonomické zhodnocení. Jako zdroj energie sloužilo 36 m^2 360 Wp FV panelů, využitých v předchozích dvou případech o celkovém instalovaném výkonu 7,9 kWp s měničem Kostal Piko IQ 7.0. Jako úložiště byly zvoleny lithiové baterie Pylontech US2000B, každá o kapacitě 50 Ah, kde celkové množství uložitelné energie je 2229 kWh při uvažování 80% DOD[2]. Na rozdíl od vodíkové alternativy byly baterie dimenzovány tak, aby nevznikal žádný přebytek, a to z důvodu investiční náročnosti. Přebytek vznikající dimenzí panelů by tak musel být mařen. Hmotnost baterií je 27528 kg. Vysoké množství bateriových článků je způsobeno faktem, že jediným zdrojem elektřiny jsou OZE. Běžné ostrovní systémy využívají pro zimní období jiný zdroj energie např. dieselový agregát, což v rámci práce soustředící se na udržitelnost a obnovitelnost bylo vyhodnoceno jako nevhodné řešení. Vyhodnocované údaje shrnují následující tabulky.

[2] DOD (depth of discharge) – hloubka vybití, jak moc je baterie vybíjena, snižuje její životnost, DOD 80 % znamená vybití maximálně 80 % celkové kapacity baterií

Tabulka 12 – bilance elektrické energie varianty s bateriovým úložištěm

	Vyrobeno z FV [kWh_e]	Spotřeba [kWh_e]	Uloženo v bateriích [kWh_e]	Spotřeba z baterií [kWh_e]	Bilance EE [kWh_e]
Leden	313	897	132,3	716,3	-584
Únor	518	906,5	268,2	656,7	-388,5
Březen	763	782,8	479,9	499,7	-19,8
Duben	1005	613,2	724,6	332,8	391,8
Květen	1106	629,7	793,3	317	476,3
Červen	1089	593,9	789,9	294,8	495,1
Červenec	1083	609,7	782,1	308,8	473,3
Srpen	1021	609,7	726,4	315,1	411,3
Září	731	625,4	472,6	367	105,6
Říjen	534	641,9	336,8	444,7	-107,9
Listopad	256	680,1	122,2	546,3	-424,1
Prosinec	203	908,1	84,6	789,7	-705,1
∑	8622	8498	5712,9	5588,9	124

Tabulka 13 – bilance tepelné energie varianty s bateriovým úložištěm

	Spotřeba tepla pro TUV [kWh_t]	Spotřeba tepla pro vytápění [kWh_t]	Tepelná bilance [kWh_t]	Příkon TČ [kWh_e]
Leden	508,3	843,8	1352,1	315,5
Únor	508,3	1125,0	1633,3	381,1
Březen	508,3	656,3	1164,6	271,7
Duben	508,3	0,0	508,3	118,6
Květen	508,3	0,0	508,3	118,6
Červen	508,3	0,0	508,3	118,6
Červenec	508,3	0,0	508,3	118,6
Srpen	508,3	0,0	508,3	118,6
Září	508,3	0,0	508,3	118,6
Říjen	508,3	0,0	508,3	118,6
Listopad	508,3	234,4	742,7	173,3
Prosinec	508,3	890,6	1399,0	326,4
∑	6100,0	3750,0	9850,0	2298,3

7.5 Ekonomické porovnání obou variant

V poslední kapitole se práce zabývá porovnáním vodíkového a bateriového úložiště z hlediska investiční náročnosti a návratnosti. Z vodíkových variant byla zvolena varianta s tepelným čerpadlem jakožto nejúspornější, co se týče plochy FV panelů. Tabulka 14 porovnává investiční nároky na zdroj energie, tabulky 15 a 16 porovnávají náklady[3] na jednotlivé součásti akumulačních jednotek. Náklady na vodíkovou akumulační jednotku jsou přepočítány z USD na CZK[4]. Náklady na údržbu jsou oproti investičním nákladům minimální, nebyly tedy uvažovány.

Tabulka 14 – porovnání finanční náročnosti FV panelů

	Plocha FV panelů [m²]	Počet modulů [-]	Cena za modul [CZK]	Cena měniče [CZK]	Cena celkem [CZK]
Vodíková akumulace	103	63	7 266,9	58 159	515 971,6
Bateriová akumulace	36	22	7 266,9	37 460,1	197 331,2

Tabulka 15 – náklady na bateriovou akumulaci

	Instalovaná kapacita [kWh]	Cena za jednotku [CZK]	Jednotek [-]	Celkem [CZK]
Elektrochemické články	2229	23966	1147	27 489 002
Tepelné čerpadlo	3 kW	102 123	1	102 123

Tabulka 16 – náklady na vodíkovou akumulaci

	Kapacita zařízení [kW]	Cena za kW [CZK]	Cena za jednotku [CZK]	Celkem [CZK]
Palivový článek	3,3	360121,1	1 188 400	3 836 144
Elektrolyzér	28	53061	1 485 708	
Tlaková nádoba	115 kg	10104,7/kg	1 162 036	
Tepelné čerpadlo	3	–	102 123	

Celkové náklady jsou 4 454 238 CZK (vodík) a 27 788 456 CZK (lithiové baterie). Jelikož se však jedná o dvojdům, který má společné teplovodní a elektrické rozvody, tak jsou náklady na jednu domácnost poloviční, tedy 2 227 119 pro vodík a 13 894 228 pro lithiové baterie. V nákladech na baterie nejsou započteny náklady na stavební úpravy potřebné pro vytvoření prostoru na uskladnění cca 27,5 tun baterií, které na rozdíl od vodíkové nádrže nemohou být umístěné ve volném prostranství a musí být chráněny před vlivy okolního prostředí. Průměrná

[3] hodnoty uvedené v tabulkách jsou bez DPH a pouze orientační [89] – [94]
[4] kurz k 26.04.2019 1 USD = 23,04 CZK

cena za 1 kWh elektřiny v roce 2019[5] je 4,28 CZK. Při dané ceně elektrické energie by byla návratnost vodíkové varianty 43 let (včetně nákladů na FV panely a TČ) pro jednu domácnost. Musíme však brát v úvahu růst ceny energií a pokles investičních nákladů, které mohou dobu návratnosti znatelně změnit. Při využití lithiových baterií by doba návratnosti byla 268 let pro jednu domácnost, což daleko překračuje jejich životnost, přičemž další významné snižovaní jejich ceny při současných technologiích není pravděpodobné. Tabulka 17 porovnává celkové náklady.

Tabulka 17 – Celková finanční náročnost obou návrhů

	Vodíková varianta	Bateriová varianta
Instalovaný výkon FV panelů	22,7 kWp	7,9 kWp
Investiční náklady na komponenty	3 938 267 CZK	27 591 125 CZK
Investiční náklady na FV panely	515 972 CZK	197 331 CZK
Celkové investiční náklady	4 454 238 CZK	27 788 456 CZK
Celkové investiční náklady pro domácnost	2 227 119 CZK	13 894 228 CZK
Návratnost	43 let	268 let

[5] průměr udávaný k 26.04.2019 [95]

ZÁVĚR

Již od doby, co se rozšířily pojmy jako obnovitelná či udržitelná energie, se akumulace energie těší zvýšené pozornosti. Způsobů, jak uchovávat energii je mnoho a tato práce si dala za úkol většinu dostupných technologií vysvětlit, porovnat a vyhodnotit. Velké pozornosti při hledání vhodného způsobu akumulace se dostává elektrochemické přeměně elektrické energie na výhřevný plyn tzv. „Power to gas“. Tímto výhřevným plynem bývá nejčastěji vodík, a proto byly vyhodnoceny jeho fyzikální a chemické vlastnosti s přihlédnutím na možná bezpečnostní rizika, která bývají zmiňována v souvislosti s využíváním tohoto plynu. Dále byl vytvořen přehled aktuálně používaných technologií výroby vodíku, jak žádoucí obnovitelnou cestou, tak v současné době nejčastěji používanou a poměrně nežádoucí výrobou z fosilních paliv, včetně zhodnocení výhod, nevýhod a účinností jednotlivých procesů. V souvislosti s vodíkovou infrastrukturou byla zmíněna i její neopomenutelná část, tedy přeprava a skladování, a to jak konvenčními, v současné době používanými způsoby, tak nekonvenčními, z velké části nekomercializovanými způsoby, jež jsou ve stádiu výzkumu a vývoje. V souvislosti s přeměnou vodíku na elektrickou energii se již několik desetiletí hovoří o palivových článcích. Ve čtvrté kapitole byl uveden jejich krátký přehled a byly také zmíněny současné trendy v jejich využívání, převážně jako malé zdroje tepla a elektrické energie pro domácnosti.

Kromě vodíku existuje nepřeberné množství inovativních způsobů akumulace elektřiny a stále se přichází s novými koncepty. Prostřední část práce měla za cíl přiblížit způsoby uchovávání elektrické energie, které jsou v současné době testované a v mnohých případech i využívané. Jejich současný stav v rámci vývoje, výhody a nevýhody a v neposlední řadě náklady byly vyhodnoceny a porovnány. V pořadí šestá kapitola se soustředila především na možnosti „Power to gas“ technologie, jelikož její pomocí lze produkovat nejen vodík, ale také metan. Jak metan, tak v určitém množství i vodík mohou být vtláčeny do rozvodné sítě zemního plynu. Byly zhodnoceny způsoby zachycování CO_2, potřebného pro proces metanizace. Na závěr byly porovnány způsoby zapojení, a to jak v ostrovním režimu, tak ve variantě připojení k síti.

Náplní poslední kapitoly je praktická část, která se soustředila na návrh vodíkové akumulační jednotky pro pasivní rodinný dvojdům v ostrovním provozu. Produkci elektrické energie zajišťovaly pouze střešní fotovoltaické panely. Součástí práce byla celoroční simulace produkce fotovoltaických panelů pomocí programu PVsyst, spotřeba elektřiny dle navrženého spotřebního profilu a akumulace přebytků do výhřevného plynu. Bylo navrženo několik variant, dvě využívající vodíkovou akumulaci a jedna využívající konvenční elektrochemické baterie pro porovnání. Vodíkové varianty se lišily ve zvolené metodě vytápění RD a pro finanční porovnání byla zvolena výhodnější varianta s tepelným čerpadlem. Palivové články využívaly odpadní teplo pro vytápění a umožňovaly tak pokrýt značnou část spotřeby, jak pro ohřev TUV, tak pro vytápění. Modelový objekt využíval jako zdroj energie pouze OZE, což se negativně projevilo při dimenzování jednotlivých komponent, a tedy i na finančních nákladech. I přestože se jednalo o dvojdům a investiční náklady na jednu domácnost byly poloviční oproti celkovým, tak návratnost při současných cenách elektřiny (4,28 CZK/kWh) činila 43 let pro vodíkovou variantu a 268 let pro bateriovou variantu za předpokladu, že by se cena elektřiny neměnila a nebrali bychom v potaz inflaci. Je ovšem třeba brát v úvahu fakt, že řada vodíkových komponent je stále pouze ve fázi vývoje nebo rané komercializace a investiční nároky jsou tedy vysoké. Při větším rozvoji technologií a jejím masovém rozšíření se mohou ceny znatelně snížit. Dále je vhodné zmínit fakt, že lithiové články se jako médium pro sezónní ukládání energie ze zjevných důvodů nevyužívají a uvedené porovnání bylo zamýšleno jako čistě ilustrativní.

V budoucnosti by bylo možno simulaci zpřesnit, pokud by byla využita skutečná data týkající se spotřeby, jelikož využitý profil spotřeby RD se měnil pouze s ročními obdobími a nebral v úvahu nepravidelnost spotřeby např. o svátcích a víkendech. Profil by také mohl zohledňovat i více objektů a mohl by být proveden tzv. scale-up celého návrhu, což by umožnilo jeho využití i pro větší výkony. Dále by bylo vhodné zohlednit ztráty v jednotlivých rozvodných sítích, jelikož byly uvažovány jen ztráty v jednotlivých zařízeních. Taktéž zařízení nebyla dynamicky modelována, jelikož mohou mít různou výkonnost při různých provozních parametrech, což může taktéž ovlivnit celkový výsledek. Dále by mohly být v obou návrzích vodíkových systémů využity baterie malé kapacity, které by zvyšovaly celkovou flexibilitu systému, což by se odrazilo i na zvolených parametrech jednotlivých zařízení.

SEZNAM POUŽITÝCH ZDROJŮ

[1] DIESENDORF, Mark a Ben ELLISTON. The feasibility of 100% renewable electricity systems: A response to critics. Renewable and Sustainable Energy Reviews [online]. 2018, 93, 318-330 [cit. 2019-01-23]. DOI: 10.1016/j.rser.2018.05.042. ISSN 13640321. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032118303897

[2] World Energy Outlook 2018 [online]. OECD, 2018 [cit. 2019-01-18]. World Energy Outlook. ISBN 9789264064522. Dostupné z: https://doi.org/10.1787/weo-2018-en

[3] MAHLIA, T.M.I., T.J. SAKTISAHDAN, A. JANNIFAR, M.H. HASAN a H.S.C. MATSEELAR. A review of available methods and development on energy storage; technology update. Renewable and Sustainable Energy Reviews [online]. 2014, 33, 532-545 [cit. 2019-01-23]. DOI: 10.1016/j.rser.2014.01.068. ISSN 13640321. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032114000902

[4] REHMAN, Shafiqur, Luai AL-HADHRAMI a Md. ALAM. Pumped hydro energy storage system: A technological review. Renewable and Sustainable Energy Reviews [online]. 2015, 44, 586-598 [cit. 2019-01-23]. DOI: 10.1016/j.rser.2014.12.040. ISSN 13640321. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032115000106

[5] ARGYROU, Maria, Paul CHRISTODOULIDES a Soteris KALOGIROU. Energy storage for electricity generation and related processes: Technologies appraisal and grid scale applications. Renewable and Sustainable Energy Reviews [online]. 2018, 94, 804-821 [cit. 2019-01-24]. DOI: 10.1016/j.rser.2018.06.044. ISSN 13640321. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032118304817

[6] CAPROS, Pantelis, Maria KANNAVOU, Stavroula EVANGELOPOULOU, Apostolos PETROPOULOS, Pelopidas SISKOS, Nikolaos TASIOS, Georgios ZAZIAS a Alessia DEVITA. Outlook of the EU energy system up to 2050: The case of scenarios prepared for European Commission's "clean energy for all Europeans" package using the PRIMES model. Energy Strategy Reviews [online]. 2018, 22, 255-263 [cit. 2019-01-23]. DOI: 10.1016/j.esr.2018.06.009. ISSN 2211467X. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2211467X18300907

[7] HUSSAIN, Akhtar, Syed ARIF a Muhammad ASLAM. Emerging renewable and sustainable energy technologies: State of the art. Renewable and Sustainable Energy Reviews [online]. 2017, 71, 12-28 [cit. 2019-01-23]. DOI: 10.1016/j.rser.2016.12.033. ISSN 13640321. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032116310863

[8] BLANCO, Herib a André FAAIJ. A review at the role of storage in energy systems with a focus on Power to Gas and long-term storage. Renewable and Sustainable Energy Reviews [online]. 2018, 81, 1049-1086 [cit. 2019-01-23].

DOI: 10.1016/j.rser.2017.07.062. ISSN 13640321. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032117311310

[9] MAZZA, Andrea, Ettore BOMPARD a Gianfranco CHICCO. Applications of power to gas technologies in emerging electrical systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews [online]. 2018, 92, 794-806 [cit. 2019-01-23]. DOI: 10.1016/j.rser.2018.04.072. ISSN 13640321. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032118303083

[10] Anorganická chemie. 2. vyd. Olomouc: Univerzita Palackého, 2001, 393 s. ISBN 80-244-0311-0.

[11] VINEET, Singh. FUNDAMENTALS AND USE OF HYDROGEN AS A FUEL. Journal of Mechanical Engineering [online]. b.r., 2015(6), 63-68 [cit. 2019-01-30]. ISSN 0976-7371. Dostupné z: https://www.researchgate.net/publication/279502814_FUNDAMENTALS_AND_USE_OF_HYDROGEN_AS_A_FUEL

[12] SøRENSEN, Bent. Hydrogen and fuel cells: emerging technologies and applications. 2nd ed. Burlington, MA: Academic Press, 2012. ISBN 0123877091.

[13] FAYAZ, H., R. SAIDUR, N. RAZALI, F.S. ANUAR, A.R. SALEMAN a M.R. ISLAM. An overview of hydrogen as a vehicle fuel. Renewable and Sustainable Energy Reviews [online]. 2012, 16(8), 5511-5528 [cit. 2019-02-26]. DOI: 10.1016/j.rser.2012.06.012. ISSN 13640321. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032112003929

[14] SHARAF, Omar a Mehmet ORHAN. An overview of fuel cell technology: Fundamentals and applications. Renewable and Sustainable Energy Reviews [online]. 2014, 32, 810-853 [cit. 2019-03-01]. DOI: 10.1016/j.rser.2014.01.012. ISSN 13640321. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032114000227

[15] CHI, Jun a Hongmei YU. Water electrolysis based on renewable energy for hydrogen production. Chinese Journal of Catalysis [online]. 2018, 39(3), 390-394 [cit. 2019-01-31]. DOI: 10.1016/S1872-2067(17)62949-8. ISSN 18722067. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1872206717629498

[16] HOSSEINI, Seyed a Mazlan WAHID. Hydrogen production from renewable and sustainable energy resources: Promising green energy carrier for clean development. Renewable and Sustainable Energy Reviews [online]. 2016, 57, 850-866 [cit. 2019-02-01]. DOI: 10.1016/j.rser.2015.12.112. ISSN 13640321. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032115014951

[17] NIKOLAIDIS, Pavlos a Andreas POULLIKKAS. A comparative overview of hydrogen production processes. Renewable and Sustainable Energy Reviews [online]. 2017, 67, 597-611 [cit. 2019-02-01]. DOI: 10.1016/j.rser.2016.09.044. ISSN 13640321. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032116305366

[18] DINCER, Ibrahim a Canan ACAR. Review and evaluation of hydrogen production methods for better sustainability. International Journal of Hydrogen Energy [online]. 2015, 40(34), 11094-11111 [cit. 2019-02-01]. DOI:

10.1016/j.ijhydene.2014.12.035. ISSN 03603199. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360319914034119

[19] ERSOZ, A. Investigation of hydrocarbon reforming processes for micro-cogeneration systems. International Journal of Hydrogen Energy [online]. 2008, 33(23), 7084-7094 [cit. 2019-02-08]. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2008.07.062. ISSN 03603199. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360319908008239

[20] CHEN, H, H LEE, S CHEN, Y CHAO a M CHANG. Review of plasma catalysis on hydrocarbon reforming for hydrogen production—Interaction, integration, and prospects. Applied Catalysis B: Environmental [online]. 2008, 85(1-2), 1-9 [cit. 2019-02-08]. DOI: 10.1016/j.apcatb.2008.06.021. ISSN 09263373. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0926337308002403

[21] MURADOV, N. Hydrogen via methane decomposition: an application for decarbonization of fossil fuels. International Journal of Hydrogen Energy [online]. b.r., 26(11), 1165-1175 [cit. 2019-02-08]. DOI: 10.1016/S0360-3199(01)00073-8. ISSN 03603199. Dostupné z: http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360319901000738

[22] FERNANDEZ, E., A. HELMI, J.A. MEDRANO et al. Palladium based membranes and membrane reactors for hydrogen production and purification: An overview of research activities at Tecnalia and TU/e. International Journal of Hydrogen Energy [online]. 2017, 42(19), 13763-13776 [cit. 2019-02-08]. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2017.03.067. ISSN 03603199. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360319917309886

[23] BALTHASAR, W. Hydrogen production and technology: today, tomorrow and beyond. International Journal of Hydrogen Energy [online]. 1984, 9(8), 649-668 [cit. 2019-02-10]. DOI: 10.1016/0360-3199(84)90263-5. ISSN 03603199. Dostupné z: http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/0360319984902635

[24] HOLLADAY, J.D., J. HU, D.L. KING a Y. WANG. An overview of hydrogen production technologies. Catalysis Today [online]. 2009, 139(4), 244-260 [cit. 2019-02-10]. DOI: 10.1016/j.cattod.2008.08.039. ISSN 09205861. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0920586108004100

[25] MURADOV, N. How to produce hydrogen from fossil fuels without CO2 emission. International Journal of Hydrogen Energy [online]. 1993, 18(3), 211-215 [cit. 2019-02-12]. DOI: 10.1016/0360-3199(93)90021-2. ISSN 03603199. Dostupné z: http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/0360319993900212

[26] DEMIRBAş, Ayhan. Biomass resource facilities and biomass conversion processing for fuels and chemicals. Energy Conversion and Management [online]. 2001, 42(11), 1357-1378 [cit. 2019-02-12]. DOI: 10.1016/S0196-8904(00)00137-0. ISSN 01968904. Dostupné z: http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0196890400001370

[27] FLAMOS, A., P. GEORGALLIS, H. DOUKAS a J. PSARRAS. Using Biomass to Achieve European Union Energy Targets—A Review of Biomass Status, Potential, and Supporting Policies. International Journal of Green Energy

[online]. 2011, 8(4), 411-428 [cit. 2019-02-12]. DOI: 10.1080/15435075.2011.576292. ISSN 1543-5075. Dostupné z: http://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/15435075.2011.576292

[28] FREMAUX, Sylvain, Sayyed-Mohsen BEHESHTI, Hojat GHASSEMI a Rasoul SHAHSAVAN-MARKADEH. An experimental study on hydrogen-rich gas production via steam gasification of biomass in a research-scale fluidized bed. Energy Conversion and Management [online]. 2015, 91, 427-432 [cit. 2019-02-12]. DOI: 10.1016/j.enconman.2014.12.048. ISSN 01968904. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0196890414010875

[29] NI, Meng, Dennis LEUNG, Michael LEUNG a K. SUMATHY. An overview of hydrogen production from biomass. Fuel Processing Technology [online]. 2006, 87(5), 461-472 [cit. 2019-02-12]. DOI: 10.1016/j.fuproc.2005.11.003. ISSN 03783820. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378382005001980

[30] JAHIRUL, Mohammad, Mohammad RASUL, Ashfaque CHOWDHURY a Nanjappa ASHWATH. Biofuels Production through Biomass Pyrolysis —A Technological Review. Energies [online]. 2012, 5(12), 4952-5001 [cit. 2019-02-12]. DOI: 10.3390/en5124952. ISSN 1996-1073. Dostupné z: http://www.mdpi.com/1996-1073/5/12/4952

[31] WANG, Zhiqi, Tao HE, Jianguang QIN et al. Gasification of biomass with oxygen-enriched air in a pilot scale two-stage gasifier. Fuel [online]. 2015, 150, 386-393 [cit. 2019-02-14]. DOI: 10.1016/j.fuel.2015.02.056. ISSN 00162361. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0016236115002045

[32] PARTHASARATHY, Prakash a K. NARAYANAN. Hydrogen production from steam gasification of biomass: Influence of process parameters on hydrogen yield – A review. Renewable Energy [online]. 2014, 66, 570-579 [cit. 2019-02-14]. DOI: 10.1016/j.renene.2013.12.025. ISSN 09601481. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148113007027

[33] KAPDAN, Ilgi a Fikret KARGI. Bio-hydrogen production from waste materials. Enzyme and Microbial Technology [online]. 2006, 38(5), 569-582 [cit. 2019-02-15]. DOI: 10.1016/j.enzmictec.2005.09.015. ISSN 01410229. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0141022905005053

[34] HALLENBECK, P. Biological hydrogen production; fundamentals and limiting processes. International Journal of Hydrogen Energy [online]. 2002, 27(11-12), 1185-1193 [cit. 2019-02-15]. DOI: 10.1016/S0360-3199(02)00131-3. ISSN 03603199. Dostupné z: http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360319902001313

[35] BALAT, Havva a Elif KıRTAY. Hydrogen from biomass – Present scenario and future prospects. International Journal of Hydrogen Energy [online]. 2010, 35(14), 7416-7426 [cit. 2019-02-16]. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2010.04.137. ISSN 03603199. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360319910008396

[36] DAS, D. Hydrogen production by biological processes: a survey of literature. International Journal of Hydrogen Energy [online]. 2001, 26(1), 13-28 [cit. 2019-

02-16]. DOI: 10.1016/S0360-3199(00)00058-6. ISSN 03603199. Dostupné z: http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360319900000586

[37] AHMAD, H., S.K. KAMARUDIN, L.J. MINGGU a M. KASSIM. Hydrogen from photo-catalytic water splitting process: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews [online]. 2015, 43, 599-610 [cit. 2019-02-17]. DOI: 10.1016/j.rser.2014.10.101. ISSN 13640321. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032114009265

[38] ROSSMEISL, J., A. LOGADOTTIR a J.K. NøRSKOV. Electrolysis of water on (oxidized) metal surfaces. Chemical Physics [online]. 2005, 319(1-3), 178-184 [cit. 2019-02-17]. DOI: 10.1016/j.chemphys.2005.05.038. ISSN 03010104. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301010405002053

[39] KREUTER, W. Electrolysis: The important energy transformer in a world of sustainable energy. International Journal of Hydrogen Energy [online]. 1998, 23(8), 661-666 [cit. 2019-02-17]. DOI: 10.1016/S0360-3199(97)00109-2. ISSN 03603199. Dostupné z: http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360319997001092

[40] BHANDARI, Ramchandra, Clemens TRUDEWIND a Petra ZAPP. Life cycle assessment of hydrogen production via electrolysis – a review. Journal of Cleaner Production [online]. 2014, 85, 151-163 [cit. 2019-02-17]. DOI: 10.1016/j.jclepro.2013.07.048. ISSN 09596526. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S095965261300509X

[41] BUTTLER, Alexander a Hartmut SPLIETHOFF. Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews [online]. 2018, 82, 2440-2454 [cit. 2019-02-17]. DOI: 10.1016/j.rser.2017.09.003. ISSN 13640321. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S136403211731242X

[42] GÖTZ, Manuel, Jonathan LEFEBVRE, Friedemann MÖRS, Amy MCDANIEL KOCH, Frank GRAF, Siegfried BAJOHR, Rainer REIMERT a Thomas KOLB. Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review. Renewable Energy [online]. 2016, 85, 1371-1390 [cit. 2019-02-17]. DOI: 10.1016/j.renene.2015.07.066. ISSN 09601481. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148115301610

[43] CARMO, Marcelo, David FRITZ, Jürgen MERGEL a Detlef STOLTEN. A comprehensive review on PEM water electrolysis. International Journal of Hydrogen Energy [online]. 2013, 38(12), 4901-4934 [cit. 2019-02-17]. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2013.01.151. ISSN 03603199. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360319913002607

[44] BORUP, Rod, John DAVEY, Fernando GARZON, David WOOD a Michael INBODY. PEM fuel cell electrocatalyst durability measurements. Journal of Power Sources [online]. 2006, 163(1), 76-81 [cit. 2019-02-19]. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2006.03.009. ISSN 03787753. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378775306004101

[45] BRISSE, A, J SCHEFOLD a M ZAHID. High temperature water electrolysis in solid oxide cells. International Journal of Hydrogen Energy [online]. 2008, 33(20), 5375-5382 [cit. 2019-02-17]. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2008.07.120. ISSN 03603199. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360319908008355

[46] E. FUNK, J. Thermochemical hydrogen production: past and present. International Journal of Hydrogen Energy [online]. 2001, 26(3), 185-190 [cit. 2019-02-17]. DOI: 10.1016/S0360-3199(00)00062-8. ISSN 03603199. Dostupné z: http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360319900000628

[47] KOTHARI, Richa, D. BUDDHI a R.L. SAWHNEY. Comparison of environmental and economic aspects of various hydrogen production methods. Renewable and Sustainable Energy Reviews [online]. 2008, 12(2), 553-563 [cit. 2019-02-01]. DOI: 10.1016/j.rser.2006.07.012. ISSN 13640321. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032106001158

[48] NIAZ, Saba, Taniya MANZOOR a Altaf PANDITH. Hydrogen storage: Materials, methods and perspectives. Renewable and Sustainable Energy Reviews [online]. 2015, 50, 457-469 [cit. 2019-02-20]. DOI: 10.1016/j.rser.2015.05.011. ISSN 13640321. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032115004694

[49] SREEDHAR, I., Krutarth KAMANI, Bansi KAMANI, Benjaram REDDY a A. VENUGOPAL. A Bird's Eye view on process and engineering aspects of hydrogen storage. Renewable and Sustainable Energy Reviews [online]. 2018, 91, 838-860 [cit. 2019-02-21]. DOI: 10.1016/j.rser.2018.04.028. ISSN 13640321. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S136403211830248X

[50] BARTHELEMY, H., M. WEBER a F. BARBIER. Hydrogen storage: Recent improvements and industrial perspectives. International Journal of Hydrogen Energy [online]. 2017, 42(11), 7254-7262 [cit. 2019-02-21]. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2016.03.178. ISSN 03603199. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360319916305559

[51] ABDALLA, Abdalla, Shahzad HOSSAIN, Ozzan NISFINDY, Atia AZAD, Mohamed DAWOOD a Abul AZAD. Hydrogen production, storage, transportation and key challenges with applications: A review. Energy Conversion and Management [online]. 2018, 165, 602-627 [cit. 2019-02-22]. DOI: 10.1016/j.enconman.2018.03.088. ISSN 01968904. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0196890418303170

[52] ZALUSKA, A, L ZALUSKI a J.O STRÖM–OLSEN. Nanocrystalline magnesium for hydrogen storage. Journal of Alloys and Compounds [online]. 1999, 288(1-2), 217-225 [cit. 2019-02-24]. DOI: 10.1016/S0925-8388(99)00073-0. ISSN 09258388. Dostupné z: http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0925838899000730

[53] JOHNSON, Simon, Paul ANDERSON, Peter EDWARDS et al. Chemical activation of MgH2; a new route to superior hydrogen storage materials. Chemical Communications [online]. 2005, (22) [cit. 2019-02-24]. DOI: 10.1039/b503085d. ISSN 1359-7345. Dostupné z: http://xlink.rsc.org/?DOI=b503085d

[54] SINGH, Ashish, Suryabhan SINGH a Abhinav KUMAR. Hydrogen energy future with formic acid: a renewable chemical hydrogen storage system. Catalysis Science & Technology [online]. 2016, 6(1), 12-40 [cit. 2019-02-24]. DOI: 10.1039/C5CY01276G. ISSN 2044-4753. Dostupné z: http://xlink.rsc.org/?DOI=C5CY01276G

[55] DILLON, A.C. a M.J. HEBEN. Hydrogen storage using carbon adsorbents: past, present and future. Applied Physics A Materials Science & Processing [online]. 2001, 72(2), 133-142 [cit. 2019-02-24]. DOI: 10.1007/s003390100788. ISSN 0947-8396. Dostupné z: http://link.springer.com/10.1007/s003390100788

[56] DURBIN, D.J. a C. MALARDIER-JUGROOT. Review of hydrogen storage techniques for on board vehicle applications. International Journal of Hydrogen Energy [online]. 2013, 38(34), 14595-14617 [cit. 2019-02-25]. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2013.07.058. ISSN 03603199. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360319913018053

[57] ANDÚJAR, J.M. a F. SEGURA. Fuel cells: History and updating. A walk along two centuries. Renewable and Sustainable Energy Reviews [online]. 2009, 13(9), 2309-2322 [cit. 2019-02-26]. DOI: 10.1016/j.rser.2009.03.015. ISSN 13640321. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032109001336

[58] İNCI, Mustafa a Ömer TÜRKSOY. Review of fuel cells to grid interface: Configurations, technical challenges and trends. Journal of Cleaner Production [online]. 2019, 213, 1353-1370 [cit. 2019-03-01]. DOI: 10.1016/j.jclepro.2018.12.281. ISSN 09596526. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0959652618340083

[59] MEKHILEF, S., R. SAIDUR a A. SAFARI. Comparative study of different fuel cell technologies. Renewable and Sustainable Energy Reviews [online]. 2012, 16(1), 981-989 [cit. 2019-03-01]. DOI: 10.1016/j.rser.2011.09.020. ISSN 13640321. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032111004709

[60] CHOUDHURY, Arnab, H. CHANDRA a A. ARORA. Application of solid oxide fuel cell technology for power generation—A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews [online]. 2013, 20, 430-442 [cit. 2019-03-02]. DOI: 10.1016/j.rser.2012.11.031. ISSN 13640321. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032112006430

[61] ELMER, Theo, Mark WORALL, Shenyi WU a Saffa RIFFAT. Fuel cell technology for domestic built environment applications: State of-the-art review. Renewable and Sustainable Energy Reviews [online]. 2015, 42, 913-931 [cit. 2019-03-02]. DOI: 10.1016/j.rser.2014.10.080. ISSN 13640321. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032114009058

[62] ARSALIS, Alexandros. A comprehensive review of fuel cell-based micro-combined-heat-and-power systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews [online]. 2019, 105, 391-414 [cit. 2019-03-02]. DOI: 10.1016/j.rser.2019.02.013. ISSN 13640321. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032119301066

[63] DODDS, Paul, Iain STAFFELL, Adam HAWKES, Francis LI, Philipp GRÜNEWALD, Will MCDOWALL a Paul EKINS. Hydrogen and fuel cell technologies for heating: A review. International Journal of Hydrogen Energy [online]. 2015, 40(5), 2065-2083 [cit. 2019-03-02]. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2014.11.059. ISSN 03603199. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360319914031383

[64] NAGASHIMA, Monica. Japan's Hydrogen Strategy and Its Economic and Geopolitical Implications. In: Études de l'Ifri [online]. Ifri, 2018 [cit. 2019-03-02]. ISBN 978-2-36567-918-3.

[65] ZAKERI, Behnam a Sanna SYRI. Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. Renewable and Sustainable Energy Reviews [online]. 2015, 42, 569-596 [cit. 2019-03-07]. DOI: 10.1016/j.rser.2014.10.011. ISSN 13640321. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032114008284

[66] OULD AMROUCHE, S., D. REKIOUA, T. REKIOUA a S. BACHA. Overview of energy storage in renewable energy systems. International Journal of Hydrogen Energy [online]. 2016, 41(45), 20914-20927 [cit. 2019-03-07]. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2016.06.243. ISSN 03603199. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360319916309478

[67] LUO, Xing, Jihong WANG, Mark DOONER, Jonathan CLARKE a Christopher KRUPKE. Overview of Current Development in Compressed Air Energy Storage Technology. Energy Procedia [online]. 2014, 62, 603-611 [cit. 2019-03-07]. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.12.423. ISSN 18766102. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1876610214034547

[68] GUNEY, Mukrimin a Yalcin TEPE. Classification and assessment of energy storage systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews [online]. 2017, 75, 1187-1197 [cit. 2019-03-07]. DOI: 10.1016/j.rser.2016.11.102. ISSN 13640321. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032116308218

[69] ANEKE, Mathew a Meihong WANG. Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review. Applied Energy [online]. 2016, 179, 350-377 [cit. 2019-03-07]. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.06.097. ISSN 03062619. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261916308728

[70] DÍAZ-GONZÁLEZ, Francisco, Andreas SUMPER, Oriol GOMIS-BELLMUNT a Roberto VILLAFÁFILA-ROBLES. A review of energy storage technologies for wind power applications. Renewable and Sustainable Energy Reviews [online]. 2012, 16(4), 2154-2171 [cit. 2019-03-07]. DOI: 10.1016/j.rser.2012.01.029. ISSN 13640321. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032112000305

[71] DE GRACIA, Alvaro a Luisa CABEZA. Phase change materials and thermal energy storage for buildings. Energy and Buildings [online]. 2015, 103, 414-419 [cit. 2019-03-12]. DOI: 10.1016/j.enbuild.2015.06.007. ISSN 03787788. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378778815004338

[72] FARID, Mohammed, Amar KHUDHAIR, Siddique RAZACK a Said AL-HALLAJ. A review on phase change energy storage: materials and applications. Energy Conversion and Management [online]. 2004, 45(9-10), 1597-1615 [cit. 2019-03-12]. DOI: 10.1016/j.enconman.2003.09.015. ISSN 01968904. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0196890403002668

[73] MA, Jianli, Qi LI, Michael KÜHN a Natalie NAKATEN. Power-to-gas based subsurface energy storage: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews [online]. 2018, 97, 478-496 [cit. 2019-01-18]. DOI: 10.1016/j.rser.2018.08.056. ISSN 13640321. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032118306403

[74] GONDAL, Irfan. Hydrogen integration in power-to-gas networks. International Journal of Hydrogen Energy [online]. 2019, 44(3), 1803-1815 [cit. 2019-03-19]. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2018.11.164. ISSN 03603199. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360319918337960

[75] HOEKMAN, S., Amber BROCH, Curtis ROBBINS a Richard PURCELL. CO2 recycling by reaction with renewably-generated hydrogen. International Journal of Greenhouse Gas Control [online]. 2010, 4(1), 44-50 [cit. 2019-03-19]. DOI: 10.1016/j.ijggc.2009.09.012. ISSN 17505836. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1750583609001005

[76] SCHIEBAHN, Sebastian, Thomas GRUBE, Martin ROBINIUS, Vanessa TIETZE, Bhunesh KUMAR a Detlef STOLTEN. Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany. International Journal of Hydrogen Energy [online]. 2015, 40(12), 4285-4294 [cit. 2019-03-19]. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2015.01.123. ISSN 03603199. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360319915001913

[77] GHAIB, Karim a Fatima-Zahrae BEN-FARES. Power-to-Methane: A state-of-the-art review. Renewable and Sustainable Energy Reviews [online]. 2018, 81, 433-446 [cit. 2019-03-20]. DOI: 10.1016/j.rser.2017.08.004. ISSN 13640321. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032117311346

[78] HAYTER, Dennis. HyLAW - Hydrogen Law and removal of legal barriers to the deployment of fuel cells and hydrogen applications [online]. In: . 2018 [cit. 2019-03-25].

[79] GU, Chenghong, Can TANG, Yue XIANG a Da XIE. Power-to-gas management using robust optimisation in integrated energy systems. Applied Energy [online]. 2019, 236, 681-689 [cit. 2019-03-26]. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.12.028. ISSN 03062619. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261918318464

[80] DÖRR, Holger, Taras KOTURBASH a Vladimir KUTCHEROV. Review of impacts of gas qualities with regard to quality determination and energy metering of natural gas. Measurement Science and Technology [online]. 2019, 30(2) [cit. 2019-03-26]. DOI: 10.1088/1361-6501/aaeef4. ISSN 0957-0233. Dostupné z: http://stacks.iop.org/0957-0233/30/i=2/a=022001?key=crossref.1abf3e6ccee8326cec0feaea23880324

[81] TAAMALLAH, S., K. VOGIATZAKI, F.M. ALZAHRANI, E.M.A. MOKHEIMER, M.A. HABIB a A.F. GHONIEM. Fuel flexibility, stability and emissions in premixed hydrogen-rich gas turbine combustion: Technology, fundamentals, and numerical simulations. Applied Energy [online]. 2015, 154, 1020-1047 [cit. 2019-03-26]. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.04.044. ISSN 03062619. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261915004997

[82] LEWANDOWSKA-BERNAT, Anna a Umberto DESIDERI. Opportunities of Power-to-Gas technology. Energy Procedia [online]. 2017, 105, 4569-4574 [cit. 2019-03-25]. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.982. ISSN 18766102. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1876610217310974

[83] LEWANDOWSKA-BERNAT, Anna a Umberto DESIDERI. Opportunities of power-to-gas technology in different energy systems architectures. Applied Energy [online]. 2018, 228, 57-67 [cit. 2019-03-25]. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.06.001. ISSN 03062619. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261918308675

[84] SHABANI, Bahman, John ANDREWS a Simon WATKINS. Energy and cost analysis of a solar-hydrogen combined heat and power system for remote power supply using a computer simulation. Solar Energy [online]. 2010, 84(1), 144-155 [cit. 2019-03-25]. DOI: 10.1016/j.solener.2009.10.020. ISSN 0038092X. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0038092X09002618

[85] YILANCI, A., I. DINCER a H.K. OZTURK. A review on solar-hydrogen/fuel cell hybrid energy systems for stationary applications. Progress in Energy and Combustion Science [online]. 2009, 35(3), 231-244 [cit. 2019-03-25]. DOI: 10.1016/j.pecs.2008.07.004. ISSN 03601285. Dostupné z: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360128508000439

[86] ČEJKA, Michal a Miroslav ŠAFAŘÍK. Ekonomické porovnání provozu pasivního domu a běžné výstavby. Https://www.tzb-info.cz/ [online]. b.r. [cit. 2019-04-21]. Dostupné z: https://stavba.tzb-info.cz/pasivni-domy/8238-ekonomicke-porovnani-provozu-pasivniho-domu-a-bezne-vystavby

[87] LECHNER, Alois. Pumped Storage for the Future. Https://www.andritz.com [online]. b.r. [cit. 2019-03-07]. Dostupné z: https://www.andritz.com/hydro-en/hydronews/hn32/11-pumped-storage

[88] SCHIERA, Daniele. Studio di fattibilità: sistema di accumulo termico sensibile applicato ad un impianto CAES [online]. 2017 [cit. 2019-03-07]. DOI: 10.13140/RG.2.2.33453.79840. Dostupné z: https://www.researchgate.net/publication/319042471_Studio_di_fattibilita_sistema_di_accumulo_termico_sensibile_applicato_ad_un_impianto_CAES

[89] Kostal Piko IQ 7.0 [online]. b.r. [cit. 2019-04-26]. Dostupné z: https://shop.iftech.cz/solarni-menice/1094-solarni-menic-kostal-piko-iq-70.html?search_query=kostal+piko&results=33

[90] Solární měnič SMA STP 20000TL-30 [online]. b.r. [cit. 2019-04-26]. Dostupné z: https://shop.iftech.cz/solarni-menice/406-solarni-menic-sma-stp-20000tl-30.html?search_query=sunny+tripower&results=19

[91] Solární panel SUNPOWER 360Wp MONO stříbrný rám [online]. b.r. [cit. 2019-04-26]. Dostupné z: https://shop.iftech.cz/solarni-panely/1479-solarni-panel-sunpower-360wp-mono-stribrny-ram.html

[92] Micro CHP Residential Fuel Cells: What's the ROI? [online]. b.r. [cit. 2019-04-26]. Dostupné z: https://www.poplarnetwork.com/news/micro-chp-residential-fuel-cells-whats-roi

[93] Baterie PYLONTECH US2000B 48V 50Ah [online]. b.r. [cit. 2019-04-26]. Dostupné z: https://www.solar-eshop.cz/p/baterie-pylontech-us2000b-48v-50ah/

[94] KHAREL, Subodh a Bahman SHABANI. Hydrogen as a Long-Term Large-Scale Energy Storage Solution to Support Renewables. Energies [online]. 2018, 11(10) [cit. 2019-04-26]. DOI: 10.3390/en11102825. ISSN 1996-1073. Dostupné z: http://www.mdpi.com/1996-1073/11/10/2825

[95] Energie123 [online]. b.r. [cit. 2019-04-26]. Dostupné z: https://www.energie123.cz/elektrina/ceny-elektricke-energie/cena-1-kwh/

SEZNAM POUŽITÝCH SYMBOLŮ A ZKRATEK

Zkratka	Význam
OZE	Obnovitelné zdroje energie
P2G	Technologie přeměny elektřiny na plyn
SR	Parní reformování
WGS	Konverze vodního plynu
PSA	Adsorpce za měnícího se tlaku
POX	Parciální oxidace
ATR	Autotermní reformování
PEM	Protonová výměnná membrána
SOEC	Elektrolýza s pevnými oxidy
MEA	Uspořádání membránových elektrod
PEMFC	Palivové články s protonovou výměnnou membránou
AFC	Alkalické palivové články
PAFC	Palivové články s kyselinou fosforečnou
KVET	Kombinovaná výroba elektřiny a tepla
MCFC	Palivové články s tavenými uhličitany
SOFC	Palivové články s tuhými oxidy
PVE	Přečerpávací vodní elektrárna
CAES	Tlakovzdušná akumulační elektrárna
SMES	Supravodivé magnetické systémy
TES	Akumulace energie do tepla
PCM	Materiály měnící skupenství
CCS	Zachycování s ukládání oxidu uhličitého
ZP	Zemní plyn
RD	Rodinný dům
FV	Fotovoltaika
TUV	Teplá užitková voda
DOD	Hloubka vybití
TČ	Tepelné čerpadlo
EE	Elektrická energie

Symbol	Veličina	Jednotka
W	Wobbeho číslo	$MJ.m^{-3}$
Q_R^i	Výhřevnost	$MJ.kg^{-1}$

h	Hustota plynu	$kg.m^{-3}$
V_{el}	Objem plynu při výstupu z elektrolyzéru	m^3
V_n	Objem plynu za normálních podmínek	m^3
T_{el}	Teplota plynu na výstupu z elektrolyzéru	K
T_n	Teplota plynu za normálních podmínek	K
p_{el}	Tlak plynu na výstupu z elektrolyzéru	Pa
p_n	Tlak za normálních podmínek	Pa

SEZNAM OBRÁZKŮ

Obrázek 2.1 - přehled způsobů produkce vodíku [17] 15
Obrázek 2.2 - diagram procesu parního reformování metanu SMR [17] 16
Obrázek 2.3 - diagram membránové separace vodíku [17] 17
Obrázek 2.4 - diagram procesu parciální oxidace uhlí (zplyňování) [17] 18
Obrázek 2.5 – diagram procesu autotermního reformování metanu [17] 19
Obrázek 2.6 – diagram pyrolýzy metanu [17] 20
Obrázek 2.7 – diagram pyrolýzy biomasy [17] 21
Obrázek 2.8 – diagram zplyňování biomasy [17] 22
Obrázek 2.9 – diagram procesu biofotolýzy [17] 23
Obrázek 2.10 – diagram procesu temné fermentace [17] 24
Obrázek 2.11 – diagram procesu fotofermentace [17] 24
Obrázek 2.12 – diagram principu elektrolýzy [17] 25
Obrázek 2.13 – diagram solárního termochemického štěpení vody [17] 27
Obrázek 2.14 – diagram fotoelektrolýzního procesu [17] 28
Obrázek 3.1 – jednotlivé druhy tlakových nádob [50] 30
Obrázek 3.2 – schéma principu ukládaní vodíku do hydridů kovů [48] 31
Obrázek 3.3 – schéma ukládání vodíku v uhlíkové nanotrubici [48] 33
Obrázek 3.4 – schéma ukládání vodíku v grafénu [48] 33
Obrázek 4.1 – schéma palivového článku 34
Obrázek 4.2 – schéma výhod kogenerace [61] 36
Obrázek 4.3 – množství instalovaných mikrokogeneračních jednotek s palivovými články vyrobených firmou Enefarm mezi lety 2009–2018 [64] 37
Obrázek 5.1 – přehled dostupných technologií pro skladování elektrické energie [5] .. 38
Obrázek 5.2 – princip fungování přečerpávací vodní elektrárny [87] 39
Obrázek 5.3 – schéma tlakovzdušné akumulační elektrárny [88] 40
Obrázek 5.4 – schéma setrvačníkového akumulátoru [5] 41
Obrázek 5.5 – schéma principu fungování olověného akumulátoru [5] 42
Obrázek 5.6 – schéma SMES [5] 44
Obrázek 5.7 – schéma superkondenzátoru [5] 44
Obrázek 6.1 – příklad Power to gas systému 47
Obrázek 6.2 – citlivost prvků potrubních sítí na objem vtláčeného vodíku [74] 50
Obrázek 6.3 – příklad „off-grid“ zapojení PtG [83] 51
Obrázek 7.1 – schéma navrhovaného zapojení „Power to gas“ jednotky 52
Obrázek 7.2 – profil denní spotřeby modelového domu 53

SEZNAM TABULEK

Tabulka 1 - Vybrané fyzikální vlastnosti vodíku [12] 13
Tabulka 2 – souhrn technologií na výrobu vodíku [17] 29
Tabulka 3 – porovnání jednotlivých druhů palivových článků [58] 35
Tabulka 4 – přehled vybraných metod akumulace energie [3] 46
Tabulka 5 – maximální přípustné množství vtláčeného vodíku do distribučních sítí zemního plynu ve vybraných zemích EU [78] 49
Tabulka 6– spotřeba energií modelového domu 53
Tabulka 7 – bilance elektrické energie varianty 10 kWp 54
Tabulka 8 – bilance elektrické energie varianty s vodíkovým kotlem 55
Tabulka 9 – bilance tepelné energie varianty s vodíkovým kotlem 55
Tabulka 10 – bilance elektrické energie varianty s tepelným čerpadlem 56
Tabulka 11 – tepelná bilance varianty s tepelným čerpadlem 57
Tabulka 12 – bilance elektrické energie varianty s bateriovým úložištěm 58
Tabulka 13 – bilance tepelné energie varianty s bateriovým úložištěm 58
Tabulka 14 – porovnání finanční náročnosti FV panelů 59
Tabulka 15 – náklady na bateriovou akumulaci 59
Tabulka 16 – náklady na vodíkovou akumulaci 59
Tabulka 17 – Celková finanční náročnost obou návrhů 60

SEZNAM PŘÍLOH

Příloha A – Katalogový list palivového článku PowerCell PS-5
Příloha B – Katalogový list elektrolyzéru Nell H4
Příloha C – Katalogový list FV panelu Sunpower x-22-360
Příloha D – Katalogový list vodíkového kotle Giacomini
Příloha E – Katalogový list TČ Panasonic Aquarea