



VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ

BRNO UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

FAKULTA STROJNÍHO INŽENÝRSTVÍ

FACULTY OF MECHANICAL ENGINEERING

ENERGETICKÝ ÚSTAV

ENERGY INSTITUTE

**SEZÓNŇNÍ AKUMULACE VYUŽÍVAJÍCÍ TECHNOLOGII
POWER-TO-GAS**

SEASONAL ACCUMULATIONS USING POWER-TO-GAS TECHNOLOGY

DIPLOMOVÁ PRÁCE

MASTER'S THESIS

AUTOR PRÁCE

AUTHOR

Bc. Jan Zavadil

VEDOUCÍ PRÁCE

SUPERVISOR

doc. Ing. Jiří Pospíšil, Ph.D.

BRNO 2019

Zadání diplomové práce

Ústav: Energetický ústav
Student: **Bc. Jan Zavadil**
Studijní program: Strojní inženýrství
Studijní obor: Energetické inženýrství
Vedoucí práce: **doc. Ing. Jiří Pospíšil, Ph.D.**
Akademický rok: 2019/20

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 diplomové práce:

Sezónní akumulace využívající technologii power-to-gas

Stručná charakteristika problematiky úkolu:

Práce je zaměřena na technické a ekonomické srovnání akumulace elektrické energie do synH₂ a synCH₄. Od limitů syntetizačních technologií, distribučních sítí až po limity na straně akumulačních nádrží nebo u koncových uživatelů. Výsledkem práce bude vyhodnocení, která z obou metod sezónní akumulace bude nejvhodnější pro českou soustavu v očekávaném horizontu širokého uplatnění této technologie (tzn. po roce 2030).

Cíle diplomové práce:

1. Představení technologií pro dlouhodobou akumulaci elektrické energie se zaměřením na výrobu syntetických plynů.
2. Identifikace limitů syntetizačních technologií, přepravní soustavy a skladovacích kapacit.
3. Posoudit a analyzovat možnosti nasazení technologie P2G pro vybraný aplikační případ.

Seznam doporučené literatury:

LEHNER, M., TICHLER, R., STEINMÜLLER, H., KOPPE, M., Power-to-Gas: Technology and Business Models, Springer, 2014.

Termín odevzdání diplomové práce je stanoven časovým plánem akademického roku 2019/20

V Brně, dne

L. S.

doc. Ing. Jiří Pospíšil, Ph.D.
ředitel ústavu

doc. Ing. Jaroslav Katolický, Ph.D.
děkan fakulty

ABSTRAKT

Diplomová práce pojednává o sezónní akumulaci energie do syntetických paliv, jenž je řešena systémem Power to Gas (P2G). Ten umožňuje konverzi elektrické energie v době přebytku, například z obnovitelných zdrojů energie do syntetického plynu, zejména do vodíku a syntetického metanu. Dále jsou identifikovány limity výroby, přepravy a skladovacích kapacit těchto syntézních plynů. V práci je kladen důraz na technicko-ekonomické posouzení P2G na vybraném aplikovaném úseku plynovodu Gazela.

Technická analýza předpokládá vtláčení vodíku o určité molární koncentraci dle čtyř navržených scénářů do přepravní soustavy zemního plynu na vybraném úseku, kterým byl plynovod Gazela. Výsledky ukázaly, že nárůst molárního zlomku vodíku v zemním plynu bude způsobovat problémy při přepravě plynu a bude docházet ke zvětšování tlakových ztrát, nárůstu rychlosti toku a snížení akumulační kapacity potrubí.

Ekonomická analýza zkoumá nasazení technologie P2G v českých podmínkách a demonstruje výši výrobních nákladů na výrobu 1 MWh syntetického plynu v závislosti na ceně elektrické energie a době provozu výrobního zařízení. Citlivostní analýza ukázala, že pro rentabilitu vodíku a syntetického metanu bude důležité znevýhodnit jinak velmi levný zemní plyn, a to navýšením ceny emisní povolenky nebo zavedením uhlíkové daně v podobné výši.

Klíčová slova

Vodík, metan, Power-to-Gas, plynovod Gazela, palivový článek, elektrolýza, sezónní akumulace

ABSTRACT

The diploma thesis is focusing on the seasonal energy storage in synthetic fuels and the Power to Gas system (P2G). The P2G enables the conversion of electrical energy in times of electricity surplus, for example by using the surplus from renewable energy sources to produce synthetic gas, particularly hydrogen and synthetic methane. The main focus is on the technical and economic assessment of P2G of the Gazela natural gas pipeline. Furthermore, it identifies the limits of production, transportation, and storage capacities of these synthetic gases.

The technical analysis assumes the injection of hydrogen of a certain molar concentration, according to the four proposed scenarios, into the natural gas transmission system in the Gazela pipeline. The results have shown that an increase in the molar fraction of hydrogen in natural gas will cause problems in gas transport and will lead to an increase in the pressure losses, an increase in flow rate, and a decrease in the storage capacity of the pipeline.

The economic analysis examines the use of P2G technology in Czech conditions. It demonstrates the amount of production costs for the production of 1 MWh of synthetic gas depending on the electricity price and the operating time of the production facility. The sensitivity analysis has shown that neither hydrogen nor synthetic methane is competitive next to cheap natural gas unless measures like an increased price of emission allowances or a carbon tax are taken.

Key words

Hydrogen, methan, Power-to-Gas, Gazela pipeline, fuel cell, electrolysis, seasonal accumulation

BIBLIOGRAFICKÁ CITACE

ZAVADIL, Jan. *Sezónní akumulace využívající technologii power-to-gas* [online]. Brno, 2020 [cit. 2020-06-25]. Dostupné z: <https://www.vutbr.cz/studenti/zav-prace/detail/124777>. Diplomová práce. Vysoké učení technické v Brně, Fakulta strojního inženýrství, Energetický ústav. Vedoucí práce Jiří Pospíšil.

PROHLÁŠENÍ

Prohlašuji, že jsem *diplomovou práci* na téma **Sezónní akumulace využívající technologii power-to-gas** vypracoval samostatně s použitím odborné literatury a pramenů, uvedených v seznamu, který tvoří přílohu této práce.

Datum

Jan Zavadil

PODĚKOVÁNÍ

Děkuji tímto Ing. et Ing. Petru Čambalovi Ph.D., Ing. Josefu Dohnalovi a doc. Ing. Jiřímu Pospíšilovi Ph.D. za cenné připomínky a rady, které mi poskytly při vypracování závěrečné práce.

Obsah

ÚVOD	12
1. Analýza předpokladu rozvoje technologie P2G v ČR	14
1.1 Případová studie Nízkouhlíková – konzervativní	15
1.2 Případová studie Nízkouhlíková – nové technologie	16
1.3 Případová studie Koncepční	17
2. Obnovitelné zdroje energie	20
2.1 Fotovoltaické elektrárny	20
2.1.1 Stav fotovoltaiky v České republice	21
2.1.2 Trendy ve fotovoltaických panelech	22
2.2 Větrné elektrárny	24
2.3 Vliv obnovitelných zdrojů na distribuční soustavu	25
3. Akumulace energie	28
3.1 Baterie	31
3.2 Akumulace energie do stlačeného vzduchu	31
3.3 Setrvačníky	32
3.4 Power-to-Gas	32
3.4.1 Princip Power-to-Gas	33
3.4.2 Přehled technologických celků Power-to-Gas ve světě	35
3.4.3 Syntézní plyny	40
4. Vodík	43
4.1 Fyzikálně-chemické vlastnosti vodíku	43
4.2 Výroba vodíku	44
4.2.1 Elektrolýza vody	47
4.2.2 Výroba vodíku z fosilních paliv	52
4.2.3 Termochemické procesy biomasy	55
4.3 Skladování	56
4.3.1 Akumulace vodíku v plynném skupenství	59
4.3.2 Akumulace vodíku ve skupenství kapalném	59
4.3.3 Hydridy	61
4.3.4 Uhlíkaté struktury	63
4.3.5 Chemické sloučeniny obsahující vodík	63
4.4 Transport vodíku	64
4.4.1 Přeprava pomocí tlakových lahví	65
4.4.2 Přeprava plynovody	66
4.5 Kvalita a čistota plynu	68
4.6 Bezpečnost a rizika vodíkových technologií	71
4.6.1 Riziko spojené s nízkou teplotou	71
4.6.2 Vodíková křehkost	71
4.7 Legislativní rámec spojený s vodíkem	72

5.	Metan.....	73
5.1	Vlastnosti metanu	73
5.2	Výroba metanu.....	74
5.3	Přeprava metanu	78
5.3.1	Přepravní soustava.....	78
5.3.2	Distribuční soustava	79
5.4	Skladování metanu.....	81
5.5	Zachycení CO ₂	84
6.	Palivové články	91
7.	Vtláčení vodíku do plynárenské sítě.....	94
7.1	Vtláčení vodíku do přepravní soustavy ČR	96
7.2	Výpočet plynovodu Gazela.....	99
7.2.1	Základní fyzikální veličiny a zákonitosti popisující plynné medium	99
7.2.2	Výpočet toku plynu potrubím	106
7.2.3	Teplota proudícího plynu potrubím	114
8.	Ekonomická analýza technologie P2G v podmínkách ČR.....	119
8.1	Náklady na výrobu vodíku.....	119
8.2	Náklady na výrobu syntetického metanu.....	123
	ZÁVĚR.....	128
	SEZNAM POUŽITÝCH ZDROJŮ.....	131
	SEZNAM POUŽITÝCH SYMBOLŮ A ZKRATEK	151
	SEZNAM OBRÁZKŮ	154
	SEZNAM TABULEK	156
	SEZNAM PŘÍLOH	158

ÚVOD

Současná energetika stojí před velkou výzvou energetické tranzice, která je spojena se snižováním emisí skleníkových plynů. Jedním z cílů členských států Evropské Unie je dekarbonizace energetiky, který se odráží od dokumentu vydaným EU *Energy Roadmap 2050* ve kterém se říká, že členské státy EU do roku 2050 sníží emise skleníkových plynů o 80 až 95 % oproti roku 1990 [198]. Pro naplnění vize EU bude důležité rozvíjet zdroje, které jsou uhlíkově neutrální. Mezi tyto zdroje patří obnovitelné zdroje energie (OZE), avšak ty mají intermitentní charakter a možným řešením pro zajištění flexibility soustavy je uložení přebytečné energie do syntetických plynů pomocí technologie Power to Gas (P2G). Diplomová práce má za cíl čtenáři představit technologii pro dlouhodobou akumulaci elektrické energie se zaměřením na výrobu syntetických plynů, následně identifikovat limity syntetizačních technologií, přepravní soustavy a skladovacích kapacit a posléze posoudit a analyzovat možnosti nasazení technologie P2G na vybraném aplikačním případě. Následující odstavce čtenáře detailně provedou jednotlivými kapitolami, kterými se zabývá tato práce.

Energetika České republiky stojí před rozhodnutím, jakým směrem se bude ubírat, kdy, čím a do jaké míry bude tvořen energetický mix ČR. Tuto problematiku řeší každoročně vydávaná studie akciovou společností OTE, a.s. (dále OTE). Nynějším tématem *Dlouhodobé rovnováhy mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu* byly případové studie vedoucí k dosažení částečné nebo úplné uhlíkově neutrální energetiky ČR. Pro zajištění dekarbonizace energetiky bude potřebný rozvoj výroby v jaderných elektrárnách a z obnovitelných zdrojů energie, neboť tyto zdroje neprodukují emise oxidu uhličitého (CO₂). Tuto problematiku předkládá kapitola první – Analýza předpokladu rozvoje technologie P2G v ČR.

Obnovitelné zdroje jsou nicméně výkonově nestabilní, mají sezónní charakter výroby a bude potřeba tuto disbalanci vyrovnávat. Sezónní charakter spočívá ve výrobě energie pouze za příznivých podmínek např. fotovoltaické elektrárny dosahují maximální produkce za slunečných dnů, a naopak nevyrábí v noci. Zatímco větrné elektrárny produkují elektřinu takřka po celý rok při vhodných větrných podmínkách. Obnovitelné zdroje a jejich vliv na dodávání energie do sítě je přiblíženo v kapitole druhé.

Ruku v ruce s obnovitelnými zdroji jde navyšování kapacit nástrojů akumulace, a to na denní a sezónní bázi. Denní akumulace je řešena pomocí baterií a setrvačnicků, zatímco pro sezónní akumulaci je nejlepším řešením technologie Power to Gas, která je však ekonomicky náročná. Tato poměrně nová technologie přeměňuje elektrickou energii na syntézní plyn. Ve světě existuje bezmála 153 pilotních projektů produkujících jako výsledný produkt vodík nebo metan. Kapitola třetí se soustředí na akumulaci energie na denní a sezónní bázi a uvádí s tím související základní přehled syntézních médií.

Prvním ze syntézních plynů je vodík, o kterém pojednává kapitola čtvrtá. Současná výroba vodíku je z 96 % zajištěna zpracováním fosilních paliv. V rámci diplomové práce se autor soustředil na metodu výroby vodíku elektrolýzou vody. Nevýhodou vodíku je jeho skladování a přeprava, která je silně problematická, technologicky náročná, a tudíž i drahá. Vodík totiž vzhledem k velikosti molekuly může difundovat přes netěsnosti či poréznosti struktury materiálu, v němž je uchováván.

Druhou možností při výrobě syntézních plynů pomocí P2G je syntetický metan, který řeší nevýhody spojené s přepravou a skladováním vodíku. Pro výrobu metanu je nutné dodávat do metanizačního rektoru vodík a oxid uhličitý. Problematikou zachytáváním CO₂, výrobou, přepravou a skladováním metanu se zabývá kapitol pátá. Tato práce mimo jiné zkoumá limity těchto syntézních médií na výrobu, přepravu a skladovací kapacity. Legislativa ČR se dnes teprve začíná zabývat přepravou vodíku, proto se autor při psaní inspiroval Německem, které ve své přepravní a distribuční síti přepravuje za speciálních podmínek až 10 mol. % vodíku ve stávající plynárenské soustavě.

Zpětné využití chemicky vázané energie na elektrickou energii je demonstrováno v kapitole šesté, kde je představen základní princip činnosti a rozdělení palivových článků.

Praktickou částí práce je technická analýza vlivu vodíku na provozní podmínky při přepravě plynu. Pro výpočet byl vybrán tranzitní plynovod Gazela, zbudovaný v roce 2013, na kterém jsou analyzovány různé scénáře molární koncentrace vodíku v zemním plynu. V kapitole sedmé jsou uvedeny sledované parametry provozovatelem plynovodu a jakým způsobem se mění při zvyšování molární koncentrace vodíku v zemním plynu.

Závěrem tato práce pojednává o ekonomickém zhodnocení Power to Gas a předkládá do jaké výše sahají výrobní náklady za produkci 1 MWh vodíku nebo syntézního metanu. Výše je zmíněno, že konverze z elektrické energie na syntetický plyn je velmi nákladná, do jaké výše a co je potřebné zajistit, aby vodík nebo syntetický metan byl cenově konkurenceschopný se zemním plynem představí kapitola osmá – Ekonomická analýza technologie P2G v podmínkách ČR.

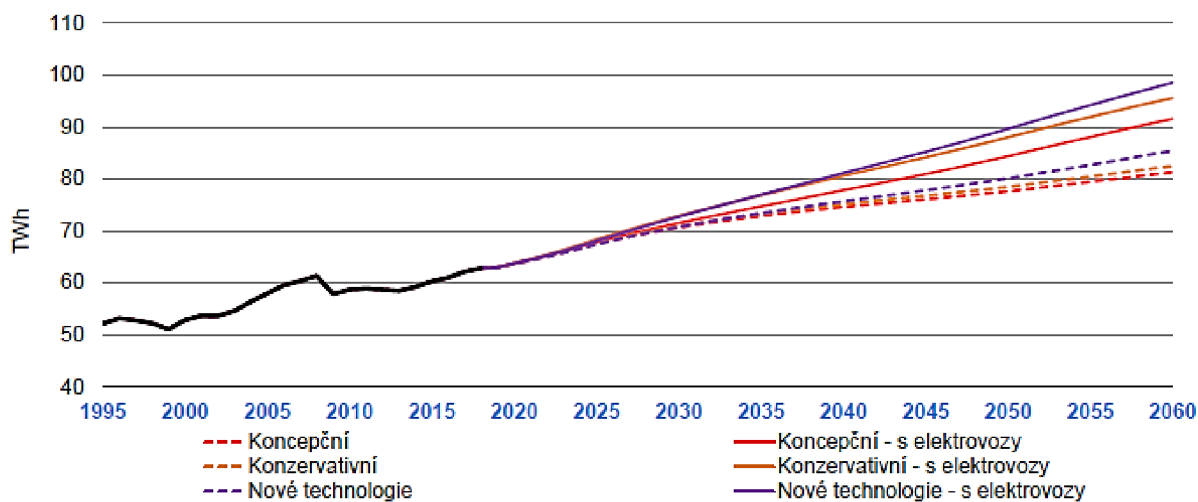
Výstupem této práce je uvedení do problematiky technologie dlouhodobé akumulace elektrické energie a definování limitů výroby, přepravy a skladových kapacit syntézních plynů. Dále technická analýza uvádí dopady přepravy daných molárních zlomků vodíku v zemním plynu na případovém scénáři Gazela a následně je čtenář seznámen s ekonomickým zhodnocením výroby syntézních plynů.

1. Analýza předpokladu rozvoje technologie P2G v ČR

Power-to-Gas jakožto sezónní akumulace skýtá potenciál v akumulaci elektrické energie do jiného media, především do vodíku nebo syntetického metanu. Výši potřebné akumulace se zabývá studie OTE a.s. *O očekávané dlouhodobé rovnováhy mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu* [1]. Veškeré použité informace v této kapitole vychází právě z této studie a v textu nebudou citovány.

Tato studie vydaná v roce 2019 se zabývá 5 scénáři rozvoje české elektrizační soustavy, mimo jiné srovnává dva způsoby k dosažení úplné dekarbonizace energetiky. Mezi zmíněné varianty patří případová studie Nízkouhlíková – konzervativní, Nízkouhlíková – nové technologie a Koncepční. Všechny případové studie vyhovují plánům Evropské Unie o dekarbonizaci energetiky a budou rozebrány v této kapitole.

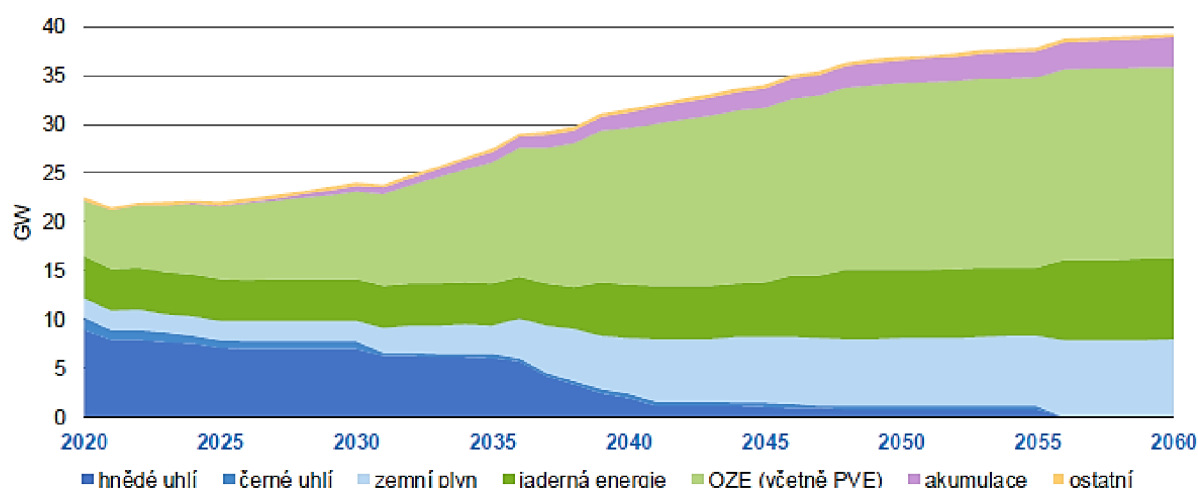
Ve všech případových studiích dochází k výraznému útlumu zdrojů spalující uhlí. Dnes se uhlí podílí 33 % na výrobě elektřiny a v dlouhodobém horizontu se počítá s úplným odstavením. S tím by souvisel i teoretický pokles výroby elektřiny, aby tomuto bylo zabráněno, je nutné vyvážit energetický mix novými zdroji o určité výši instalovaného výkonu, a těmi se zabývají následující případové studie. Ve všech variantách bude docházet k nárůstu poptávky po elektřině (viz. obr. 1), zejména při rozvinutí elektromobilismu.



Obr. 1 – Tuzemská netto spotřeba elektrické energie (OTE) [1]

1.1 Případová studie Nízkouhlíková – konzervativní

Varianta konzervativní předpokládá využití běžně dostupných konvenčních technologií. Především počítá s výstavbou dvou jaderných bloků v JE Dukovany a dvou bloků JE Temelín o instalovaném výkonu jednoho bloku 1 200 MW. Dále předpokládá dvojnásobný rozvoj OZE, než bylo předpokládáno ve variantě *Státní energetické koncepce* (SEK). Nárůst instalovaného výkonu u FVE bude na úroveň 13,3 GW, zatímco u VE na 2,6 GW. Jak je znázorněno v následujícím grafu č. 2, v roce 2056 dojde k úplnému zastavení zdrojů spalující hnědé a černé uhlí na území ČR.



Obr. 2 – Celkový instalovaný výkon ve variantě Nízkouhlíkové – konzervativní (OTE) [1]

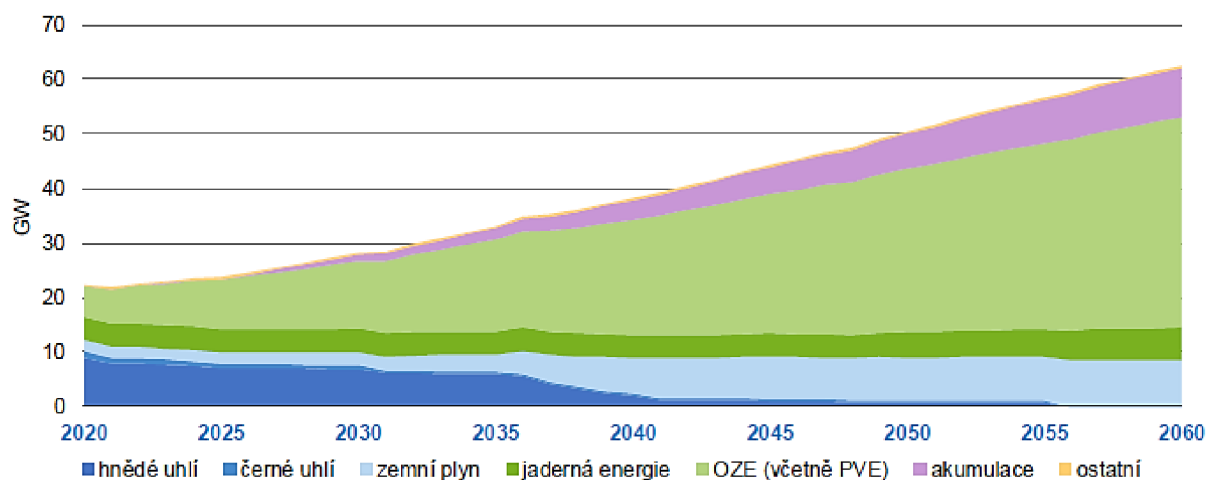
Dle analýzy je předpokládáný instalovaný výkon denní akumulace ve výši 3,037 GW v roce 2060 a neočekává se v této variantě nasazení sezónní akumulace (viz. tab. 1). Význam denní a sezónní akumulace je vysvětlen v kapitole druhé.

Tab. 1 – Skladba instalovaného výkonu zdrojů ve variantě Nízkouhlíkové – konzervativní (OTE) [1]

druh primární energie	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
hnědé uhlí	8 872	7 057	6 913	6 038	1 941	1 023	808	808	0
černé uhlí	1 321	819	819	413	410	430	261	261	0
zemní plyn	1 960	1 973	2 080	2 955	5 702	6 781	6 964	7 210	7 919
jaderná energie	4 290	4 290	4 290	4 290	5 490	5 490	7 050	7 050	8 250
biomasa	496	609	697	704	703	745	750	750	756
bioplyn	395	438	481	524	567	610	654	654	654
voda (bez PVE)	1 114	1 119	1 124	1 129	1 134	1 139	1 144	1 149	1 154
vítr	388	578	775	1 271	1 726	2 085	2 360	2 530	2 604
slunce	2 155	3 535	4 747	7 607	10 736	12 173	12 957	13 169	13 328
přečerpávací vodní elektrárny	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170
denní akumulace	7	96	537	1 043	1 566	1 982	2 359	2 700	3 037
ostatní	254	308	323	333	339	353	368	373	382
celkem	22 421	21 993	23 956	27 477	31 483	33 981	36 845	37 823	39 254

1.2 Případová studie Nízkouhlíková – nové technologie

Tato studie vychází z extrémního rozvoje OZE na hranici technického potenciálu ČR a počítá s nasazením malých modulárních reaktorů (SMR) o výkonu 250 MW. Dále předpokládá, že od roku 2056 dojde k úplné dekarbonizaci energetiky a nebude spalováno hnědé ani černé uhlí. Taktéž je počítáno s výstavbou jaderných bloků v Dukovanech doplněných o 10 SMR. Dále v JETE bude instalovaný výkon posílen o 6 x 250 MW malých modulárních reaktorů, a na území stávajících elektráren budou vystavěny SMR. V této variantě se jako jediné počítá se sezónní akumulací (2 GW). Vývoj instalovaných výkonů ve variantě Nízkouhlíková – nové technologie je znázorněn na obr. 3.



Obr. 3 – Celkový instalovaný výkon ve variantě Nízkouhlíkové – nové technologie (OTE) [1]

Výrazný nárůst potřeby sezónní akumulace nastane až po roce 2035 s tím, že v roce 2060 dosáhne instalovaný výkon sezónní akumulace 2 GW (vodík s energetickým obsahem 1,27 TWh). Denní akumulace bude vyžadovat do roku 2060 instalovaný výkon ve výši 7,056 GW.

Pro zavedení sezónní akumulace bude nutné splnit následující podmínky ke zdárnému provozu soustavy:

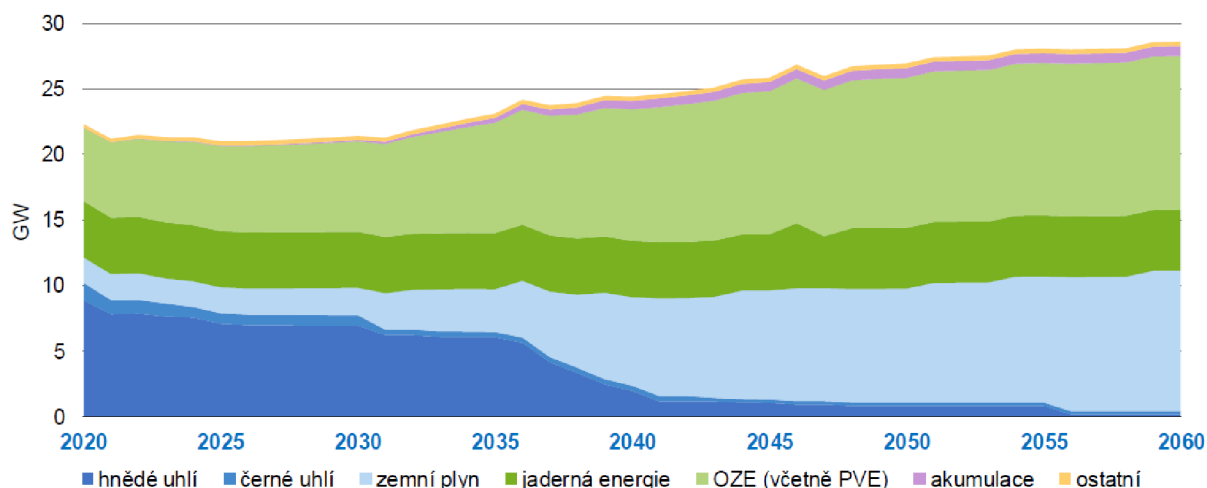
- Maximální využití řízení spotřeby a její přesun v čase,
- vysoké nasazení elektrokotlů, jakožto paralelního zdroje v systémech CZT k poskytování záporné regulace výkonu,
- možnost odpojení výroby z OZE při nárazově vysokých přebytkách výroby energie.

Tab. 2 – Skladba instalovaného výkonu zdrojů ve variantě Nízkouhlíkové – nové technologie (OTE) [1]

druh primární energie	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
hnědé uhlí	8 872	7 057	6 913	6 038	1 941	1 023	808	808	0
černé uhlí	1 321	819	819	413	410	430	261	261	0
zemní plyn	1 985	2 071	2 251	3 079	6 539	7 691	7 910	8 082	8 527
jaderná energie	4 290	4 290	4 290	4 290	4 290	4 290	4 700	4 950	5 950
biomasa	496	609	697	704	703	745	750	750	756
bioplyn	395	395	395	395	395	395	395	395	395
voda (bez PVE)	1 114	1 119	1 124	1 129	1 134	1 139	1 144	1 149	1 154
vítr	343	789	1 234	2 029	2 824	3 619	4 414	5 209	6 000
slunce	2 096	4 959	7 822	11 352	14 882	18 412	21 942	25 472	29 000
přečerpávací vodní elektrárny	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170
denní akumulace	2	125	1 139	2 118	3 105	4 094	5 084	6 072	7 056
sezónní akumulace	0	0	0	0	400	900	1 400	1 900	2 000
ostatní	254	308	323	340	352	373	395	406	422
celkem	22 337	23 711	28 177	33 058	38 144	44 280	50 373	56 623	62 429

1.3 Případová studie Koncepční

Případová studie Koncepční vychází z optimalizovaného scénáře *Státní energetické koncepce* a vůči předešlým variantám nepočítá s úplnou dekarbonizací energetiky (pouze s útlumem uhelných zdrojů), avšak i tento předpoklad splňuje vizi EU *Energy roadmap 2050*. Tato varianta předpokládá dostavbu jaderných bloků v Dukovanech (1 x 1200 MW) tak, aby navázaly na dosluhující staré. Následně se očekává částečný přechod z uhlí na zemní plyn při výrobě elektřiny, a to má být realizováno pomocí jednoho bloku 840 MW a šesti bloky o instalovaném výkonu 430 MW. U obnovitelných zdrojů dojde k rozvoji v roce 2060 především ve FVE (6,6 GW) a následně VE (1,3 GW).



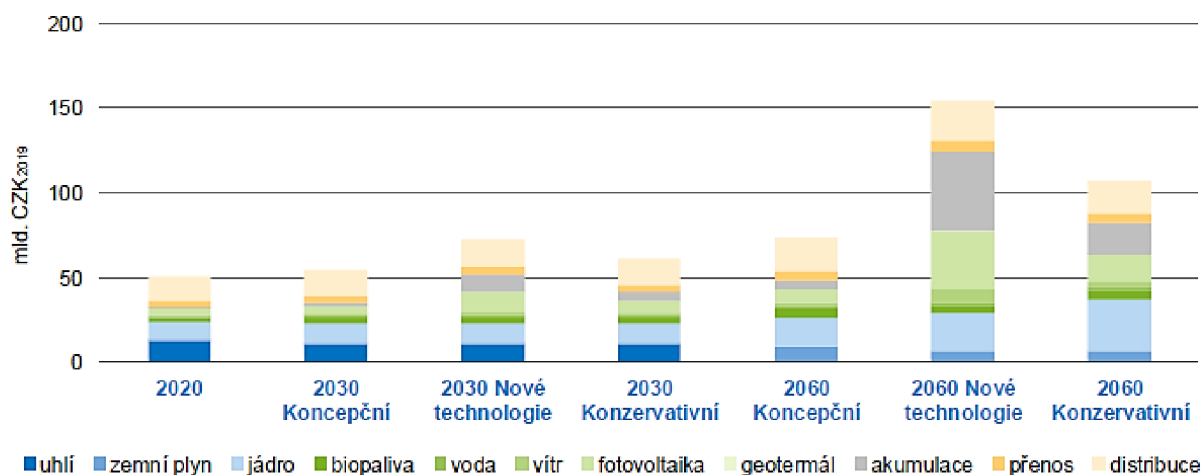
Obr. 4 – Celkový instalovaný výkon ve variantě Koncepční (OTE) [1]

U případové studie Koncepční se v dlouhodobém horizontu očekává doplnění zdrojů o prvky flexibility a řízení spotřeby. Denní akumulace by se v roce 2060 měla dosáhnout instalovaného výkonu ve výši 757 MW.

Tab. 3 – Skladba instalovaného výkonu zdrojů ve variantě koncepční (OTE) [1]

druh primární energie	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
hnědé uhlí	8 872	7 057	6 913	6 038	1 941	1 023	808	808	148
černé uhlí	1 321	819	819	413	410	261	261	261	261
zemní plyn	1 960	1 973	2 080	3 265	6 762	8 331	8 683	9 629	10 722
jaderná energie	4 290	4 290	4 290	4 290	4 290	4 290	4 650	4 650	4 650
biomasa	496	609	697	704	703	745	760	760	760
bioplyn	395	438	481	524	567	610	654	654	654
voda (bez PVE)	1 114	1 119	1 124	1 129	1 134	1 139	1 144	1 149	1 154
vítr	343	463	533	741	933	1 084	1 200	1 271	1 302
slunce	2 096	2 705	2 883	4 143	5 522	6 154	6 500	6 594	6 664
přečerpávací vodní elektrárny	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170
denní akumulace	3	43	96	370	640	703	749	754	757
ostatní	254	308	323	333	339	353	368	373	378
celkem	22 313	20 994	21 408	23 121	24 411	25 863	26 946	28 072	28 620

Dlouhodobá rovnováha mezi očekávanou nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu předkládá očekávaný odhad ročních investic do ES. Jak je zřejmé z obrázku 5, varianta Nízkouhlíková – nové technologie bude v roce 2060 výrazně investičně náročnější, přičemž odhadované náklady na akumulaci energie budou ve výši 30 % z celkových nákladů na tuto variantu.



Obr. 5 – Investice do rozvoje zdrojové základny [1]

Jako nejvíce pravděpodobná varianta z hlediska úplné dekarbonizace energetiky a rozvoje ES se jeví Nízkouhlíková – nové technologie. V nadcházejícím období bude nutné odstoupit od konzervativních zdrojů a zároveň dodržet částečnou (z 80 až 95 % oproti roku 1990) nebo úplnou dekarbonizaci energetiky. Protože v případové studii Koncepční se uvažuje provozování elektráren spalující fosilní paliva, nespĺňuje vizi o úplné dekarbonizaci energetiky a řadí se mezi nevhodné, avšak ne nerealizovatelné. Výstavba 4 jaderných bloků se nejeví jako uskutečnitelná, neboť za stávajících podmínek a legislativ je předpokládaná doba výstavby jednoho bloku od zahájení výběrového řízení až po uvedení do provozu odhadována na 14 let. MPO předpokládá zahájení výstavby jaderného bloku v roce 2029 a zahájení provozu v roce 2036 [2]. Z tohoto důvodu bude nutné opustit konzervativní zdroje a jít cestou nových technologií, které mimo jiné budou investičně velmi drahé. S ohledem na rozmach malých modulárních reaktorů v USA, jejich bezpečnost a snadnou integritu do ES, jsou výborným zdrojem do budoucího energetického mixu. Nelze opomenout výrazného nárůstu FVE a VE až na hranici technického potenciálu ČR. Tento předpoklad se nemusí jevit jako realizovatelný, avšak pro aplikovatelnost bude nezbytné zahrnout do energetického mixu sezónní akumulaci. Síla sezónní akumulace spočívá v transformaci EE do vodíku či syntetického metanu. Tato technologie pro dlouhodobou akumulaci elektrické energie se nyní může jevit jako vysoce nerentabilní, ale v nadcházejícím období za pomoci politické podpory, snížení investičních nákladů a dalších proměnných, může dojít k vyrovnání tržních cen syntetických plynů a zemního plynu.

2. Obnovitelné zdroje energie

Evropa ve 21. století tíhne k dekarbonizaci a eliminaci zdrojů spalující fosilní palivo a následnému přechodu k obnovitelným zdrojům energie (OZE). Tento přechod náhrady za fosilní paliva je nerealizovatelný v krátkodobém měřítku, a proto jsou analyzovány možné cesty rozvoje ES vydané společností OTE. a na jejímž zpracování se podílí společnost EGÚ Brno, a.s. Všechny varianty předpokládají rozvoj instalovaného výkonu OZE (viz kapitola 1.)

Termínem obnovitelné zdroje energie se rozumí označení na Zemi přístupných forem energie, které mohou být získány ze setrvačnosti soustavy Země – Měsíc, jako teplo z nitra Země a energie vznikající z jaderných reakcí uvnitř Slunce. V současné době je možné čerpat energii ve formách slunečního záření, větrné energie, vodní energie, energie přílivu a odlivu, geotermální energie a biomasy [3]. V diplomové práci se autor věnuje výhradně fotovoltaice a větrným elektrárnám, které jsou v současné době v celosvětovém měřítku nejvyužívanějším zdrojem EE z OZE.

OZE má velký potenciál k teoretickému pokrytí současné celosvětové spotřeby elektrické energie. Omezení zelených zdrojů se týká malé plošné koncentrace zdrojů, proměnlivá intenzita v průběhu dne i roku, nestejněměrné územní rozložení a vysoké investiční náklady. Nejčastěji používaným ukazatelem energetického potenciálu OZE je instalovaný výkon zařízení určeného k transformaci energie. Rozhodujícími kritérii pro nasazení určitého typu zdroje energie jsou bezpečnosti, ekonomické a environmentální hlediska [3]. S přihlédnutím k výše představeným omezením je nutné tyto ukazatele rozšířit o následující:

- Špičkový výkon P_p (W_p) – index p označuje termín „Wattpeak“,
- průměrný výkon během roku P_{cr} (kW),
- parametr K – parametr popisující využití zařízení během celého roku a bývá určován z energie W_R ($kWh \cdot r^{-1}$) vyprodukované za rok.

2.1 Fotovoltaické elektrárny

Fotovoltaika je dobře známým a zcela výjimečným oborem získávající přímou přeměnou slunečního záření elektrickou energii a řadí se k nejčistším a nejšetrnějším zdrojům s ohledem na životní prostředí. Fotoelektrický jev byl prvně zpozorován roku 1839 francouzským fyzikem Becquerelem. Velký posun fotovoltaiky přinesl Albert Einstein, který teoreticky objasnil fotoelektrický jev a za jehož objev dostal v roce 1921 Nobelovu cenu. V současné době rozvoj fotovoltaických aplikací je silně závislý na oblasti fyziky polovodičů.

Ve 21. století je nejvíce využívaným materiálem ke konstrukci fotovoltaických panelů křemík, který má výborně zvládnuté technologické operace nezbytně nutné pro vytváření mikrostruktur. Čtvercové destičky typu P z křemíku mohou mít rozměry až 200 x 200 mm a o odporu v řádu jednotek Ωcm [3]. Postupným vývojem technologie se účinnost článků z multikrystalického křemíku přibližuje účinnosti článku z monokrystalického křemíku. Účinnosti jednotlivých článků jsou zmíněné v nadcházející tabulce č. 4.

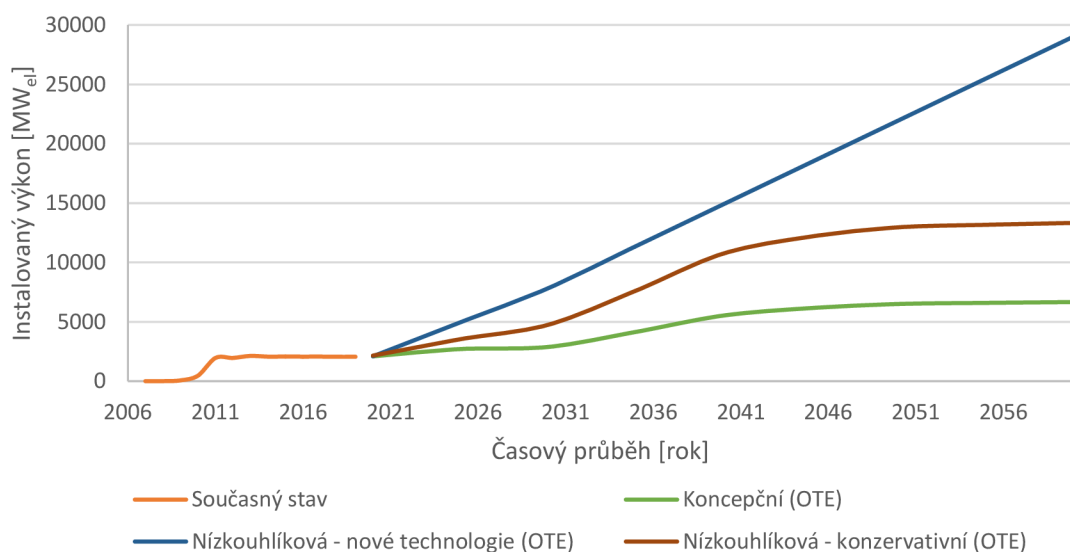
Tab. 4 - Účinnosti fotovoltaických článků [3, 4]

Typ solárního článku	Účinnost článku za normálních podmínek [%]	Maximální účinnost článku za běžných podmínek [%]	Maximální účinnost laboratorně zjištěná [%]	Rozměr testovaného článku [cm ²]
Monokrystalický křemík	12 – 16	22	25,6	143,7
Multikrystalický křemík	11 - 14	16	20,8	243,9
Amorfní křemík	5 – 7	10	10,2	10,2
CdTe	10	12	21	1,0623

2.1.1 Stav fotovoltaiky v České republice

Od počátku markantního solárního rozvoje v České republice uplynulo takřka 10 let. V roce 2009 - 2010 došlo ke vzrůstu roční produkce z fotovoltaických elektráren z nuly na 2,2 TWh a to v důsledku garantované výkupní ceny elektřiny [18]. Dnes se téma vrací zpět a stává se znovu aktuální. S klesající cenou fotovoltaických panelů se stává technologie dostupnější nevyjímaje zvyšování účinnosti produkce elektrické energie. Dle studie americké poradenské společnosti IHS Markit klesly náklady na výrobu FV panelů z 1,25 €/W (2010) na 0,18 - 0,22 €/W (2019) [5]. Nejen cena, ale i důsledky klimatických změn a silící protesty vůči uhelným elektrárnám vyvíjejí tlak na investování do obnovitelných zdrojů.

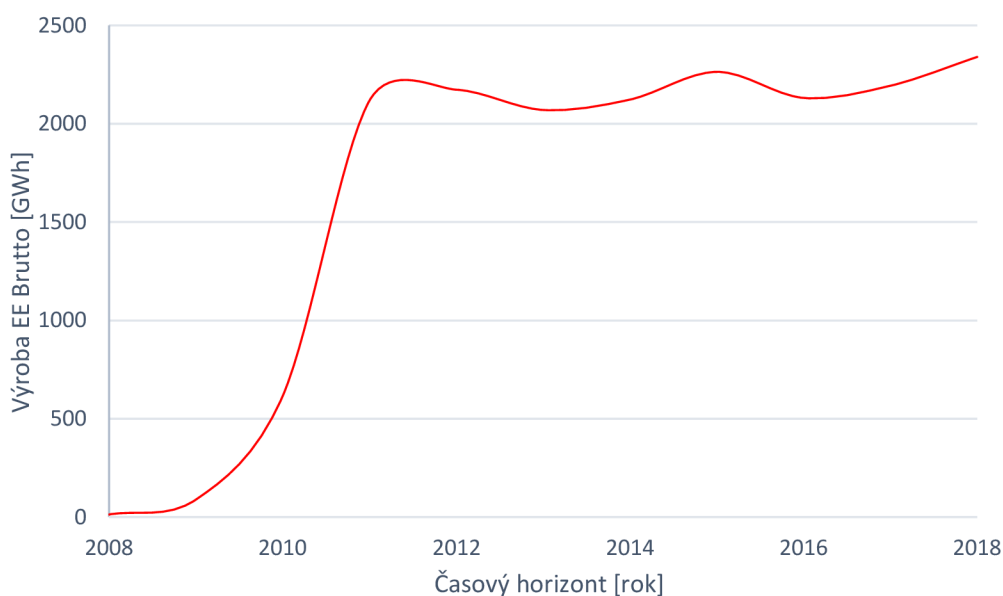
Historický rozvoj je znázorněn na obrázku 6. K razantnímu nárůstu rozvoje fotovoltaických panelů došlo mezi lety 2009 - 2012, kde instalovaný výkon se zvýšil z 65 MW na 1952 MW. Rok 2020 není ve stádiu hodnocení, proto není v grafu zahrnut. Následující trendy vycházejí z jednotlivých variant případové studie OTE vydanou v prosinci 2019.



Obr. 6 - Rozvoj instalovaného výkonu v ČR v dlouhodobém horizontu [1, 6, 7]

Predikce produkce elektrické energie je velmi složitá, fotovoltaické elektrárny jsou značně ovlivňovány ročními cykly, mající vliv na dopad sluneční energie na solární panel. Obecně se uvádí, že největší výtěžnosti energie z FVE je mezi měsíci duben – září a v ostatních měsících výkon rychle klesá. Solární iradiace dopadající na Zemský povrch o rozloze 1 m² činí 1366 W/m². Uvádí se, že vlivem nadmořské výšky a klimatických podmínek v ČR, ročně dopadne na zemský povrch 1000 kWh energie na m² [8]. Dalšími faktory ovlivňující produkci jsou: geografické umístění elektráren, orientace (jih), sklon (optimální 40 °), nadmořská výška a počet slunečních dnů v roce. Pro jednoduchý přepočítání z instalovaného výkonu na produkci EE platí, že 1 kWp instalovaného výkonu (čtyři solární panely) vyprodukuje 1000 kWh/rok. Předpokládá se, že v následujících letech bude docházet ke zlepšování účinnosti FV článků [8].

Roční výroba elektrické energie z fotovoltaických panelů je znázorněna na níže umístěném obrázku č. 7, hodnoty výroby pro rok 2019 zatím nelze predikovat, neboť budou zpracovány Energetickým regulačním úřadem (ERÚ a.s.) až ve druhém kvartálu roku 2020.



Obr. 7 – Grafické znázornění roční produkce EE Brutto [18]

2.1.2 Trendy ve fotovoltaických panelech

Technologie fotovoltaických panelů každým dnem postupuje kupředu, do dvou let by Česká republika měla zažít velký rozvoj fotovoltaických panelů. Cena solárních panelů značně klesla vlivem prudkého rozvoje globálního trhu (viz. tab. 5). Největším exportérem na trhu s fotovoltaickými panely je Čína a Korea. Totéž se dá říci i o výrobě energie ze solárních zdrojů, jenž na burze s elektřinou je levnější než cena energie z tradičních fosilních zdrojů.

Tab. 5 – Vývoj cen a účinností jednotlivých typů FV článků [9, 19, 20]

Typ článku	Cena [€/W _p]		Účinnost [%]	
	2010	2019	2010	2019
Monokrystalické	1,5	0,22 - 0,32	18	18 - 22
Polykrystalické	1,35	0,19 - 0,25	15	16 - 18
Tenkovrstvé	0,83	0,18 - 0,27	10	13 - 14

Konstrukce fotovoltaických panelů už není „zkostnatělá“ a na trh se dostávají panely zatavené do PVC/EVA folií, jejichž šířka je pouze 2 mm. Tenkovrstvé FV články dosahují nejrůznějších tvarů, velikostí a barev. Nejvýkonnější panely dosahují výkonu 330 W_p a váží okolo 7 kg, při srovnání se současnými panely je hmotnost o třetinu nižší [9].

Vlivem absence kovového rámu jsou panely pružné a dají se přizpůsobit na jakoukoliv plochu. Ke zvýšení účinnosti se přidávají další technologie, první z nich je *Passivated Emitter Rear Cell* (PERC). Jedná se o vrstvu článku umístěnou za první vrstvou, díky níž dochází k zachycení více světla, snižuje rekombinaci elektronů a účinnost se zvyšuje o 1% bod [10]. Mezi další novinky v technologiích FV článků patří půlené články (*Half cut*), ve kterých se sníží proud i odpor na polovinu. Technologie half cut zvýší výkon panelu o 5 - 8% bodů [11].

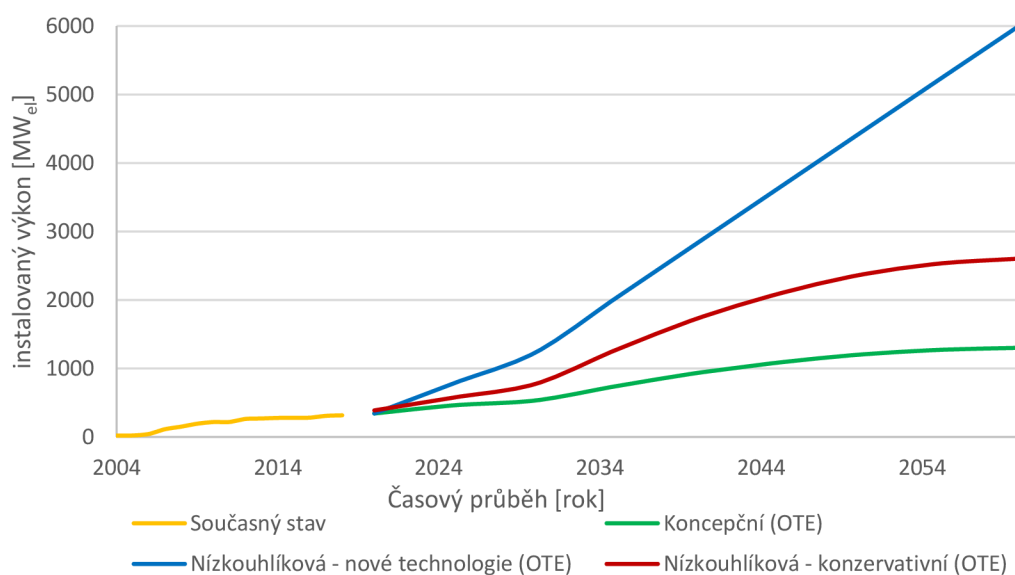
Mezi fotovoltaické systémy lze zařadit BIPV neboli integrované solární panely do pláště budov a střešních krytin. BIPV zpopularizoval technický inovátor Elon Musk a v České republice se první projekty se začaly realizovat v roce 2019. Nelze opomenout fotovoltaickou technologii AgriPV – vertikálně umístěné solární panely na zemědělské půdě (viz obr. 8). Jedná se o projekt, jenž je realizován v Německu a využívá bifaciálních panelů, které se dají mimo jiné využít i jako protihluková stěna [9, 12].



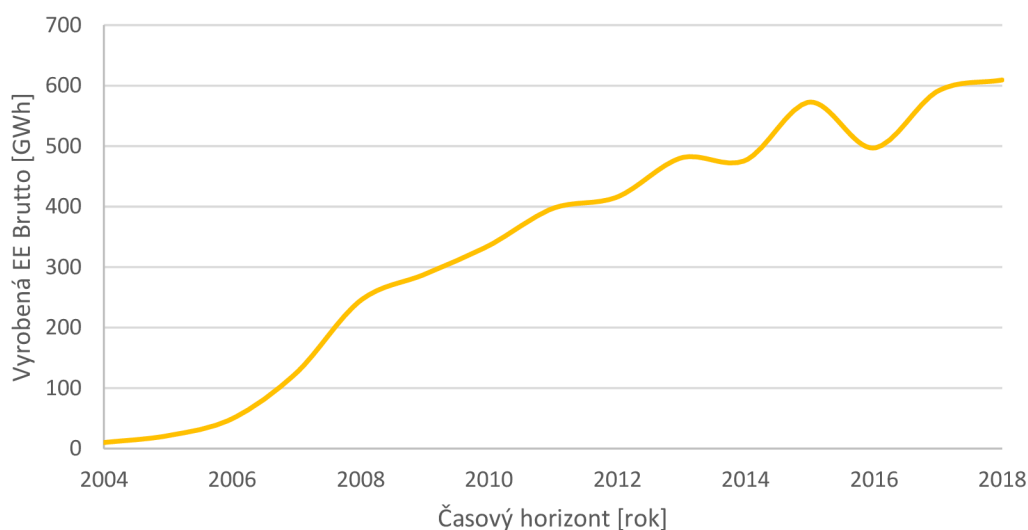
Obr. 8 – Fotovoltaické panely AgriPV od společnosti Next2Sun [13]

2.2 Větrné elektrárny

Prvního impulsu se větrné elektrárny dočkaly v roce 2002, kdy došlo k postavení prvních VE o celkovém instalovaném výkonu 6,4 MW. Postupem let narostl výkon na hodnotu 316 MW (rok 2018). Rozvoj instalovaného výkonu napříč historií až po očekávané výhledy dle případové studie OTE je znázorněn na obrázku 9. Varianta Nízkouhlíková – nové technologie (OTE) předpokládá výstavbu VE na hranici českého potenciálu, avšak podle zdroje [3] nemůže být realizována. Ze všech použitelných vytipovaných lokací byly odstraněny místa nevhodná, chráněná území, kulturní památky, místa s nedostatečnou kapacitou sítě a místa s dalšími omezujícími kritérii. Závěrem je, že využitelný potenciál větrné energie v ČR je pouze 2500 MW namísto předpokládaných 6000 MW (OTE) [3].



Obr. 9 – Rozvoj instalovaného výkonu větrných elektráren v dlouhodobém horizontu [1, 18]



Obr. 10 – Výroba elektrické energie větrných elektráren [18]

Česká republika značně zaostává v rozvoji větrných zdrojů za okolními státy EU, dle výroční zprávy ERÚ z roku 2019 se v Česku postavilo jen 8 MW VE za poslední rok. Zatímco v členských státech Evropské Unie bylo v roce 2018 postaveno 11 676 MW, a to je vůči ČR znatelný rozdíl. Základním problémem malého rozvoje větrných elektráren je absence podpory finanční ale i politické [14].

2.3 Vliv obnovitelných zdrojů na distribuční soustavu

Elektrizační soustava je navržena a provozována z historického hlediska tak, aby umožnila přenos a distribuci velkého množství elektrické energie ze zdrojů přes přenosovou a distribuční soustavu ke koncovému zákazníkovi. OZE představují v závislosti na typu zdroje elektrické energie zdroj v rozsahu stovek wattů až desítek megawatt. Rozptýlená výroba z OZE též známá jako disperzní výroba bývá připojena do distribuční soustavy, a to přímo nebo přes síť spotřebičů. Disperzní výroba má citelný vliv na tok výkonů, stabilitu napětí, kvalitu elektrické energie, chránění ES, spolehlivost a bezpečnost. Taktéž poskytuje zákazníkům elektřinu o nižší ceně a s ohledem na životní prostředí [3].

Výroba a odběr EE z obnovitelných zdrojů je dána lokálními podmínkami dostupnosti a vydatností v čase. Z tohoto pohledu lze rozdělit typy OZE na stabilní a spolehlivé, resp. nestabilní a nespolehlivé, jenž jsou dány řadou deterministických a stochastických jevů. Do deterministických jevů se řadí roční, denní a jiné cykly (taktéž sem patří výkyvy počasí). Bližší rozřazení typů OZE je v následující tabulce č. 6.

Tab. 6 – Rozřazení typů OZE dle spolehlivosti a stability [vlastní tvorba]

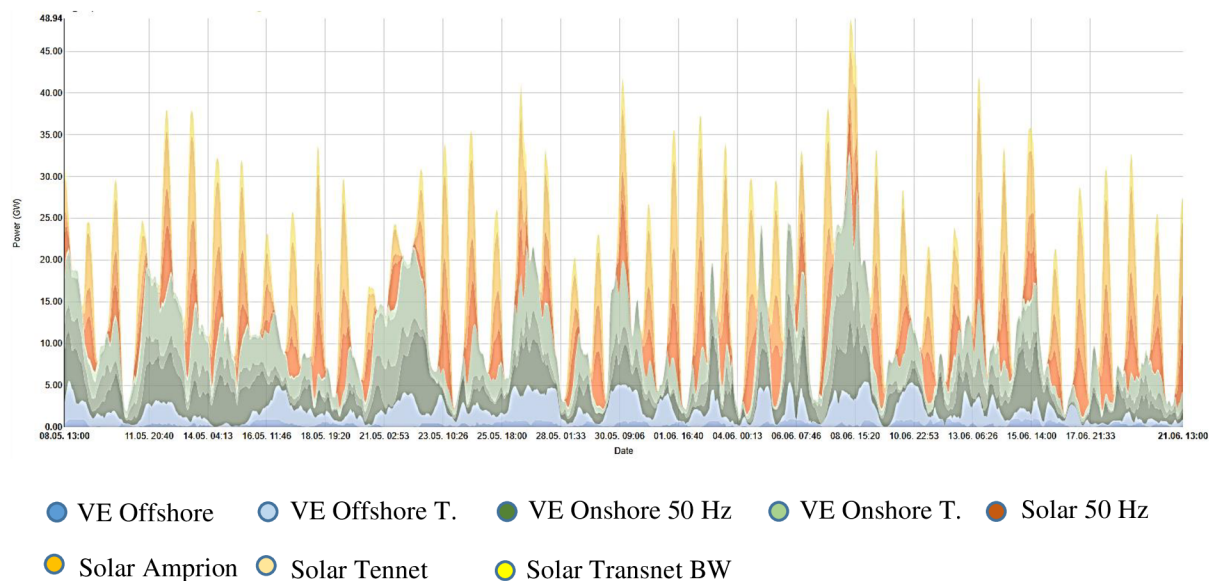
Stabilní zdroje	Nestabilní zdroje
Geotermální energie	Fotovoltaika
Biomasa	Větrné elektrárny
Palivové články	Přílivové elektrárny

Zdroje připojené do distribuční sítě mohou měnit nebo zvyšovat velikost napětí v místě připojení do sítě. Fluktuační inženýring výkonu větrných a fotovoltaických elektráren způsobuje kolísání/změny napětí v síti, jimiž může docházet k tzv. „flickru“ blikání světelných zdrojů. Výkonové měniče u generátorů mohou způsobovat neharmonické průběhy a zkreslení napětí v DS, taktéž může docházet ke vzniku meziharmonického průběhu vznikající u střídačů PWM modulace. Norma ČSN EN 6100 X - Y se zabývá vznikem, šířením a regulací nízkofrekvenčního rušení šířeného po vedení [3] V pravidlech provozování distribučních soustav (norma ČSN EN 50160) je řečeno, že provoz obnovitelných zdrojů energie paralelně s distribuční soustavou nesmí zhoršit kvalitu napětí nad povolené limity v žádných bodech DS [3].

Analýza spolehlivosti dodávky EE z obnovitelných zdrojů energie

Elektroenergetika vyžaduje spolehlivé dodávky elektrické energie, proto je nezbytné plánování výroby a spotřeby elektrické energie. Fotovoltaické a větrné elektrárny se řadí ke zdrojům, jejichž výroba elektrické energie je nerovnoměrná, snižuje možnosti pro podpůrné služby a zvyšuje nároky na ně. Vzhledem k nepravidelným dodávkám elektřiny z obnovitelných zdrojů je nutné upravovat výkon primárních zdrojů, zejména fosilních elektráren. Základním problémem vyrovnané a říditelné energetické bilance ve střednědobém horizontu bude přebytek neregulovatelného výkonu.

Německo jako jedno z mála zemí se zavázalo k úplné dekarbonizaci energetiky a přechod z fosilních zdrojů na OZE je tudíž nevyhnutelný. Energetický mix Německa v lednu 2019 byl z nadpoloviční většiny tvořen ve výrobě elektrické energie z OZE a to 51 % [15]. Síťoví operátoři musí zajistit stabilní dodávku elektřiny i za nepříznivých podmínek, zejména klimatických změn v případě OZE. Nucený výkup z obnovitelných zdrojů je také často diskutovaným tématem. Zcela neregulovatelný zdroj má právo dodávky elektrické energie do sítě za různorodou cenu. Výrobce EE má právo inkasovat podporu i za stavu, kdy nedodává elektřinu do sítě. Vlivy obnovitelných zdrojů na spolehlivost výroby elektrické energie přibližuje následující obrázek č. 11, na kterém je možné sledovat značné kolísání v případě fotovoltaických elektráren.



Obr. 11 – Produkce elektrické energie Německa od 8.5. – 21.6.2019 [16]

Fotovoltaiky

FVE jsou charakteristické rychlými změnami ve výrobě energie o desítky procent v řádu jednotek minut. Závisejí totiž nejen na denním období, ale také na zakrytí oblohy oblačností. V případě malých instalací na rodinných domcích v řádech desítek kilowatt, jsou vlivy na stabilitu sítě minimální. Za předpokladu připojení grid-on na síť 0,4 kV napájeného z jednoho transformátoru 22/0,4 kV, může docházet k přetokům energie na vyšší napěťovou hladinu a hlášení chyby ochrany vedení VN. V případě velkých elektráren o výkonu v řádu MW může docházet ke kolísání napětí v místě připojení [3].

Větrné elektrárny

U větrných elektráren dochází k podobným situacím jako v případě FVE s výjimkou tvaru denního diagramu výroby, neboť vítr fouká i v noci, jinak je výroba EE takřka nepredikovatelná, nahodilá a nepravidelná. Další odlišností je pomalejší kolísání výkonu, jenž se děje v řádech hodin. Tato vlastnost je typická pro moderní velké stroje o výkonu v řádech MW, které mají větší setrvačnost. Větrné elektrárny pracují v roce cca 10 - 20 %, to vede k ekonomickým ztrátám ve výrobě a také k problému regulovatelnosti soustavy [3].

Pro zajištění stability sítě, zlepšení plánování výroby a spotřeby elektrické energie by bylo vhodné energii z nestabilních zdrojů akumulovat a využívat v případě doplnění při poklesech výroby vlivem klimatických změn – zejména u fotovoltaiky a větrných elektráren. Uskladnění energie v různých formách představuje následující kapitola.

3. Akumulace energie

V české a světové energetice je stále více skloňovaný pojem akumulace energie, který si nachází svojí cestu i v českých podmínkách. Problematika je nejvíce diskutována v oblasti snížení, resp. eliminace nespolehlivosti dodávky elektrické energie a s tím související problémy spojené s časově proměnlivou výrobou OZE. Elektrizací soustava České republiky je propojena s evropskou soustavou (ENTSO-E) a v rámci ostatních států funguje jistá solidárnost. Evropské státy si při propadech nebo okamžité zvýšené spotřeby energie vzájemně vypomáhají krátkým stimulem, jenž je finančně náročný. Cena 1 MWh energie v záskoku je přibližně 2x až 3x dražší než cena běžná [3]. Mylné představy o snížení výkonu elektráren v nočních hodinách při nižší spotřebě energie jsou neuskutečnitelné. Každé turbosoustrojí má omezený počet najížděcích a odstavujících cyklů, jenž snižuje životnost zařízení.

Akumulaci vyžaduje jakýkoliv zdroj vyrábějící více elektrické energie, než je aktuální spotřeba. Různé typy akumulátorů mohou být řešením distribuce energie, jenž se dnes potýká s problémy okamžité poptávky a nabídky elektrické energie. V moderní energetice je uskladnění energie důležité z několika důvodů [3]:

- Regulace výkonové rovnováhy elektrizační soustavy,
- příchod smart grid, které budou efektivněji řízeny s ohledem na provozní stavy soustavy,
- optimální začlenění OZE do sítě.

Velké objemy elektrické energie jsou v dnešní době řešeny akumulací pomocí přečerpávacích elektráren a pro velkou energetiku jsou takřka jediným řešením. Tato práce se zaměřuje na nestabilní obnovitelné zdroje dosahující výkonů v řádech stovek wattů až desítek megawattů, proto budou uváděny akumulační systémy, pracující v synergii s nestabilními zdroji. Nejužívanější akumulační systémy jsou k nahlédnutí na obr. 12.

Akumulaci energie je možné rozlišovat podle doby uskladnění energie na:

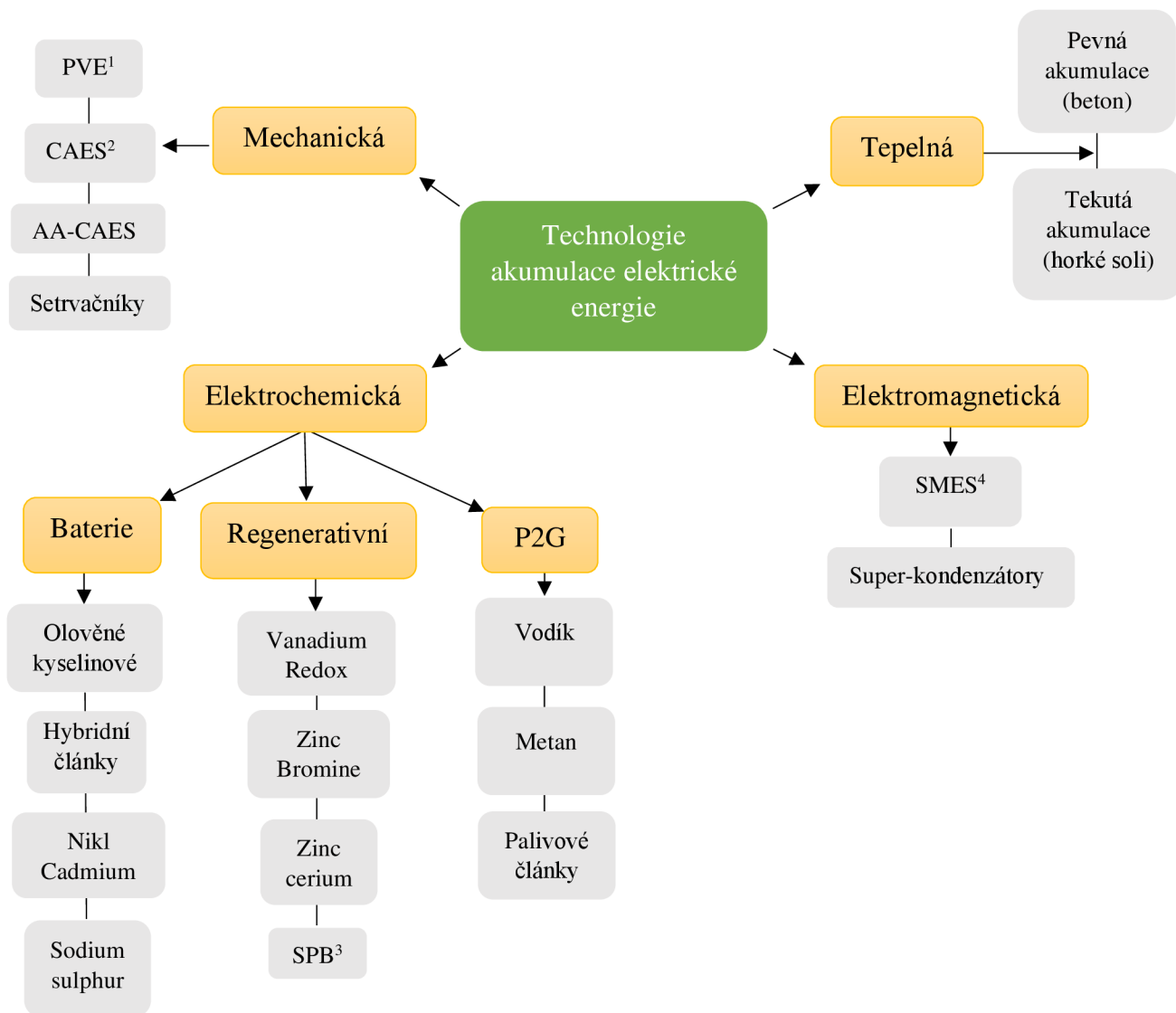
- Denní,
- sezonní.

Denní akumulace zastupuje takové zdroje, které mohou efektivně pracovat na vykrývání diagramu produkce a spotřeby energie. Taktéž dochází k vyrovnávání cen mezi minimem a špičkou [17].

Sezonní akumulace je vhodná pro nestabilní zdroje, které byly přiblíženy v kapitole 2.3. Tato technologie umožňuje uskladnit velký objem energie získané například během letních solárních zisků a následně ji využít v zimních měsících.

Na základě uvedených faktů je možné konstatovat, že akumulace řeší současné problémy energetiky a systémy s ní spojené, které je možné rozdělit následně podle [3]:

- Požadovaného výkonu – okamžité a záložní,
- kapacity akumulátoru – nízké, střední a vysoké,
- počtem cyklů – denní, týdenní, roční a nepravidelné,
- nabíjení a vybíjení – rychlé a pomalé,
- fáze přeměny – heterogenní a homogenní,
- formy ukládání energie – přímé a nepřímé.



Obr. 12 – Přehled akumulčních systémů [vlastní tvorba]

¹ - PVE – Přečerpávací vodní elektrárny,

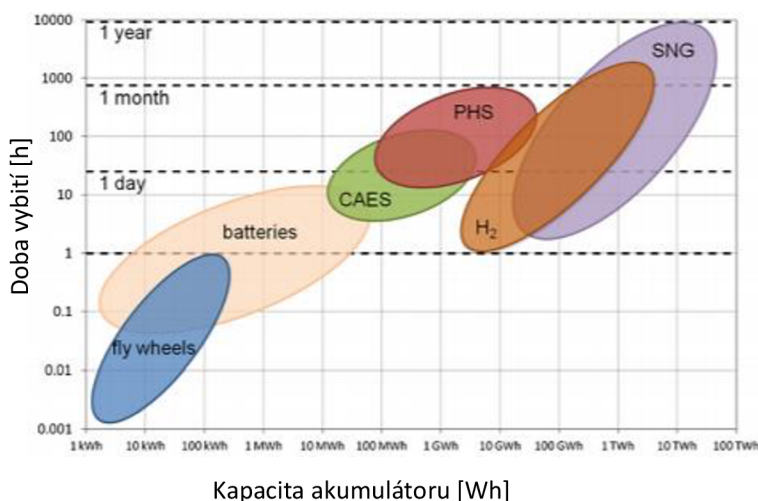
² - CAES – Compressed Air Energy Storage,

³ - SPB – Sodium Polysulfide Bromine,

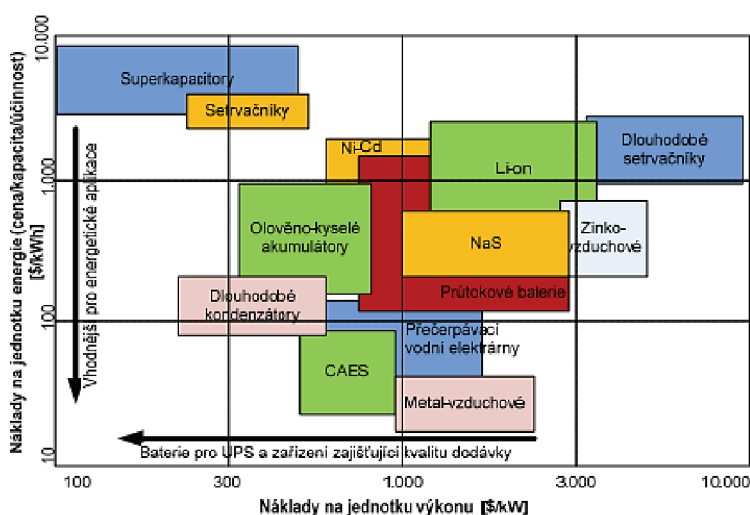
⁴ - SMES – Superconducting Magnetic Energy Storage.

Z výše uvedeného blokového diagramu jsou pro denní a sezónní akumulaci nejvhodnější baterie, setrvačníky, CAES a uložení do chemické energie ve vodíku či metanu, jenž zaštiťuje technologie Power-to-Gas (P2G). Tyto akumulční systémy splňují základní požadavky na skladovací technologie, kterými jsou zvýšená skladovací kapacita s vysokými dobami nabíjení a vybíjení [21].

Popis jednotlivých technologií se zhodnocením jejich úložné kapacity (jímavost akumulátoru) s charakteristikou nabíjecího a vybíjecího času přibližuje obr. 13. Ekonomickému posouzení jednotlivých systémů uložení energie se věnuje obrázek č. 14, který ukazuje potřebné náklady na uskladnění 1 kW.



Obr. 13 – Závislost akumulční kapacity na vybíjecím čase jednotlivých akumulčních systémů [21]



Obr. 14 – Grafické znázornění nákladů na jednotku energie jednotlivých akumulčních systémů [3]

3.1 Baterie

Elektrochemické akumulátory, kam mimo jiné patří i baterie, ukládají energii ve formě chemické energie. Hlavní výhodou je dobře zvládnutá technologie výroby, různorodé využití a relativně nízká cena. Obvykle udávaná životnost se pohybuje v řádech stovek až tisíce cyklů, při kterém dochází k nevratnému poškození elektrod. Tomuto problému předchází průtočné baterie, které mají neomezený počet cyklů nabití a vybití, tím nedochází k znehodnocování elektrolytu. Hlavní nevýhodou baterií je možné samovolné vybíjení a zvýšená citlivosti na hluboké vybití. Při hlubokém vybíjení dochází k nevratným změnám elektrod související se snížením kapacity akumulátoru. Nejznámějšími bateriemi jsou olovené akumulátory s elektrolytem z kyseliny sírové. Při nabíjení vyvolává procházející proud chemické změny projevující se rozdílem potenciálů na elektrodách. Naopak v režimu vybíjení využívá rozdílného potenciálu k čerpání elektrické energie z baterie. Dalšími analogicky pracujícími typy jsou Ni-MH, Li-ion, Lipol, Ni-Cd, Ni-Zn a Ag-Zn baterie [22, 23].

Za zmínku stojí průtočné baterie lišící se především v uskladnění tekutého elektrolytu v zásobovacích tancích a elektrolyt je vháněn čerpadly do chemického článku. Nejznámější průtočnou baterií je vanadium redoxní baterie (VRB) disponující minimálními provozními náklady (0,008 €/kWh), nízkými investičními výdaji (565 – 1 464 €/kWh) a zanedbatelným samovybíjením. Okamžitý přechod z režimu nabíjení na vybíjení je optimální předpoklad k vyrovnávání krátkodobých a střednědobých výkyvů výkonů nestabilních obnovitelných zdrojů [24].

3.2 Akumulace energie do stlačeného vzduchu

Akumulace energie prostřednictvím stlačeného vzduchu, též známá pod zkratkou CAES (z anglického *Compressed Air Energy Storage*), funguje na podobném principu jako přečerpávací vodní elektrárny. Princip činnosti je založen na vtláčení stlačeného vzduchu do rezervoáru, jímž mohou být utěsněné podzemní prostory, přírodní jeskyně nebo vytěžené důlní kaverny. V době přebytků v síti, kdy je cena elektřiny levná, elektromotor odebírá elektřinu ze sítě a pohání kompresor. Stlačený vzduch je ve špičce využit při spalování v plynové turbíně, nebo v alternátoru k výrobě elektrické energie. Vylepšenou variantou CAES je AA – CAES (*Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage*) využívající tepelnou energii vzniklou při stlačování vzduchu k adiabatické dekompresi a zvyšuje celkovou účinnost procesu. Technologie dosahuje účinnosti mezi 60 - 75 % [3].

Největší problémy jsou spojené s teplotními změnami (při kompresi dochází k zahřívání vzduchu a při expanzi k ochlazení) a úspěšným začleněním akumulárního systému do lokálních podmínek [17, 24].

Investiční náklady technologie CAES se pohybují v rozsahu 400 – 1 150 €/kWh a cena za uložení 1 kWh energie ve stlačeném vzduchu je v rozmezí od 10 do 120 € [25].

3.3 Setrvačníky

Setrvačníky (z anglického *Flywheel*) mají dlouhou historii užívání a základní výhody spočívají v jednoduchosti a mnohostranném využití. Rotující setrvačníky pracují na principu ukládání energie ve formě kinetické energie. Pro zpětné využití energie je odběr zajištěn elektromotorem pracujícím jako alternátor. Historické setrvačníky byly tvořeny ocelí a běžně užívanými ložisky. Problémy způsobené ztrátami vznikající třením o vzduch, ložisky pracujícími při nízkých otáčkách a velké tření ložisek se podíleli na nízké efektivnosti setrvačníku pracující s otáčkami v řádech několika tisíc za minutu. Současná ložiska mohou být tvořena magnetickými ložisky nebo supravodivými magnety, kterými mohou být texturované bloky $YBa_2Cu_3O_y$ dosahující při teplotě 29 K magnetické indukce 17 Tesla. Setrvačníky jsou tvořeny uhlíkovými kompozity a rotují ve vakuu. Moderní rotační setrvačníky pracují v rozmezí otáček 50 000 - 100 000 min^{-1} [3, 17].

Účinnost setrvačníku dosahuje přes 90 % a potenciál využití leží v krátkodobém uskladnění energie (denní akumulaci) a následném realizování velkých výkonů. Technologie umožňuje odpovědět na okamžitou poptávku po energii, udržet stabilní frekvenci a zajistit kvalitní dodávku energie pro zařízení citlivá na změny. Uvažuje se i o nasazení setrvačnicků ke krátkodobé akumulaci energie ze solárních elektráren, jež by eliminovalo fluktuaci výkonu při krátkodobé oblačnosti nad panely [24].

Setrvačníky jsou poměrně drahá zařízení a tomu také odpovídají vysoké investiční náklady, které se odhadují na 1 375 až 5 500 €/kWh s tím, že tyto setrvačníky mají velmi rychlé samovybíjení. V nadcházejícím horizontu (rok 2030) se očekává pokles CAPEXu (915 až 3 575 €/kWh) díky rozvoji technologie, zlepšení životního cyklu zařízení a snížení ztrát samovybíjení [26].

3.4 Power-to-Gas

Jedná se o čisté, elegantní a velmi drahé řešení akumulace energie. Jde o přeměnu elektrické energie na energii uloženou v syntézních plynech a tato technologie nese název Power-to-Gas (ve zkratce PtG nebo P2G). Systém PtG spojuje elektroenergetiku s plynárenstvím a umožňuje jejich maximální a efektivní využití. První zmínky o PtG byly zaznamenány v roce 1980 v Japonsku, kde se p. Hashimoto a kol. pokoušeli recyklovat CO_2 za pomoci mořské vody. Následně v roce 2003 byla postavena pilotní elektrárna fungující na principu P2G [28].

Dnes se tématem Power-to-Gas zabývá mnoho zemí po celém světě a se zvyšujícím se počtem pilotních projektů dochází k rozvoji této jinak velmi drahé technologie. Tato podkapitola čtenáři představí princip technologie akumulace energie do syntézních plynů (do vodíku a syntetického metanu). Následně budou představeny realizované projekty ve světě a v České republice a na konci kapitoly bude uveden základní přehled požívaných syntézních médií.

3.4.1 Princip Power-to-Gas

V důsledku stálého navyšování podílu větrné a solární energie v energetickém mixu a s tím souvisejících problémů přenosu a skladování přebytečné elektřiny se jeví využití PtG jako vhodné řešení. Výstupním produktem je plyn, pro jehož přepravu je využitelná stávající plynárenská infrastruktura, která má větší dopravní kapacitu než elektrizační soustava, která bývá velmi často přetěžována [30]. Využití přebytků ze sítě k výrobě syntetických plynů např. vodíku (P2Hydrogen – P2H) je nezbytným krokem k počáteční přeměně z energie elektrické na chemickou. Vzniklý vodík lze považovat za konečný produkt, který může být přepravován mobilní nebo kontinuální přepravou a následně vtlačěn do PZP (dnes není realizováno). Zde vyvstávají problémy při vtlačení do distribuční sítě zemního plynu. V České republice zatím nelze přidávat vodík do DS, zatímco v Německu je legislativně omezena koncentrace vodíku v plynárenské síti na hodnotu 10 %. Přeprava a skladování je problematické, technologicky náročné a tedy i drahé. Vodík difunduje skrz některé ocelové materiály a při vyšší koncentraci může způsobovat praskání svarů vlivem vodíkové křehkosti (viz. kapitola 4.6.2). V současné době je připravenost na vyšší koncentraci vodíku v přepravovaném ZP ke konečnému zákazníkovi minimální [29].

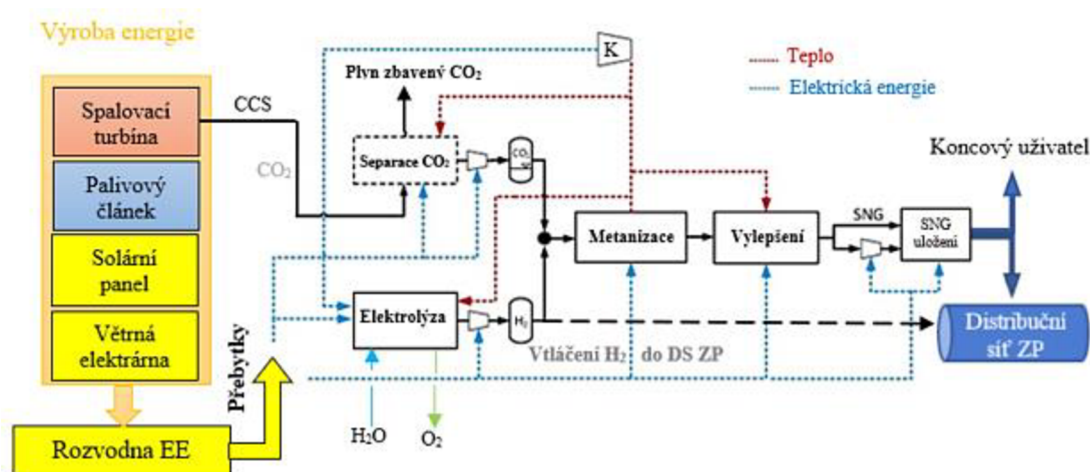
Tyto aspekty vedly k využití další technologie – metanizace, jež vyrábí pomocí katalytické reakce metan. Vstupními produkty do metanizační jednotky jsou vodík, oxid uhličitý, elektrická energie a výstupními produkty jsou voda a tepelná energie. Nevýhodou metanizace je snížení účinnosti až o 16% bodů, tu ale vyvažuje snazší přeprava spolu se skladováním a trojnásobně vyšší spalné teplo na úkor 1 m³ vodíku [28].

Transformace energie na jiný druh energie poskytuje PtG značnou výhodu oproti jiným skladovacím systémům. Mezi výhody rozhodně patří širší uplatnitelnost v porovnání s jinými systémy uskladnění energie (bateriemi, CAES, setrvačnický či PVE). Taktéž se jedná o jeden z nejlepších způsobů řešení akumulace přebytečné energie z OZE na delší dobu. V porovnání s následujícími druhy akumulace má technologie PtG značné prvenství v největší době uskladnění [29].

- Akumulace EE v kondenzátorech v rámci minut,
- akumulace EE v bateriích a CAES v řádech hodin,
- akumulace energie využívající potenciální a kinetickou energii je obtížné posoudit (setrvačnický a přečerpávací vodní elektrárny),
- akumulace EE ve formě H₂ či CH₄ aplikací PtG v řádech měsíců.

Pro výrobu metanu katalytickou metanizací je nezbytný oxid uhličitý. Využití zachyceného CO₂ z plynu ze spalin či přímo separovaného ze vzduchu, umožňuje snižovat množství skleníkových plynů v atmosféře a činí technologii konkurenceschopnou vůči jiným akumulačním jednotkám.

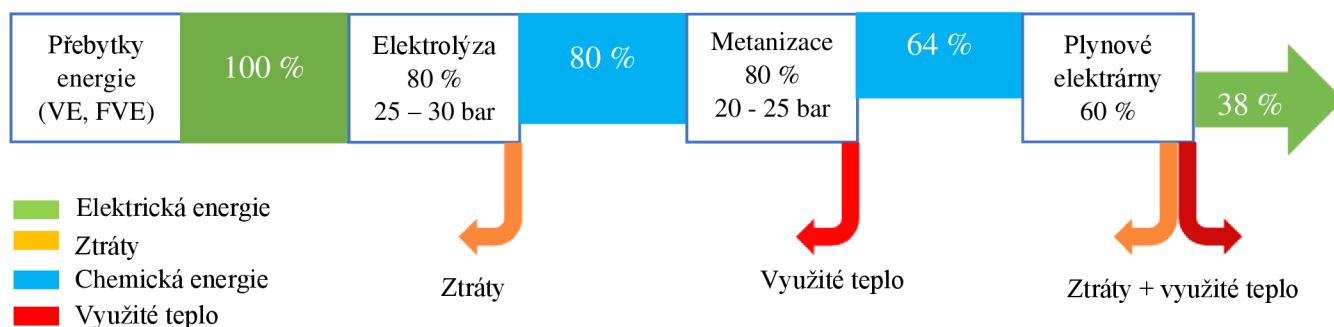
Technologický řetězec P2G je znázorněn na obrázku 15 a podrobně vysvětluje jednotlivé pochody od výroby elektrické energie až po vtlačení plyných medií do plynárenské soustavy zemního plynu.



Obr. 15 – Blokové schéma technologie P2G [vlastní tvorba]

Účinnost celého technologického řetězce PtG je nízká a pohybuje se v rozmezí 30 - 40 %. Už při přepravě elektřiny z rozvodny EE do samotného elektrolyzátoru vznikají síťové ztráty ve výši 1 - 5% bodů, které se většinou neuvažují. Přeměna elektrické energie na vodík pomocí elektrolyzy je provázána ztrátami účinnosti ve výši 20% bodů způsobené v důsledku vznikajícího odporu použitého článku. Ztráty jsou realizovány ve formě tepelné energie. Dalším krokem je použití vodíku a oxidu uhličitého k výrobě metanu metanizací, kde dochází ke snížení účinnosti až o 16% bodů, tudíž na celkovou účinnost 64 %. Do samotného procesu musí být zahrnuta komprese (<80 bar), při které vznikají ztráty ve výši 0,4% bodů. Stlačený metan může být vtlačěn do plynárenské sítě a přepraven ke koncovému zákazníkovi. Použitím metanu jako primárního paliva pro kogenerační jednotky nebo paroplynové elektrárny se opět sníží účinnost při konverzi chemicky vázané energie v metanu na elektrickou energii. Zde dochází k největšímu úbytku na účinnosti pohybující se v rozmezí 26 - 34 % [21]. Neefektivní spalovací procesy by měly být co nejvíce omezeny, naopak se očekává využití takových procesů, při kterých bude celková účinnost navýšena, např. palivové články.

Grafické znázornění jednotlivých účinností od přebytků elektrické energie až po využití plynu u koncového zákazníka je znázorněno na obr. 16. Z diagramu je možné si povšimnout, že největší ztráty nastanou při opětovné transformaci na elektřinu.

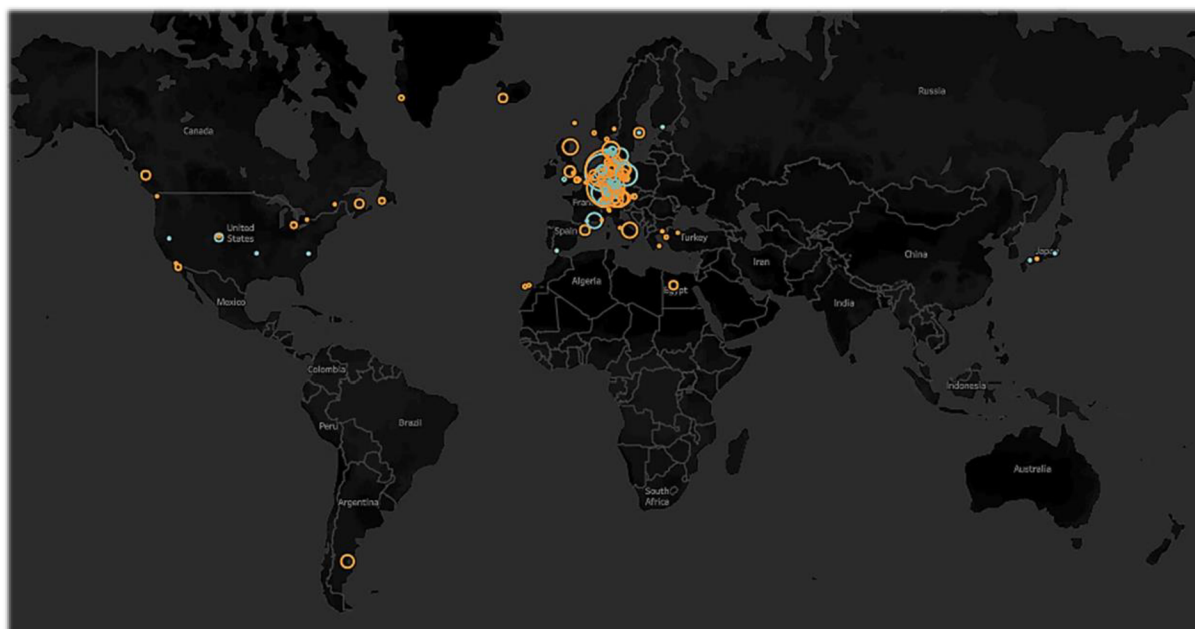


Obr. 16 – Účinnosti dílčích článků technologie P2G [vlastní tvorba]

Velmi drahá technologie s nízkou účinností by měla být v dlouhodobém horizontu více nasazena. V případovém scénáři Nízkouhlíkovém – nové technologie (OTE) se předpokládá nasazení sezónní akumulace do roku 2060 o instalovaném výkonu 2 000 MW [1]. Do té doby se očekává zvýšení celkové účinnosti Power-to-Gas, snížení investičních a provozních nákladů jednotlivých článků tohoto technologického řetězce. Této problematice se bude věnovat ekonomická analýza možného nasazení P2G v České republice.

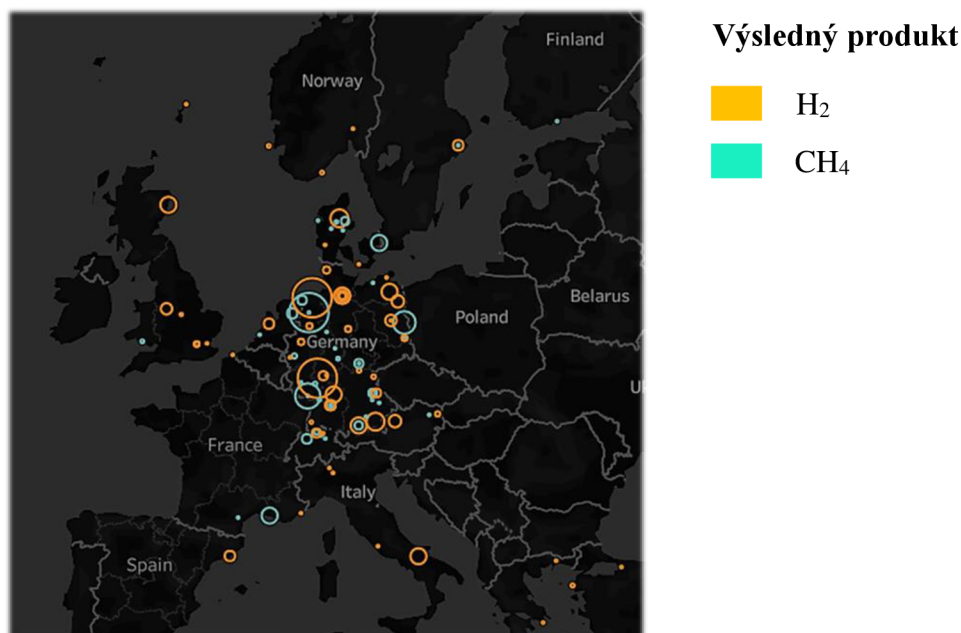
3.4.2 Přehled technologických celků Power-to-Gas ve světě

Vysoká poptávka po sezónní akumulaci je každým dnem vyšší. Tomu také odpovídá vzrůstající počet realizovaných projektů napříč státy světa. Od roku 1988 vzniklo celosvětově 153 P2G projektů ve 22 zemích světa, jež produkují jako výsledný produkt vodík nebo metan [31]. Pouze v roce 2019 vzniklo 56 projektů P2H a 38 projektů P2M. Existující projekty zabývající se technologií PtG jsou znázorněny na obrázku č. 17 [32].



Obr. 17 – Existující projekty PtG (Říjen 2019) [33]

Ze všech současných projektů je 55 % pouze demonstračních s výkonem menším než 1 MW. Zbýlých 45 % z realizovaných projektů, má vyšší výkon než 1 MW a jsou komerčně využívány provozovatelem dodávající plyn do distribuční sítě nebo přeměňuje energii na teplo [32].



Obr. 18 – Projekty P2G v Evropě (říjen 2019) [33]

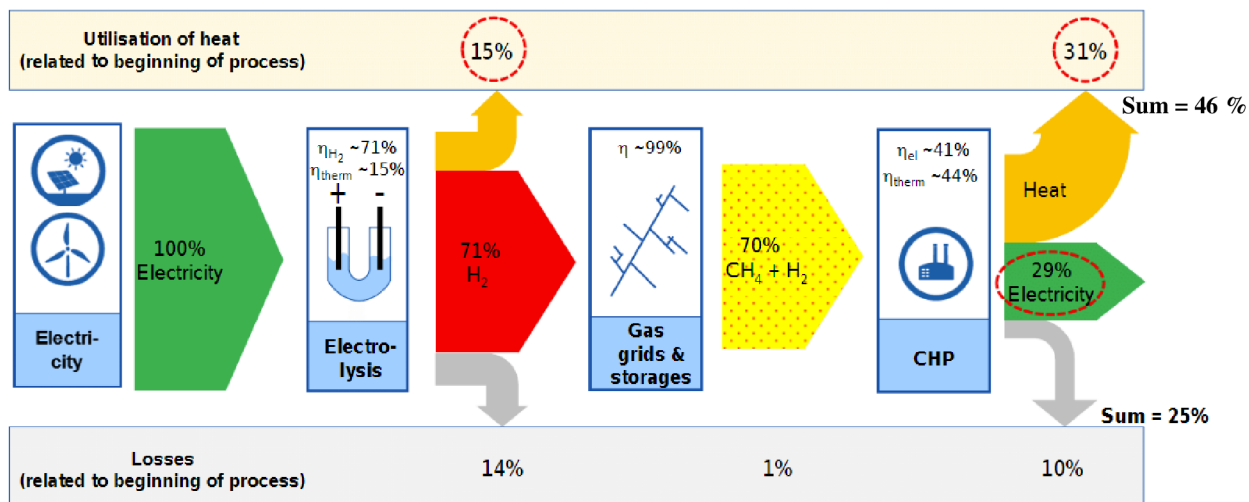
Z obrázku č. 18 je zřejmé, že nejvíce projektů a výzkumných prací probíhá na území Německa. To se zavázalo zvýšit výrobu elektřiny z obnovitelných zdrojů na 50 a 80 % v roce 2030 a 2050 ze stávajících 32 % (rok 2015). Důraz je na větrnou energii, jež by měla tvořit největší podíl v energetickém mixu, a právě aplikace PtG umožní využití přebytků v síti k akumulaci do plynného media [197]. Německo se řadí mezi země s nejrozvinutějším vodíkovým hospodářstvím a vyrobený vodík nebo metan je transportován pomocí distribuční sítě zemního plynu. Německá přepravní soustava je dlouhá téměř 40 000 km a distribuční soustava dosahuje 470 000 km [29].

Pro představu byly vybrány čtyři demonstrační projekty P2G v Německu, Francii a České republice, které jsou popsány níže.

Ibbenbüren – Německo

Společnosti ITM Power a RWE (dnes innogy) realizovaly v roce 2015 výstavbu jednotky PtG v regionu Ibbenbüren - Severní Porýní (Vestfálsko), jež využívá přebytků v síti z OZE k výrobě vodíku.

Výroba vodíku je zajištěna inovativním PEM elektrolyzérem (společnosti ITM Power) 150 kW_{el}, vyrábějícím 30 Nm³/h H₂ při 14 barech a špičkově lze dosáhnout až 40 Nm³/h H₂ a 200 kW_{el}. Vodík je poté vtlačěn do plynárenské sítě zemního plynu (provozovatel innogy). Celková účinnost procesu Power-to-Hydrogen dosahuje 71 % a teplo vznikající při elektrolýze je využito ke kogeneraci s účinností téměř 86 % (viz. obr. 19). Flexibilita dálkově ovládaného systému P2G je značná a stoprocentního výkonu ze studeného startu dosáhne za 5 minut [34].

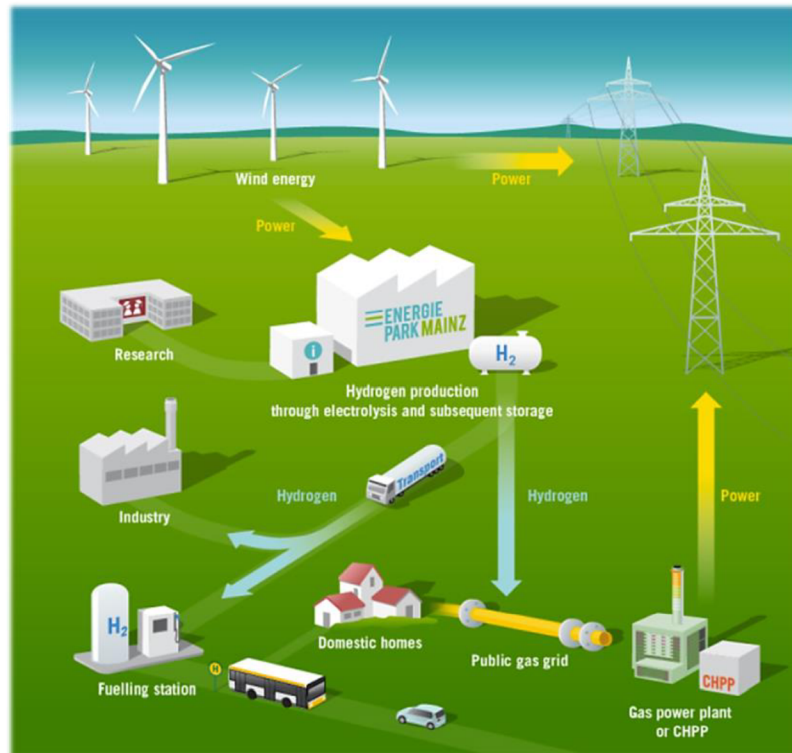


Obr. 19 – Grafické znázornění účinností v projektu P2G Ibbenbüren [34]

Energie park Mainz – Německo

Energie park vznikl jako společný projekt vzájemné spolupráce mezi Stadwerke Mainz, společností Siemens, Linde a RheinMain University of Applied Sciences. Projekt podporovaný Spolkovým ministerstvem pro hospodářství a energetiku v rámci finanční iniciativy „Förderinitiative Energiespeicher“ byl financován částkou 17 mil. €. Energie park využívá elektrické energie z blízkých větrných elektráren o instalovaném výkonu 6 MW k výrobě vodíku. Vodík je vyráběn PEM elektrolyzérem SILYZER 200 dodaný společností Siemens o výkonu 2 MW, dodávající ročně do plynárenské sítě 200 tun H₂ [36, 37].

Vodík je stlačován pomocí ionického kompresoru (společnost Linde). Ten se odlišuje od běžně dostupných pístových kompresorů válcem naplněným iontovými tekutými solemi. Sůl se nevypařuje a nedochází k mísení s vodíkem, jež vede k vyšší energetické efektivnosti. [35] Produkovaný vodík je vtlačován do distribuční sítě zemního plynu o koncentraci 6 - 7 %. Většinu H₂ prodává společnost Linde průmyslovým zákazníkům k využití v plynových elektrárnách a kogeneračních jednotkách [36, 37].



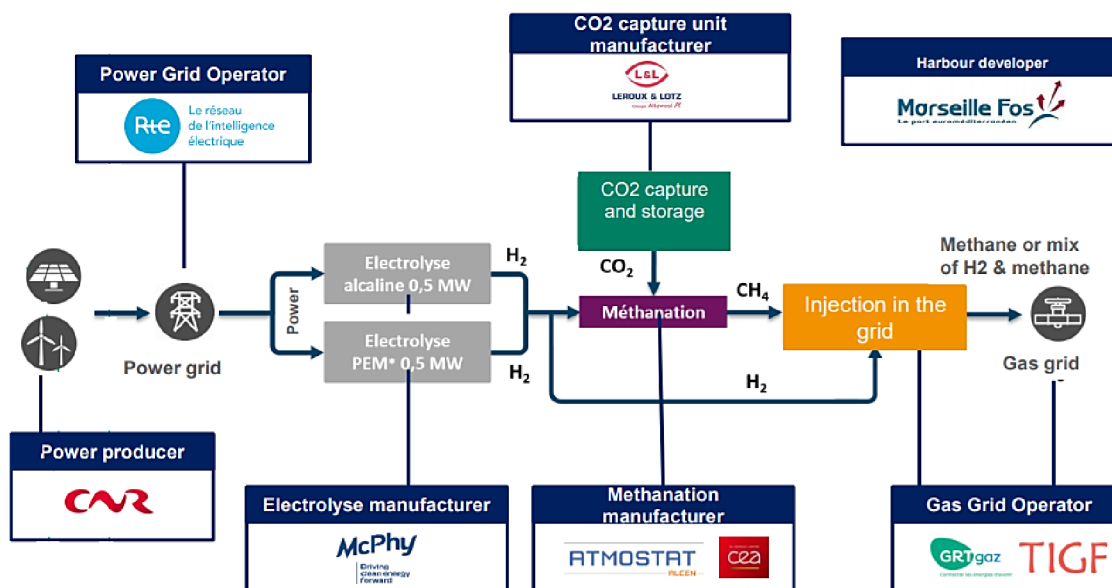
Obr. 20 – Schéma projektu Energie park Mainz [35]

Jupiter 1000 – Francie

První průmyslový projekt Power-to-Gas ve Francii nese název Jupiter 1000. Byl realizován v roce 2016 v lokalitě Fos-sur-mer a je koordinován plynárenskou společností GRTgaz. Projekt byl spolufinancován Evropskou unií v rámci fondu EFRR společně s Francií a propojuje 9 francouzských partnerů z různých oblastí odborných znalostí, kterými jsou [38]:

- McPhy – výrobce elektrolyzérů,
- ATMOSTAT a CEA (Francouzská komise pro atomovou energii) – metanizační jednotky,
- Leroux & Lotz – výrobce technologie pro zachytávání CO₂,
- CNR – výrobce obnovitelných zdrojů,
- RTE – provozovatel elektrizační soustavy,
- GRTgaz a TERECA – provozovatelé plynárenské soustavy.

Tento demonstrační projekt o výkonu 1 MW umožní transformovat přebytky elektrické energie z obnovitelných zdrojů do vodíku a metanu a následně je přepravovat pomocí plynárenské soustavy [38].

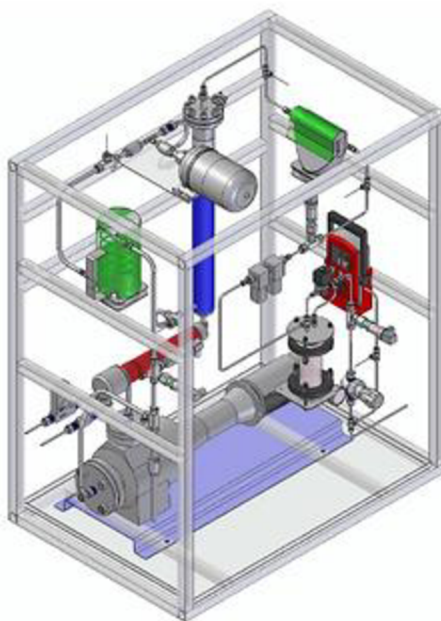


Obr. 21 – Schématické propojení Francouzských firem do projektu Jupiter 1000 [39]

Výroba vodíku je zajištěna alkalickým a PEM elektrolyzérem, jež dodala společnost McPhy. Elektrolyzéry jsou v rozsahu od 4 - 400 Nm³/h a pracují do tlaku 30 bar. Následně je vodík vtlačěn do plynárenské sítě o objemovém toku až 200 Nm³ za hodinu. Část proudu vodíku prochází přes metanizační reaktor (společnost ATMOSTAT/CEA), kde vodík spolu s CO₂ se přemění na metan. Ten je vtlačěn do distribuční sítě jejichž provozovateli jsou společnosti GRTgaz a TEREKA [40].

ÚJV Řež – Česká republika

Jediným doposud realizovaným projektem v České republice je experimentální zařízení Power-to-Gas společnosti ÚJV Řež a.s. K demonstraci akumulace energie do vodíku, je využita elektrická energie z fotovoltaických panelů (ÚJV provozuje 60 kusů modulů Gloria Solar 230 W o celkovém výkonu 13,8 kWp) o výkonu 7,36 kWp pro napájení akumulátoru a elektrolyzéro. Zbylá část výkonu (6,44 kWp) slouží pro technické účely ÚJV [40]. Výroba vodíku je uskutečněna PEM elektrolyzérem o výkonu 6,7 kW a objemovém toku produkovaného vodíku v rozmezí 0 - 1 Nm³/h H₂ při maximálním přetlaku 15 bar [42]. Dlouhodobé uskladnění vodíku je zajištěno za pomoci zásobníku pracující při vstupním tlaku 5 - 15 bar o kapacitě 330 kWh což odpovídá 10 kg vodíku. Pro zpětnou přeměnu na elektrickou energii je využito PEM palivového článku s výkonem 4 kW.



Obr. 22 – Experimentální zařízení P2G ÚJV Řež [42]

Rozšíření České platformy vodíkového hospodářství mohlo být o projekt Greening of Gas (GoG), který měl vzniknout ve vzájemné spolupráci společností GasNet, s.r.o. a NET4GAS, s.r.o. Projekt spočíval ve využívání obnovitelné energie k výrobě vodíku a následné výroby syntetického metanu získaného biologickou metanizací. Předpokládaným rokem zprovoznění měl být rok 2023, avšak tento inovativní projekt byl vyřazen z verze předané MPO a ERÚ z 31.10.2019 [42].

3.4.3 Syntézní plyny

Syn-plyny nebo syntetické plyny jsou definovány jako směs plynu s významným podílem vodíku (H_2), oxidu uhelnatého (CO), oxidu uhličitého (CO_2) a malým množstvím vody (H_2O) v závislosti na technologii výroby. Název syntézní plyn je odvozen z použití jako meziprodukt k syntéze jiných chemikálií (syntetické zemního plynu, amoniaku nebo methanolu). Syntézní plyny jsou mimo jiné meziproduktem při výrobě syntetické ropy, která se používá jako mazivo nebo palivo [43].

Jednou z možností výroby syntetického plynu je zplyňování paliva obsahující uhlík na plynný produkt, jenž má určitou výhřevnost. Syn-plyn má méně než 50 % energetické hustoty zemního plynu, nelze jej přímo spálit, ale dá se využít jako zdroj paliva [44]. Tento plyn je obvykle vyráběn zplyňováním uhlí nebo komunálního odpadu, parním reformingem, částečnou oxidací nebo syntézou Fischer-Tropsch. Při těchto reakcích se uhlík kombinuje s vodou nebo kyslíkem za vzniku oxidu uhličitého, oxidu uhelnatého nebo vodíku [43].

Při zplyňování se využívá mnoho produktů obsahujících uhlík k přeměně na delší uhlovodíkové řetězce. Nejčastěji využívanými surovinami při výrobě syntetického plynu zplyňováním jsou: uhlí, suroviny na bázi ropy, nebo jiné produkty (odpady). Vstupní surovina je vložena do zplyňovače v suché nebo kašovitě formě, kde dochází k reakci v prostředí s deficitem kyslíku s párou za působení zvýšeného tlaku a teploty. Výsledný plyn vyprodukovaný tímto procesem je tvořen z 85 % oxidem uhelnatým a vodíkem, dále malým množstvím metanu a oxidu uhličitého [43].

Syntetický plyn může obsahovat některé stopové prvky nečistot, které jsou odstraněny dalším zpracováním (separace, regenerace, nebo vráceny do zplyňovače). Jednou z nečistot je síra (elementární forma nebo kyselina sírová), jenž je separována a následně prodávána. Dalším stopovým prvkem je dusík. Ten musí být zachycen z důvodu zabránění produkce oxidů dusíku (znečišťující látka) [43, 45]. Následující tabulka č. 7 přibližuje běžné zastoupení jednotlivých chemických složek v syntetickém plynu.

Tab. 7 – Specifikace syntézního plynu pro variaci aplikací [44, 46]

Specifikace	Vodík pro využití v rafinériích	Výroba amoniaku	Metanolová syntéza	FTS ¹
Zastoupení v plynu				
H ₂	98 %	75 %	71 %	60 %
CO	10 - 50 ppm	(CO + CO ₂) do 20 ppm	19 %	30 %
CO ₂	10 - 50 ppm		4 - 8 %	-
N ₂	2 - 5 %	25 %	-	-
Ostatní plyny	N ₂ ² , Ar a CH ₄ ³	Ar a CH ₄ ³	N ₂ ² , Ar a CH ₄ ³	N ₂ ² , Ar, CO ₂ a CH ₄ ³

¹ – Syntéza Fischer-Tropsch.

² – Zastoupení dusíku v syntézním plynu bývá v rozmezí 2 - 5 % v závislosti na výsledném produktu syn. plynu.

³ - Zastoupení metanu v syn-plynu bývá v rozmezí 0 - 15 % v závislosti na výsledném produktu.

Syntetický plyn je klíčovým meziproduktem při výrobě:

- Vodíku,
- amoniaku,
- methanolu,
- syntetických uhlovodíkových paliv.

Amoniak

Těž známý jako čpavek s chemickým vzorcem NH₃. Jedná se o bezbarvý, silně čpící, zásaditý, žravý a dráždivý plyn. Dobře je rozpustitelný ve vodě a reaguje s kyselinami za vzniku amonné soli. Amoniak je možné skladovat v kapalném stavu za působení vysokých tlaků. Čpavek a jeho sloučeniny se využívají v zemědělství jako hnojivo, ale pro vodní organismy je vysoce toxický. Dále se používá v chladičnictví jako náhrada freonů a také jako bělicí a čistící činidlo v průmyslu, domácnostech a dalších průmyslových procesech.

Amoniak je nejvíce uvolňován do atmosféry při rozkladu živočišných a lidských odpadků. Největší problém při uvolňování čpavku do ovzduší je výrazný zápach, jenž je zřetelný i za nízkých koncentrací [47]. Specifické vlastnosti amoniaku jsou znázorněny níže.

Tab. 8 – Vybrané vlastnosti amoniaku [48,49]

Identifikace a fyzikálně chemické vlastnosti	Čpavek
Chemický vzorec	NH ₃
Molární hmotnost	17,031 g/mol
Hustota za bazických podmínek ¹	0,73 kg/m ³
Hustota par při vzduch = 1	0,59
Teplota samovznícení	651 °C
Bod tání	-77,6 °C
Bod varu	-33,4 °C
Mez výbušnosti	15 - 30 % obj.
Hořlavost	16 - 25 % obj.
Hodnota pH při 20 °C	11,6

¹ – Bazický tlak 101,325 kPa a teplota 15 °C.

Methanol

Nejedná se o syntézní plyn, ale o bezbarvou kapalinu a pro úplnost byl zařazen do této práce. Methanol je známý také pod názvy Methylalkohol, nebo karbinol. Jedná se o těkavou, hořlavou, silně jedovatou a alkoholicky páchnoucí kapalinu, jež je neomezeně mísitelná s vodou. Methanol vzniká při alkoholovém kvašení a v průmyslu je vyráběn katalytickou hydrogenací oxidu uhelnatého z vodního plynu. Jeho využití je různorodé: jako rozpouštědlo, přepracování řepkového oleje na bionaftu, přísada do nemrznoucích směsí, jako surovina pro výrobu jiných organických látek a lze ho využít také v palivových článkách [50].

Tab. 9 – Vybrané vlastnosti methanolu [52, 53]

Identifikace a fyzikálně chemické vlastnosti	Methanol
Funkční vzorec	CH ₃ OH
Molární hmotnost	32,042 g/cm ³
Hustota při 20 °C	0,791 g/cm ³
Hustota par při vzduch = 1	1,11
Teplota samovznícení při 101,325 kPa	455 °C
Bod tání	- 98 °C
Bod varu při 101,325 kPa	65 °C
Mez výbušnosti	6 - 36 % obj.
Měrné teplo	2 495 J/(kg.K)

Diplomová práce se soustředí na technologii Power-to-Gas, při které je výsledným produktem vodík nebo syntetický metan, a těmto plynům se také budou detailně věnovat následující kapitoly, a proto v této části nebudou zmíněny.

4. Vodík

Cílem této kapitoly je čtenáře seznámit se specifickými vlastnostmi vodíku, jakými způsoby lze produkovat vodík se zaměřením na výrobu z obnovitelných zdrojů. Následně se čtenář seznámí s důležitostí kvality a čistoty distribuovaného plynu, včetně jakým způsobem je možné plyn čistit od nežádoucích látek. V dalších podkapitolách budou představeny možnosti uskladnění a přeprava vodíku. Mimo jiné budou zmíněny legislativy, bezpečnost a rizika vodíkových technologií.

4.1 Fyzikálně-chemické vlastnosti vodíku

Vodík je za normálních podmínek bezbarvý dvouatomový plyn, bez zápachu a chuti. Je charakteristický značnou reaktivností s kyslíkem. Reakce vyvolané sloučením s halogeny jsou velmi bouřlivé a k zahájení oné reakce je nezbytný vstup činitele (například výboj vyvolá jiskru, která zapálí halogeno-vodíkový plamen). Tento prvek je zvláštní tím, že dokáže vytvářet nejsilnější mezimolekulární interakci, jež je označována jako vodíková vazba (vodíkový můstek). Tento typ chemické vazby je možné nalézt u silně elektronegativních prvků jako: fluor, dusík nebo kyslík. Vodíková vazba s atomy kyslíku je velmi silná a lze pomocí této reakce vysvětlit např. anomální fyzikální vlastnosti vody [54, 55].

Zmíněný prvek je jednou z nejmenších molekul. Taktéž má jednu z nejnižších hustot, a to za bazických podmínek $0,083726 \text{ kg/m}^3$. Specifické vlastnosti vodíku jsou znázorněny v níže umístěné tab. 10 [55].

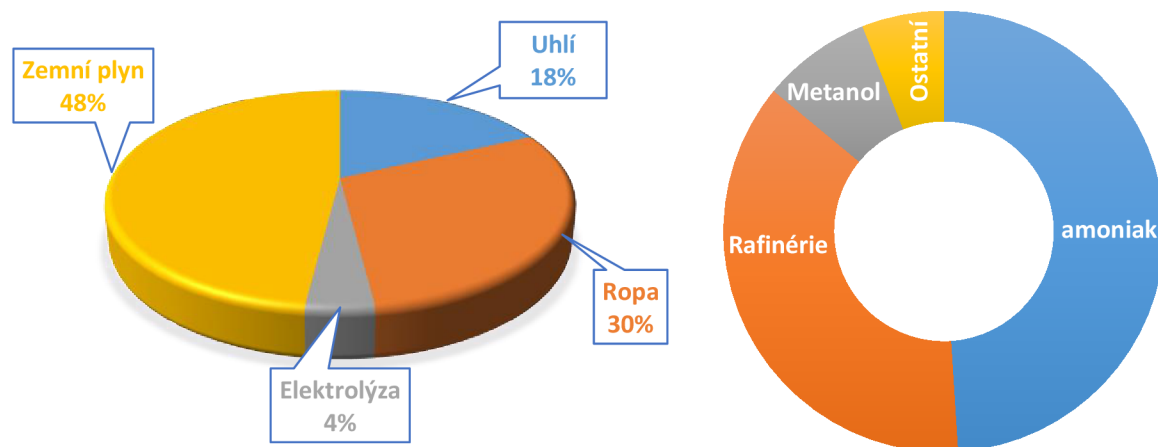
Tab. 10 – Fyzikálně-chemické vlastnosti vodíku [56, 57]

Identifikace a fyzikálně chemické vlastnosti	Vodík
Chemický vzorec	H ₂
Molární hmotnost	2,01594 g/mol
Hustota plynu při 101,325 kPa, 20 °C	0,08376 kg/m ³
Bod varu při 101,325 kPa	-259,125 °C
Bod tání/tuhnutí	-182 °C
Teplota vznícení ve vzduchu	580 °C
Mez výbušnosti ve vzduchu	4 - 75 % obj.
Spalné teplo při 20 °C	12 760 kJ/m ³
Měrná tepelná kapacita při konstant. tlaku a teplotě 15 °C	14,304 kJ/(kg.K)

V plynné fázi je nejstálější formou molekula H₂, která je tvořena 3 izotopy. Rozeznáváme následující izotopy: protium ^1_1H (protium je nejvíce zastoupeno v přírodě a ve vesmíru tvoří převážnou většinu atomů 99,958 %), deuterium ^2_1D (tvořeno pomocí jednoho protonu, neutronu a elektronu a je zastoupeno v přírodě z 0,0026 - 0,0184 %) a tritium ^3_1T (tvořeno protonem, dvěma neutrony a jedním elektronem) [58].

4.2 Výroba vodíku

V současné době je průmyslově vyráběný vodík rozšířenou komoditou, ale v energetickém a dopravním sektoru se využívá zřídka. Světová produkce vodíku (rok 2018) činila přibližně 70 mil. tun/rok, což představuje 6 % celosvětového využití zemního plynu. Od roku 2010 došlo k nárůstu výroby vodíku o 28 % [50]. Světová produkce vodíku je z drtivé většiny (96 %) vyrobena z fosilních paliv, což má dopad na tvorbu emisí CO₂, které meziročně dosahují hodnoty 830 mil. tun. Tato hodnota odpovídá součtu roční produkce emisí CO₂ Indonésie a Spojeného království. Zbývající 4 % jsou vytvářeny pomocí štěpení vody, jež bude do budoucna klíčová v technologii P2G (viz. obr. 23) [59, 60].



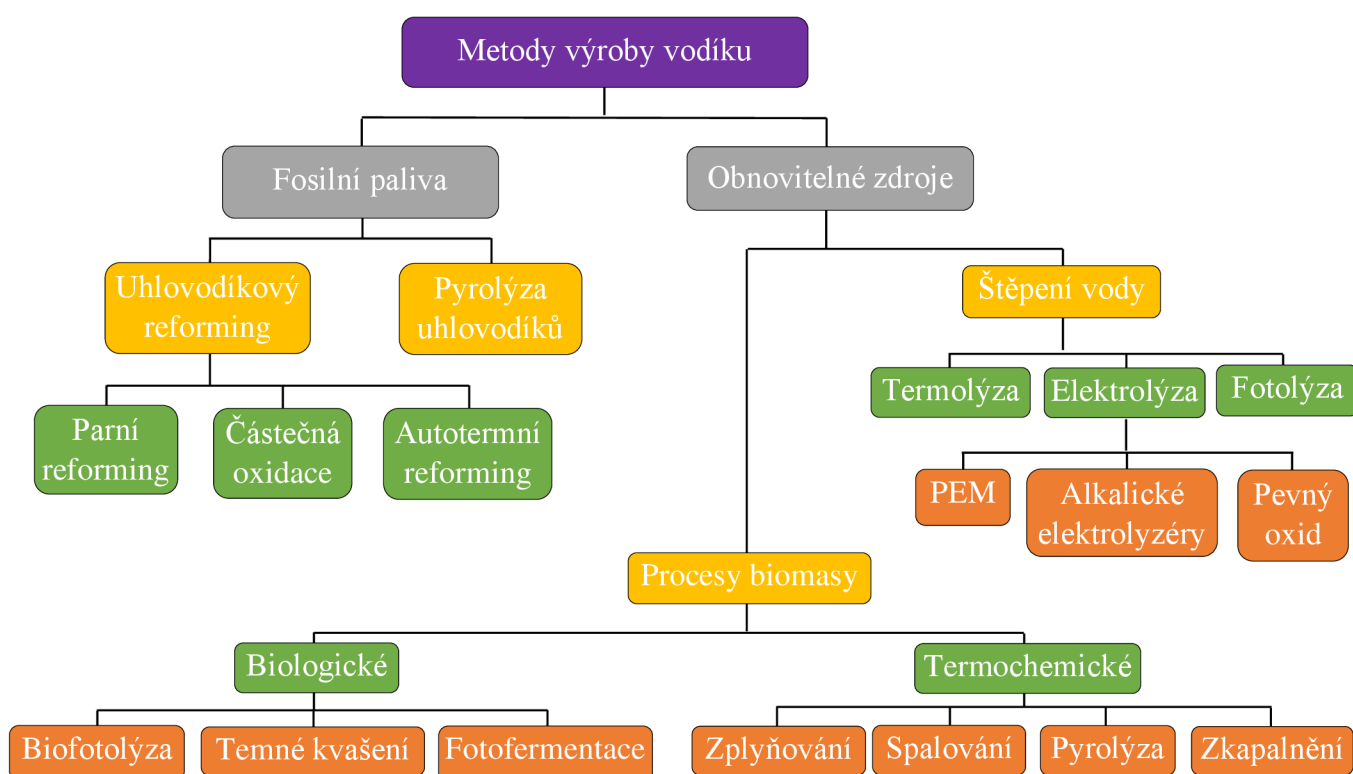
Obr. 23 – Zastoupení jednotlivých procesů v současné výrobě vodíku a následná spotřeba v technologických procesech [28, 60]

Převážná většina vyrobeného vodíku je v současné době zpracována v technologických procesech, s přihlédnutím k obr. 23, je možné říci, že takřka 50 % vyrobeného vodíku slouží k výrobě amoniaku (NH₃).

Produkcí vodíku je možné rozdělit podle využívání vstupního média, a to na fosilní paliva a na obnovitelné zdroje. Na obr. 24, jsou znázorněny možné metody výroby vodíku a v tabulce č. 11, je uveden přehled jednotlivých metod výroby vodíku, včetně základních specifikací. Z tabulky je patrné, že elektrochemické procesy se vyznačují velkou účinností přeměny elektrické energie na vodík s vysokými výrobními náklady na kg H₂. Cena vodíku může být nižší při využití vysokoteplotní elektrolýzy, kde se místo dodávání elektrického proudu využívá tepelné energie.

Technologie termochemického zpracování, jež využívá jako vstupní surovinu fosilní paliva, dosahuje účinnosti v rozmezí 60 - 85 % a jedná se především o parní reforming zemního plynu (účinnost 74 - 85 %). Hlavní nevýhodou termochemického zpracování je značná tvorba emisí oxidu uhličitého a ubývání fosilních paliv.

V nejbližší době nelze očekávat významné změny ve výrobě vodíku. Metody, jež jsou ve fázi vývoje nedosahují výrazných účinností a jsou technologicky náročné. Mezi tyto metody lze zařadit fotoelektrochemické, fotobiologické a biologické metody, využívající některých mikroorganismů k produkci vodíku. Účinnost těchto procesů dosahuje rozmezí 30 - 50 %. Mezi hlavní výhody patří zpracování odpadů a některých druhů plastů. Pozornost si zaslouží uhlíkově neutrální výroba vodíku, s relativně nízkou cenou vyrobeného produktu. Produkce vodíku pomocí fotoelektrochemických, fotobiologických a biologických metod nebudou v rámci této práce rozebírány, neboť těchto přístupů výroby vodíku nelze využít v zařízení P2G, na kterou se soustředí diplomová práce.



Obr. 24 – Přehled způsobů výroby vodíku [61]

Tab. 11 – Přehled metod vhodných k výrobě vodíku [61]

Metody výroby vodíku	Účinnost procesu [%]	Výhody	Nevýhody	Cena výroby [€/kg H ₂]
Parní reforming	74 - 85	Existující infrastruktura a v současnosti nejvyspělejší technologie	Nestabilní provoz, závislost na fosilních palivech, vznik emisí CO ₂	2,06
Částečná oxidace	60 - 75	Vyspělá technologie a existující infrastruktura	Produkce emisí CO ₂ , těžkých olejů a ropný koks	1,34
Autotermní reforming	60 - 75	Udržitelná a dobře zvládnutá technologie	Vedlejším produktem jsou emise CO ₂ , závislost na fosilních palivech	1,34
Biofotolýza	10 - 11	Vedlejší produkt O ₂ , spotřeba CO ₂ , probíhá za normálních podmínek	Nízká produkce vodíku, citlivost na změny kyslíku, pro fotolýzu je nezbytné sluneční záření	1,93
Temné kvašení	60 - 80	Jednoduchost, není potřeba slunečního záření, recyklace BRO, CO ₂ – neutrální	Malé výnosy H ₂ , malá účinnost přeměny, nutnost velkého objemu reaktoru	2,33
Fotofermentace	0,1	CO ₂ – neutrální, umožňuje recyklovat odpady	Nízká účinnost přeměny a produkce vodíku, vysoká cena, nezbytnost slunečního záření, citlivost na O ₂	2,57
Zplyňování	30 - 40	Levné suroviny, CO ₂ – neutrální	Produkce a čistota vodíku je kolísavá v závislosti na nečistotách vstupních surovin, vznik dehtu	1,74
Pyrolýza	35 - 50	Levné suroviny, CO ₂ – neutrální	Tvorba dehtu, produkce a čistota vodíku závisí na obsahu nečistot ve vstupních surovinách, sezónní dostupnost	1,49
Termolýza	20 - 45	Čistá a udržitelná technologie, vedlejší produkt je kyslík, levné vstupní suroviny	Vznik koroze, vysoké investiční náklady, toxicita vstupních médií	7,43
Fotolýza	0,06 (12 - 16) ¹	Vedlejší produkt je O ₂ , neprodukuje emise, levné vstupní suroviny	Nízká účinnost, neefektivní fotokatalytický materiál, nezbytnost slunečního záření	8,17
Elektrolýza	60 - 80	Vyspělá technologie, existující infrastruktura, neprodukuje emise, O ₂ jako vedlejší produkt	Vysoké investiční náklady, problémy s uskladněním a distribucí	9,35

¹ – Účinnost fotolýzy se liší v jednotlivých studiích.

4.2.1 Elektrolýza vody

Proces výroby vodíku elektrolýzou patří mezi nejefektivnější metody produkce, které jsou mimo jiné i finančně náročné. Pro proces elektrolýzy vody se využívá energie dodané z obnovitelných zdrojů, jež nevytvářejí nežádoucí emise, a tudíž vyrobený vodík je ideálním nositelem energie.

Pro zajištění rentability elektrolýzy vody vůči jiným metodám výroby vodíku, je nezbytné zajistit zdroj levné elektrické energie. Od ceny elektrické energie se odvíjí výrobní náklady vodíku při elektrolýze vody. Očekává se, že v budoucnosti budou vodní elektrolyzéry zaujímat stále významnější místo pro decentralizovanou výrobu vodíku, například ve vodíkových čerpacích stanicích [62].

Elektrolýzu vody je možné dělit podle skupenství vstupující vody do elektrolyzéry na [61]:

- Vysokoteplotní (reaktantem je vodní pára),
- nízkoteplotní (reaktantem je kapalná voda).

Dále je dělena podle iontu přenášejícího náboj na:

- Kyselou (ionty H^+),
- alkalickou (iont OH^-).

Hlavní součásti elektrolyzéry jsou elektrody, elektrolyt a oddělující přepážky. Jednotlivé elektrolyzéry se liší podle druhu použitého elektrolytu a dělí se na:

- PEM elektrolyzéry,
- alkalické elektrolyzéry,
- zero-gap alkalické elektrolyzéry,
- vysokoteplotní elektrolýzu vody.

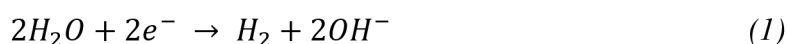
Alkalické elektrolyzéry

Alkalická elektrolýza vody (AWE z anglického *Alkaline water electrolysis*) má dlouhou historii v chemickém průmyslu. V dnešní době je nejužívanějším způsobem výroby vodíku při elektrolýze vody, neboť se jedná o levnější technologii (náklady na použité materiály jsou podstatně nižší v porovnání s PEM elektrolyzérem) operující za nízkých teplot. Princip je znám od roku 1800 a významnějšího rozvoje došlo ve 20. letech 20. století, kdy byly poprvé instalovány velké AWE (100 MW) [63]. Do konce minulého století bylo v provozu několik velkých alkalických elektrolyzérů, například v norském Rjukanu, v Aswagu (Egypt), v Reykjavíku (Island) a dalších zemích světa. Tato průmyslová zařízení využívala alkalických elektrolyzérů výhradně k syntéze amoniaku, a nakonec k produkci hnojiv [64].

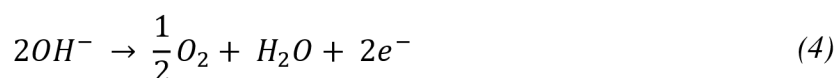
Moderní průmyslové alkalické elektrolyzéry využívají jako elektrolyt žíravý vodný roztok 25 až 30% hydroxidu draselného (KOH). Elektrolyt umožňuje transport iontů mezi elektrodami. Ty nejsou spotřebovány při chemické reakci, ale naopak jsou periodicky doplňovány v závislosti na ztrátách v systému. Elektrody bývají nejčastěji tvořeny na bázi niklu. Na katalyzátory se používá hydroxid sodný (NaOH) nebo chlorid sodný (NaCl) a při napětí mezi 1,75 - 1,9 V dosahují proudové hustoty 1 300 – 2 000 A/m². Princip činnosti je znázorněn na obr. 25 umístěného níže [63, 65].

Elektrolyt tvořený hydroxidem draselným cirkuluje v elektrolyzáru přirozeným nebo nuceným způsobem za dopomoci čerpadel. Při cirkulaci jsou z elektrolytu odlučovány bubliny, jež přenášejí plynný produkt. Elektrolyt je skladován ve dvou nádobách za účelem separace plynu. V první nádobě je skladován kyslík a druhá slouží pro vodík. Výroba vodíku v AWE probíhá za atmosférického tlaku a teplot v rozmezí 30 - 80 °C. Při navýšení tlaku dojde k poklesu účinnosti elektrolyzáru, s tím souvisí pokles čistoty výsledného plynu a narůst provozních nákladů. Čistota výsledného produktu po alkalické elektrolyze je v porovnání s PEM elektrolyzéry nižší (99,5 - 99,9 % H₂ a 99 - 99,8 % O₂). Nižší čistota plynu je z důvodu mísení plynů v mezielektrodovém prostoru [28, 61, 63]. Reakce probíhající na jednotlivých elektrodách [63]:

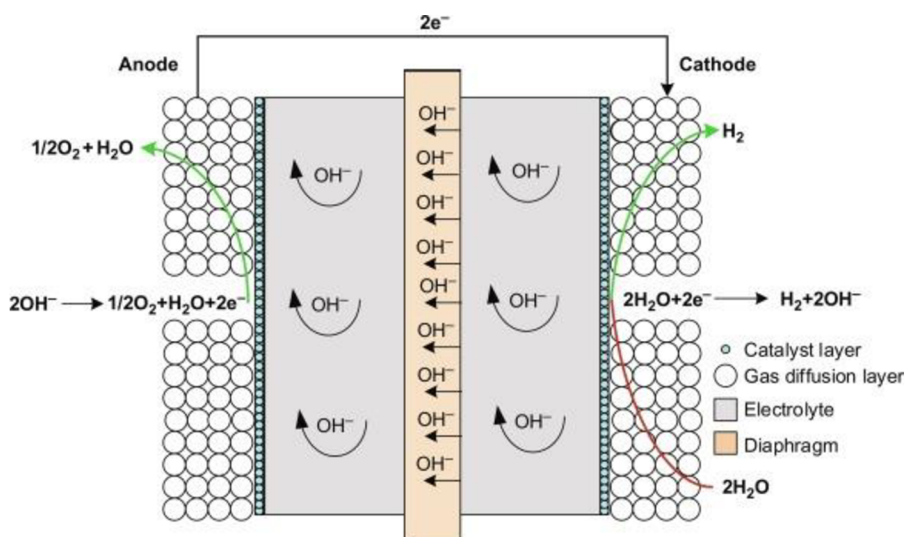
Katoda:



Anoda:



Sumární reakce:



Obr. 25 – Princip alkalického elektrolyzáru [63]

Hlavní nevýhodou a zároveň limitem je nízká funkčnost AWE při velmi nízké proudové hustotě. S tím souvisí omezená schopnost výroby H₂ při proměnlivém výkonu elektrolyzérů. Mezi další nevýhody patří omezená schopnost produkce H₂ při vysokém tlaku a nízkém zatížení. Moderní průmyslové AWE při maximální produkci jsou schopny dodávat až 60 kg/h H₂ což odpovídá 670 Nm³/h [67]. Odhadovaná životnost AW elektrolyzérů je 60 000 - 90 000 hodin [63].

PEM elektrolyzéry

První PEM elektrolyzér (PEM z anglického *Polymer Electrolyte Membrane*) byl vyvinut v roce 1966 za účelem snížení nevýhod alkalických elektrolyzérů. Jako elektrolyt je zde použita polysulfonovaná membrána (Nafion®, Fumapem®), která se liší od předcházející v [61,68]:

- Nízké propustnosti plyných látek,
- vysoké vodivost protonů ($0,1 \pm 0,02 \text{ Scm}^{-1}$),
- vysoké proudové hustotě (nad 2 Acm^{-2}),
- nízké teplotě (20 - 100 °C),
- produkci vodíku o čistotě 99,9995 %,
- produkci kyslíku jako vedlejší produkt,
- chemické stabilitě,
- provozním rozsahu 0 - 100 % nominálního výkonu.

PEM elektrolyzéry mohou rychle reagovat na kolísání el. Energie a spolu s předešlými výhodami, vytváří dobré předpoklady ke stabilizaci elektrizačních soustav. Nejmodernější elektro – katalyzátory PEM využívají ušlechtilých a velmi drahých kovů. Na výsledné ceně PEM elektrolyzérů se projeví vysoké náklady na membránu (okolo 180 € při objemovém toku 1 Nm³/h vodíku a proudové hustotě 1 A/cm²), zvýšené požadavky na čistotu vody a konstrukční materiály (bývá tvořeno titanem). Vyšší investiční a provozní náklady jsou hlavní překážkou dalšího rozvoje a případného komerčního nasazení [69]. Používané slitiny drahých kovů na elektrody jsou představeny v tabulce č. 12.

Tab. 12 – Vlastnosti jednotlivých PEM elektrolyzérů [61]

Anoda	Katoda	Typ membrány	Anoda loading ¹ [mg/cm ²]	Katoda loading [mg/cm ²]	Teplota [°C]	Proudová hustota [1 A/cm ²]
Ir-Black	40 % Pt/GNF	Nafion - 115	2,0	0,8	90	1,67
IrO ₂	Pt-Black	Nafion - 115	2,0	2,5	80	1,6
RuO ₂	30 % Pt/C	Nafion – 1035	1,5	0,5	80	1,63
Ru _{0.7} Ir _{0.3} O ₂	40 % Pt/C	Nafion - 117	2.5	0.5	80	1,7

¹ – Množství použitého materiálu na plochu elektrolyzérů.

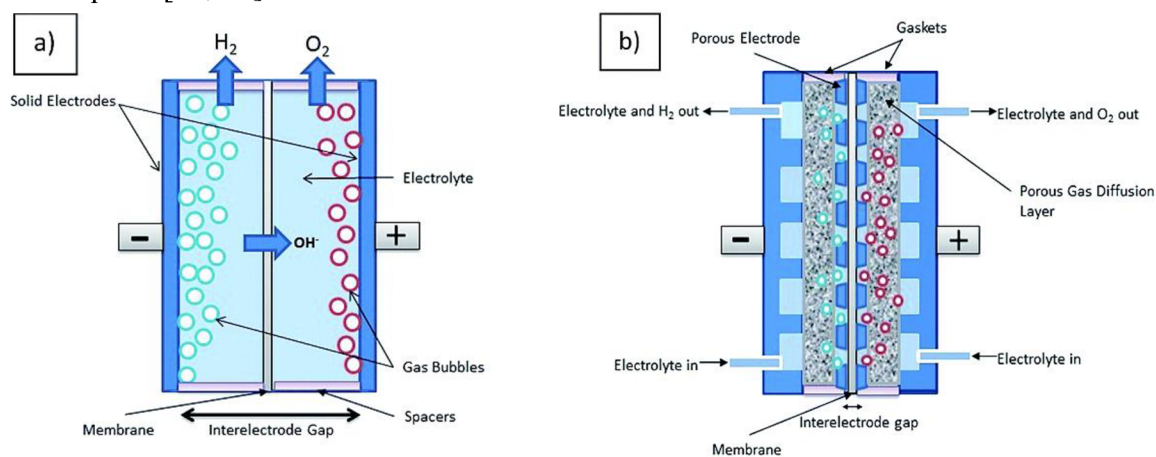
Moderní PEM elektrolyzéry dosahují maximálního objemového toku při bazických podmínkách 40 m³ H₂/hod. Technologie je omezena maximálním provozním tlakem 20 MPa, neboť se zvyšujícím se tlakem klesá životnost PEM článku. Za ideálních podmínek dosahují PEM elektrolyzéry životnosti 20 000 - 60 000 hodin [70].

Zero-gap alkalická elektrolýza

Zero-gap alkalická elektrolýza (volně přeloženo jako *alkalická elektrolýza s nulovou mezerou mezi elektrodami*) využívá podobné materiály jako klasická alkalická elektrolýza. Rozdíl se nachází v šířce mezery mezi elektrodami, jež je takřka nulová. Mezielektrodová mezera může být tak malá, jako je tloušťka odlučovače plynu nebo membrány (<0,5 mm). Membrána slouží k transportu záporně nabitých iontů (OH^-) [71]. Schématické znázornění Zero-gap alkalické elektrolýzy je na obr. 26.

Využití Zero-gap uspořádání snižuje koncentraci kapalného elektrolytového roztoku KOH na minimum, v ideálním případě na nulu. Hlavními výhodami jsou: stabilní provoz při proměnlivém výkonu (využití při dodávání EE z OZE) a vyšší čistota plynného produktu blížící se PEM elektrolýzérům [71]. Nejvyšší laboratorně zjištěný výkon byl u těchto elektrolýzérů dosažen při 22,5% koncentraci vodného roztoku KOH a teplotě 20 - 80 °C, při které iontová vodivost dosáhla maxima (maximální úroveň výkonu nebyla ve studii zveřejněna). Při experimentu došlo ke zvýšené degradaci membrány, což bylo způsobeno výše zmíněnou koncentrací KOH (degradace nastala i při zvýšení napětí na 2 V)

Komerčního nasazení se tato poměrně nová technologie doposud nedočkala, a proto nelze odhadnout maximální produkci vodíku. Odhadovaná životnost se liší napříč studiemi, ale předpokládá se rozmezí 10 000 - 40 000 v závislosti na koncentraci vodního roztoku a na provozní teplotě [70, 72].



Obr. 26 – Princip Zero-Gap alkalické elektrolýzy (A – tradiční AWE, B – Zero-Gap AWE) [71]

Vysokoteplotní elektrolýza

Vysokoteplotní elektrolýza (HTE z anglického *High-Temperature Electrolysis* nebo *steam electrolysis*) je doposud ve stavu vývoje i přesto, že první výzkumy sahají do poloviny 30. let 20. století. Elektrolyt je tvořen oxidem zirkoničitým (ZrO_2) stabilizovaný 8 mol. % yttria [73]. Do elektrolyzátoru vstupuje vodní pára a vodík, výstup tvoří obohacené plynné medium obsahující 75 % hm. vodíku a 25 % hm. vodní páry. Vodík je následně oddělen z páry v kondenzační jednotce. Cirkulace vodní páry, kyslíku a vodíku bez přidání chemických látek snižuje problémy vzniklé korozi na minimum [60]. Elektrolýza probíhá za provozních teplot přesahujících 800 °C, jež klade zvýšené nároky na použité materiály a také na životnost elektrod. Omezujícím parametrem při vysokoteplotní elektrolýze je teplota reakce, a neměla by přesáhnout hranice 950 °C [74]. Při dlouhodobém provozu HTE lze dosáhnout životnosti článků až 20 000 hodin (výzkum byl prováděn na HTE s aktivní plochou 45 cm² o proudové hustotě 1 A/cm²) [75]. Vysoká teplota hraje ve prospěch kinetiky elektrodových reakcí. Reakce je dostatečně rychlá a ztráty účinnosti způsobené tímto dějem se blíží k nule [76].

Předešlé elektrolyzátorů využívaly energii ve formě elektrické, zatímco pro funkčnost vysokoteplotní elektrolýzy je potřebná tepelná energie. Pro zvýšení účinnosti je vhodné využít odpadního tepla z předešlých procesů výroby energie. Nejvyšší účinnosti HTE (až 90 %) bylo dosaženo v laboratorních podmínkách při 800 °C [60, 77]. V současné době se problematikou vysokoteplotních elektrolyzátorů zabývají týmy VŠCHT Praha, společně s ÚJV Řež a jejich výsledky jsou srovnatelné se špičkovými akademickými pracovišti na světě [76].

Elektrolyzátorů ve vývoji

Následující elektrolyzátorů jsou ve stádiu vývoje a doposud nebyly komerčně nasazeny z důvodů vysoké finanční náročnosti nebo specifických problémů.

Elektrolyzátorů na bázi pevných oxidů (SOE z anglického *Solid Oxide Electrolysis*) pracují s vyššími tlaky a teplotami v rozmezí 500 - 850 °C. Elektrolyt je tvořen na bázi niklu nebo yttria, jež je stabilizované zirkoniem a jako iont přenášející náboj je použit O_2^- . Vývoj SOE se ubírá cestou vodivých protonovo-keramických materiálů, které vykazují vysokou účinnost (výše účinnosti není známa) a vynikající iontovou vodivost [61]. Pro komerční nasazení zbývá vyřešit problémy s degradací elektrod a nedostatečnou stabilitou provozu při proměnlivém výkonu [61].

Fotoelektrolýza vody (z anglického *Photoelectrolysis*) využívá přímého slunečního záření k produkci vodíku na fotoelektrochemickém článků. Technologie využívá polovodičů typu p-n vytvářející trvalé elektrické pole. Fotokatoda je tvořena polovodičem typu p (s nadbytkem děr) a fotoanoda využívá polovodič typu n (s nadbytkem elektronů). Elektrody jsou ponořeny do kapalného elektrolytu, kde dochází ke štěpení vody na vodík a kyslík. Technologie není doposud komerčně využita z důvodu vysokých provozních nákladů, nízké účinnosti (12 - 16 %) a malé stabilitě polovodičových materiálů [78, 79]. Následující tabulka č. 13 zobrazuje limity s nimiž jsou spojené jednotlivé typy elektrolyzátorů.

Tab. 13 – Limity elektrolyzérů

Syntetizační technologie	Maximální produkce [Nm ³ H ₂ /h]	Doba životnosti [tisíc hod.]	Omezení
Alkalická elektrolyza	670	60 - 90	Nízká proudová hustota, nízké zatížení a vysoké tlaky
PEM elektrolyza	40	20 - 60	Do tlaku 20 MPa, vysoké náklady na materiály elektrolyzéro
Zero-gap AWE	-	10 - 40	Koncentrace vodného roztoku KOH a provozní teplota
Vysokoteplotní elektrolyza	-	<20	Do provozní teploty 950 °C

4.2.2 Výroba vodíku z fosilních paliv

Produkce vodíku z technologických procesů využívající jako vstupní surovinu fosilní paliva je v současné době nejpoužívanější metodou. Jedná se především o parní reformování uhlovodíků, které má vysokou výtěžnost a nízké výrobní náklady vodíku. Z pohledu této práce se produkce vodíku z fosilních paliv jeví jako neperspektivní, neboť vytváří nežádoucí emise oxidů uhlíku (CO_x) a použití v technologii P2G je nerealizovatelné. Z tohoto důvodu bude tato podkapitola pouze jako informativní.

Parní reforming

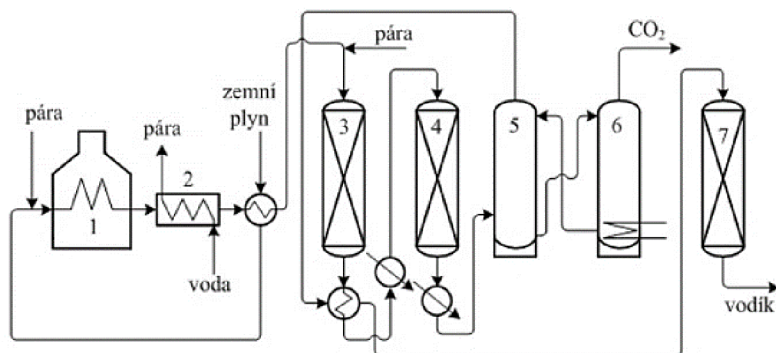
Endotermické parní reformování uhlovodíků se v současné době řadí k nejlevnějším a nejrozšířenějším metodám výroby vodíku. Tato technologie nevyžaduje kyslík, je prováděna za nižších provozních teplot než autotermní štěpení nebo parciální oxidace. Vstupní surovinou bývá zemní plyn nebo propan. Pokud suroviny obsahují síru, musí dojít k odsíření před samotným parním reformováním. Odsíření probíhá z důvodu, že síra působí na katalyzátor jako katalytický jed [80]. Proces výroby se skládá ze dvou fází a to [60]:

1. Reformní reakce:



2. Konverze oxidu uhelnatého:





Obr. 27 – Schéma endotermického parního reformování zemního plynu [80]

1. Pec, 2. Kotel na výrobu páry, 3. Vysokoteplotní konvertor CO, 4. Nizkoteplotní konvertor CO, 5. Absorbér CO₂, 6. Desorbér CO₂, 7. Metanizér

V první fázi se do vodní páry přivádí metan (v poměru 3:1 pro zamezení usazování uhlíku na katalyzátoru) přes katalyzátor při parametrech teploty 500 - 950 °C a tlaku 0,3 - 2,5 MPa. Reakce probíhá v reforméru při zvýšené teplotě a tlaku. Zde směs páry a metanu reaguje vznikem vodíku a oxidu uhelnatého. Ve druhé fázi dochází k navyšování množství vyrobeného vodíku konverzí CO, přidáním vodní páry [60, 80].

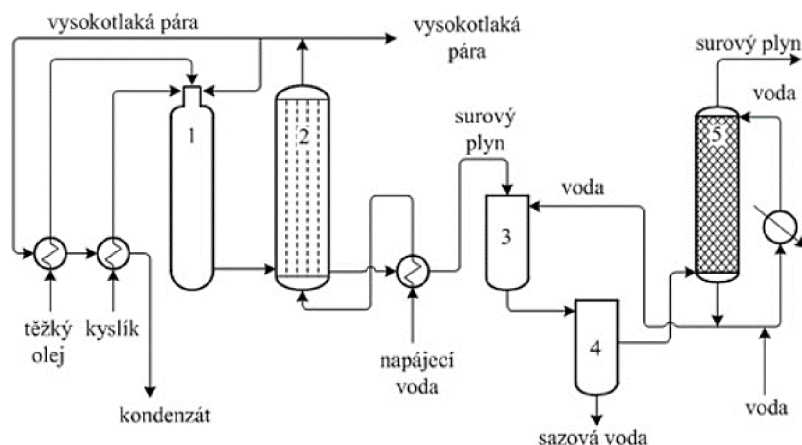
Parní reformování uhlovodíků se může pyšnit jednou z nejvyšších účinností produkce vodíku. Ta dosahuje hodnoty 80 - 85 % a je silně závislá na poměru uhlíku a páry ve směsi. Nevýhodou je velmi vysoká tvorba emisních látek CO₂. Na výrobu 1 kg vodíku se vyprodukuje přibližně 7,05 kg CO₂ [60]. Omezení této technologie spočívá v dodávání energie z jiného zdroje pro reakci parního reformování, jež navyšuje investiční a provozní náklady. Výrobní proces parního reformování je mimo jiné omezen i parametry teploty a tlaku (950 °C, 3 MPa). Při překročení maximálních provozních parametrů dojde ke snížení životnosti katalyzátorů (tvořeny na bázi niklu spolu s Al₂O₃). Životní cyklus katalyzátorů za normálního provozu se pohybuje v rozmezí 3 - 5 let [81, 82]. Vyrobený vodík se nejčastěji využívá k syntéze amoniaku procesem Haber-Bosch a k výrobě hnojiv [83].

Parciální oxidace

Parciální oxidace (POX z anglického *Partial Oxidation*) je komerčně dostupná technologie výroby vodíku ze složitějších plyných nebo kapalných uhlovodíkových řetězců (zbytky ropných produktů nebo uhlí). Surovina se zplyňuje kyslíkem a vodní parou při parametrech teploty 1 300 – 1 500 °C a tlaku 3 - 8 MPa na vodík a oxidy uhlíku [84].

Proces výroby vodíku můžeme rozdělit na katalytický či nekatalytický. Katalytický proces využívá jako vstupní surovinu zemní plyn či metan a reakce probíhají za teploty 700 – 1 000 °C a tlaku 6 - 8 MPa. Katalyzátory bývají tvořeny na bázi dostupnějších prvků (Ni, Co/Mg + SiO₂) [85]. V případě nekatalytického procesu bývá vstupní surovina tvořena uhlovodíky (metan, těžké oleje, uhlí, vakuové zbytky aj.) a reakce probíhá za zvýšených teplot (1 200 – 1 350 °C) [86].

Výsledným produktem parciální oxidace je plynná směs obsahující složky CO, CO₂, H₂O, H₂, CH₄, H₂S, COS a nežádoucí produkt – saze. Množství sazí roste v závislosti se vzrůstající molekulovou hmotností nástřiku [87]. Schématické znázornění výroby metanu parciální oxidací ropných olejů je na níže umístěném obrázku 28.



Obr. 28 – Schéma parciální oxidace ropných olejů [87]

1. Generátor, 2. Kotel, 3. Chladič, 4. Separátor, 5. Pračka.

Termodynamická účinnost parciální oxidace se liší od jednotlivých studií, ale obecně se uvádí rozmezí 70 až 80 %. Hlavní nevýhodou této technologie jsou vysoké nároky na odsíření a vyčištění výsledného plynu, s tím ruku v ruce jde také navýšení CAPEXu a OPEXu. Jako dalším limitem se uvádí maximální teplota katalytické reakce, která by neměla přesáhnout 1 473 K. Při této teplotě začíná Rhodium sublimovat (použité na katalyzátoru) a také může dojít k samovznícení [88, 89].

Autotermní reforming

Tato technologie (ATR z anglického *Autothermal Reforming*) byla vyvinuta v roce 1950 a kombinuje exotermickou parciální oxidaci k dodání tepla pro endotermickou reakci parního reformování. K reakci uhlovodíků dochází v „termo–reaktorech“ s katalyzátorem, na který je přiváděn kyslík a pára. Volba katalyzátoru se liší od daného typu vstupní suroviny. Pro lehčí uhlovodíky se volí katalyzátory na bázi mědi. Pro těžší uhlovodíky se volí katalyzátory na bázi Pt, Rh, Ru [91].

Proces spalování probíhá za teplot okolo 1 900 °C a konverze v rozmezí 900 – 1 100 °C s poměrem kyslíku ku uhlovodíku v rozmezí 0,55 - 0,6. Bohaté spalování může vést k tvorbě sazí v reaktoru, což by vedlo k dalšímu čištění plynného produktu. Pro zabránění tvorby sazí je definován maximální poměr vodní páry a uhlíku ve výši 0,7. Dalším omezením ATR je maximální adiabatická teplota plamene, jež by neměla přesáhnout 2 200 °C (4 000 ° F). Výstupní teplota z reaktoru je limitována hranicí 1 037 °C (1 900 ° F), při které dochází k nadměrnému opotřebování reaktoru, tvořeného ze žáruvzdorné oceli [91, 92].

Termodynamická účinnost se při ideálních parametrech vstupního produktu (700 °C) pohybuje v rozmezí 60 - 75 %, s výnosem vodíku 2,8 mol H₂/mol vstupní látky [93]. Následující tabulka č. 14 představuje limity jednotlivých technologií využívající k výrobě vodíku fosilní paliva.

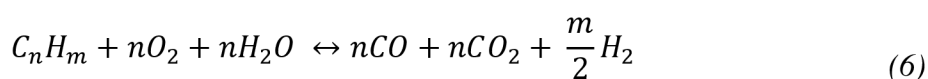
Tab. 14 – limity syntetizačních technologií spalující fosilní paliva

Syntetizační technologie	Omezení
Parní reforming	Dodání tepla pro reakci z cizího zdroje, omezen parametry teploty a tlaku (950 °C, 3 MPa)
Parciální oxidace	Vysoké nároky na odsíření a vyčištění plynu, kritická teplota při katalytické reakci (1 473 K)
Autotermní reforming	Maximální poměr vodní páry a uhlíku je 0,7, maximální adiabat. teplota plamene 2 200 °C, výstupní teplota z reaktoru 1 037 °C

4.2.3 Termochemické procesy biomasy

Termochemické procesy biomasy jsou jednou z možných metod výroby čistého vodíku. Při energetickém využití vstupní suroviny se uvolňuje zanedbatelné množství CO₂. To se přisuzuje stejnému množství uvolněných emisí, jež samotná biomasa absorbuje z okolí během svého životního cyklu. Biomasa je výborně skladovatelná, a je spíše vhodná pro výrobu elektrické energie, než pro její přeměnu na vodík [94]. Nejrozvinutějšími termochemickými způsoby produkce vodíku jsou: pyrolýza a zplyňování biomasy. V rámci této kapitoly nebudou uvedeny limity technologie pyrolýzy a zplyňování, neboť se tyto přístupy nedají využít v procesu P2G.

Zplyňování je termochemická přeměna biomasy na syntetický plyn za pomoci kyslíku, nebo vzduchu a vodní páry. Reakce probíhá za teplot 500 - 1 400 °C a tlaku od atmosférického po 3,3 MPa [86]. Proces se skládá ze čtyř kroků. Prvním krokem je pyrolýza, kde za působení vysokých teplot dochází k rozkladu vstupního paliva na plyn, kondenzující páry a dřevěné uhlí. Ve druhém kroku nastává tepelné štěpení par na plyn a pevný uhlík. Následně je pevný uhlík zplyňován vodní parou nebo oxidem uhličitým. V posledním kroku dochází k částečné oxidaci hořlavých plynů a vedlejších produktů [95]. V případě překročení teploty 1 300 °C je produktem zplyňování syntézní plyn s mizivým obsahem methanu a dalších uhlovodíků. Při navyšování teploty je více produkován vodík a oxid uhelnatý. Vedlejší produkty (H₂S, COS, CO a CO₂ vzniklé při procesu výroby vodíku musí být odstraněny vypíracími procesy za pomoci podchlazeného methanolu [79]. Termodynamická účinnost procesu se pohybuje v rozmezí 30 - 40 % [61]. Princip výroby vodíku je popsán v následující rovnici [79]:

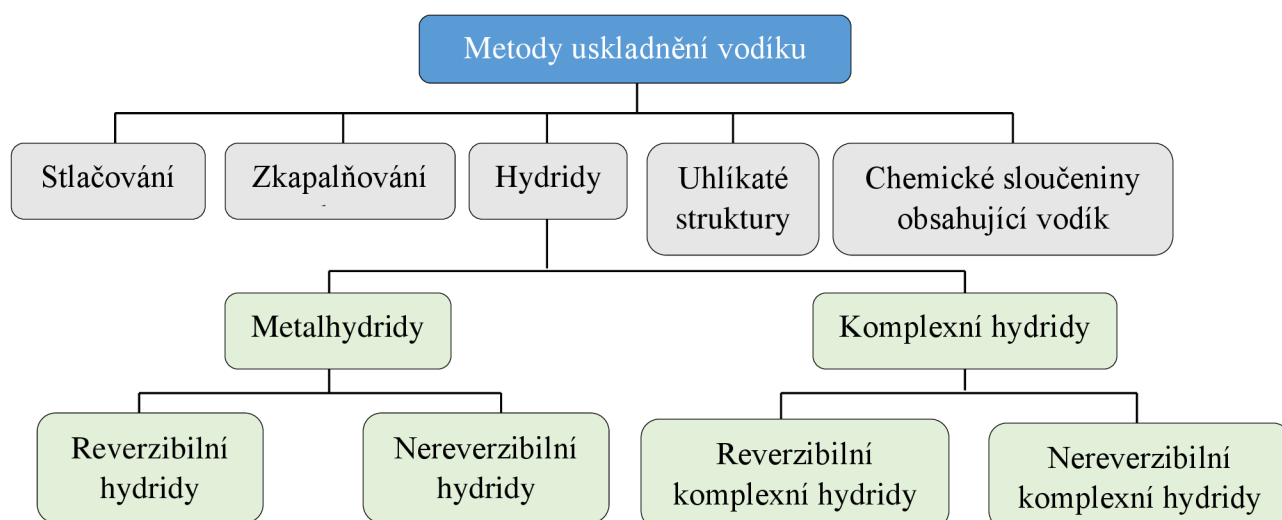


Pyrolýza je jednou z možných metod výroby vodíku termochemickými procesy. Jedná se o termický rozklad na nízkomolekulární látky a tuhý zbytek, bez přístupu kyslíku, či jiných zplyňovacích látek [96]. Pyrolýza se dělí na rychlou a pomalou. U rychlé (bleskové) je nejvyšší výtěžnosti z plynné a kapalné fáze dosahováno za teplot 450 - 900 °C a tlaku 0,1 MPa. Při pomalé pyrolýze (karbonizaci) je produkt spalován při zvýšené teplotě (400 - 600 °C) a sníženém tlaku (0,001 - 0,1 MPa). Výsledným produktem karbonizace bývá dřevěné uhlí [97]. Při pyrolýze prochází vstupní produkt různými úrovněmi teplot. V první fázi se při teplotě 150 °C odpaří volná a hrubá voda a dochází k desorpci adsorbovaných látek. Při zvýšení teploty na 300 - 500 °C se z produktu uvolňuje vodní a dehtová pára, dále oxid uhličitý a metan. Nad 600 °C zůstává v reaktorech tuhý zbytek (koks) a z reaktoru odchází plynné produkty. Se zvyšující se teplotou v reaktoru roste obsah vodíku a klesá obsah metanu a naopak klesá výtěžek koku [96]. Celková účinnost pyrolýzy dosahuje rozmezí 35 - 50 % [61].

4.3 Skladování

Skladování a přeprava vodíku je nejproblémovějším článkem ve vodíkovém hospodářství. Vodík má ze všech paliv jednu z nejmenších hustot, nejnižší bod varu a může difundovat skrze jiné materiály (plasty, některé kovy, aj.). Je nezbytně nutné se zabírat vývojem bezpečného, cenově dostupného a energeticky efektivního způsobu uložení vodíku pro použití v časech budoucích a s tím souvisí i komerční nasazení technologie.

Nejužívanější technologií pro skladování vodíku je akumulace v plynném skupenství. Vodík je komprimován za působení vysokého tlaku (obvykle 40 - 200 MPa) a uložen do bateriových zásobníků. Druhou v současnosti nejvyužívanější metodou skladování vodíku je uložení v kapalné formě při tzv. kryogenních podmínkách -253 °C. Tato metoda je známá jako LH₂ (*Liquid hydrogen*) a využívá se pro uskladnění většího množství vodíku [54]. Známé technologie představuje obr. 29.



Obr. 29 – Technologie skladování vodíku [vlastní tvorba]

V současné době „každým dnem“ přibývají nové technologie uskladnění vodíku, mezi které například patří: uskladnění vodíku ve skleněných mikrokuličkách, hybridní metoda kombinující kapalně a plynně uložení, známá jako studená/kryogenní komprese. Dále organické kapalně nosiče vodíku (LOHC) a jiné. V níže umístěné tabulce č. 15, jsou porovnány vlastnosti daných metod, které ukazují jejich vzájemnou odlišnost [98].

Tab. 15 – Porovnání metod uložení vodíku [98]

Metoda	Hmotnostní kapacita [% hm]	Objemová hustota energie [MJ/L]	Teplota [K]	Tlak [MPa]	Zhodnocení
Stlačování	5,7	4,9	293	70	Průmyslový standart
Zkapalňování	7,5	6,4	20	-	Hlavní nevýhodou je var vodíku
C/C komprese ¹	5,4	4,0	40 - 80	30	Hlavní nevýhodou je var vodíku
MOF ²	4,5	7,2	78	2 - 10	Vysoká úložná kapacita pouze při nízkých teplotách
Uhlíkaté nanotrubičky	2,0	5,0	298	10	-
Kovové hydridy	7,6	13,2	260-425	2	Vyžaduje systém řízení teploty
Boridy	14,9 - 18,5	9,8 - 17,6	130	10,5	Nízké teploty, vysoké tlaky
Typ krychle	10,5	23,6	293	12	-
Chemické	15,5	11,5	298	1	Zahrnuje SOFC palivové články
LOHC ³	8,5	7	293	0	Vysoce endo / exotermální děj vyžadující kvalitní katalyzátor a je nevhodný pro mobilitu

¹ – C/C komprese – Studená/kryogenní komprese,

² – MOF – Metal organic framework,

³ – LOHC – Organický kapalně nosič vodíku.

Pro porovnání technologií skladování vodíku je nejprve nezbytné uvést parametry pomocí kterých se jednotlivé technologie porovnávají.

- Prvním sledovaným parametrem je *gravimetric density* – hmotnostní kapacita [% hm.]. Parametr udává poměr mezi hmotností vodíku ku hmotnosti celého systému [99].
- Druhá sledovaná veličina je *volumetric density* – objemová kapacita [kg H₂/m³, nebo MJ/L] je definována jako poměr hmotnosti vodíku ku objemu systému [99].

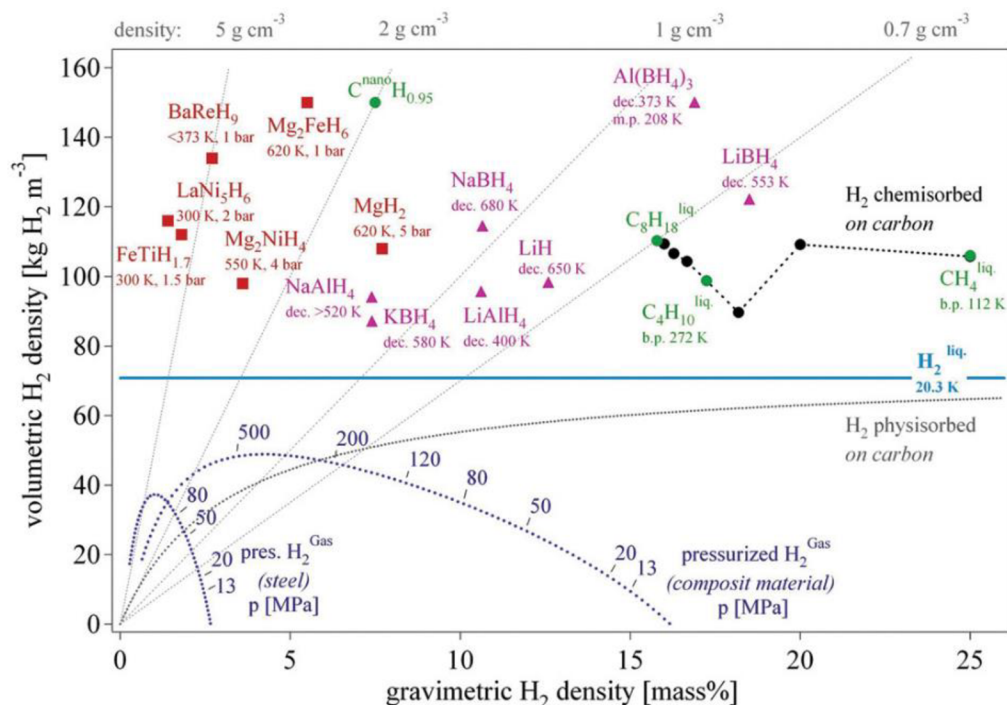
Mezi další sledované vlastnosti vodíku patří: výhřevnost, hustota energie a spalné teplo. Vodík skladovaný v různých formách vykazuje rozdílné hustoty energií, jež jsou zřetelně vidět v tabulce č. 16 a pro ukázkou byly hodnoty srovnány s dalšími energetickými surovinami [100].

Tab. 16 – Srovnání výhřevnosti, spalného tepla, hustoty a hustoty energií energetických surovin [100]

Energetická surovina	Hustota [kg/m ³]	Výhřevnost [MJ/kg]	Hustota energie [MJ/m ³]	Spalné teplo [MJ/kg]
Vodík (1 bar)	0,084	119,5	10,8	139
Vodík (700 bar)	39	119,5	5 073	139
Vodík (LH ₂)	71,08	119,5	8 494	139
Methan (1 Bar)	0,676	50	33,8	55,53
Propan (kapalný)	498	46,3	23 057	50,35
Benzín (kapalný)	700	44,5	31 150	47,3

Z tabulky č. 16 je zřejmé, že spalné teplo a výhřevnost vodíku značně převyšují srovnávaná paliva. Pro většinu aplikací je ale důležitější hustota energie, která je definována jako množství energie na daný objem paliva. Nízká hustota energie vodíku komplikuje jeho energetické využití. V průmyslu je zvykem skladovat vodík v plynném stavu ve vysoko–objemových nízkotlakých ocelových nádržích (50 m³, 40 bar). V automobilovém průmyslu se využívají vysokotlaké kompozitní nádoby (200 l, 350 – 1 000 bar) [99].

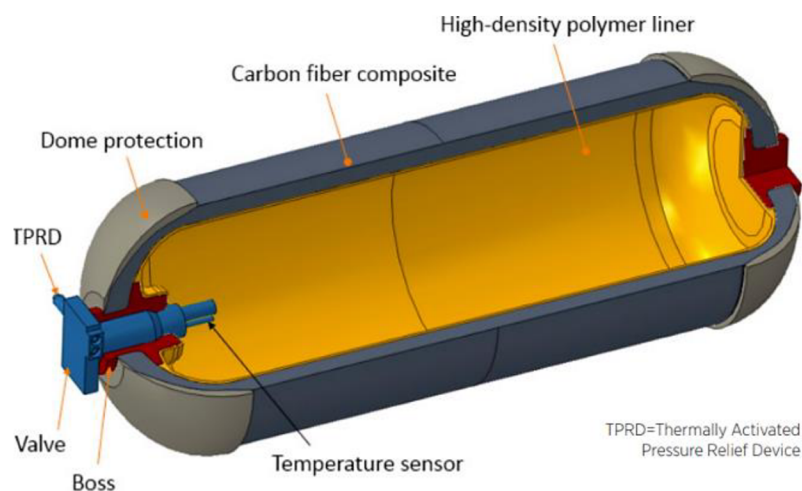
Pro představu příklad z praxe. V americkém kosmickém programu je vodík skladován v kapalném skupenství ve vakuově mrazicích nádržích o objemu 3 400 m³. Porovnání různých druhů skladování vodíku je zobrazeno na obr. 30, jež zobrazuje hmotnostní a objemové kapacity současných systému, které si vytyčilo americké ministerstvo dopravy U.S. DOE (United States Department Of Energy) [99].



Obr. 30 – Porovnání způsobů skladování vodíku z hlediska objemu a hmotnosti systému [101]

4.3.1 Akumulace vodíku v plynném skupenství

Uložení vodíku do plynného skupenství je ve světě nejvíce využívanou metodou. Při akumulaci se provozní tlak pohybuje okolo 200 barů, pro statické uložení se nejčastěji používají ocelové bezešvé lahve z nízkouhlíkové nebo legované oceli. Novinkou na trhu jsou kompozitní válce, jež jsou schopné odolat tlakům až 800 barů a vodík může dosahovat objemové hustoty až $36 \text{ kg}\cdot\text{m}^{-3}$. Tlakové lahve se vyrábějí v objemech od desítek litrů až po 300 litrů a bývají bateriově uspořádány [99, 101]. Skladování vodíku ve formě stlačeného plynu je méně energeticky náročné. Pro stlačení vodíku na 350 bar se přibližně spotřebuje 30 % energie z paliva [99].



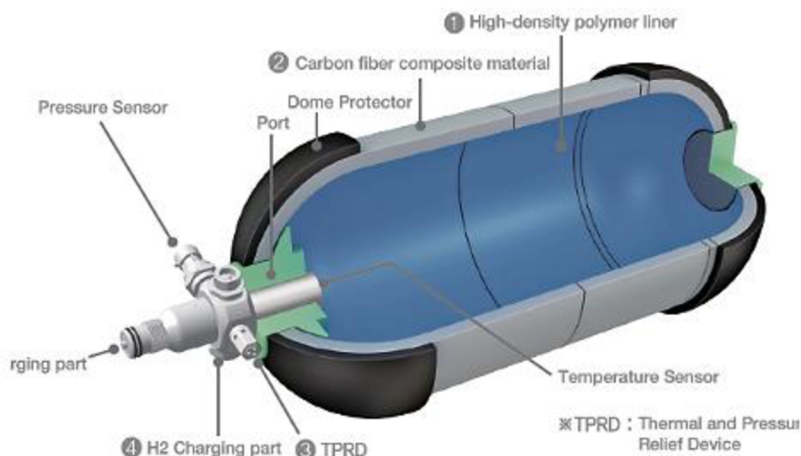
Obr. 31 – Uložení vodíku v tlakových nádobách [98]

Tlakové lahve používané v automobilovém průmyslu, jsou řazeny mezi nebezpečné zejména v obydlené zástavbě. Aby se zabránilo vnitřnímu prnutí a případné explozi, byla vnitřní část inovována a nyní se skládá ze tří vrstev. První vrstva je tvořena vnitřní polymerní vložkou (snížení difundování vodíku skrz kompozitní materiál) přebalenou kompozitem z uhlíkových vláken. Vnější vrstva je tvořena na bázi aramidového materiálu schopného odolávat mechanickému poškození a korozi (viz. obr. 31) [101].

4.3.2 Akumulace vodíku ve skupenství kapalném

Základním požadavkem pro skladování kapalného vodíku (LH_2) je snížení teploty na bod varu při atmosférickém tlaku, což je teplota odpovídající $-253 \text{ }^\circ\text{C}$. Akumulace do kapalného stavu je značně náročná, a to nejen finančně, ale i energeticky. Energie spotřebovaná na zkapalnění vodíku se pohybuje v rozmezí 35 - 40 % energie z kapalného paliva. Další ztráta nastává při přechodu vodíku z ortoformy do paraformy. Paravodík se vyznačuje nižším entalpickým obsahem a je stabilnější při nižších teplotách [98, 54]. Jako další nevýhodou kapalného uložení je stopové množství kyslíku v kapalině, jež nesmí překročit hodnotu 1 ppm z důvodu rizika výbuchu [54].

Využití kapalného vodíku je především tam, kde je vyžadována vysoká hustota energie (např. v komerčních aerolinkách jako náhrada za letecké palivo). Při srovnání kapalného vodíku s leteckým palivem, tak LH₂ má 4krát nižší objemovou energetickou hustotu nežli letecké palivo. Kromě letecké dopravy lze využít LH₂ i v mobilitě. Vodík v mobilitě se potýká se zásadním problémem skýtající ve skladovací teplotě. Při teplotě varu H₂ dochází ke ztrátám. Nádrže na kapalný vodík jsou tvořeny silnou vrstvou izolace, jež drží kapalný vodík v kryogenním stavu [98].



Obr. 32 – Znárodnění nádoby pro uložení kapalného vodíku [102]

V praxi se využívají vícevrstvé nádoby tvořené velkou vrstvou izolace a operující s maximálním přetlakem 0,5 MPa. Vodík je z nádrže odpouštěn pojistným ventilem tak, aby byla zamezena destrukce nádrže vlivem navyšování tlaku při odpařování vodíku. Běžné nádoby dosahují ztrát až 3 % z obsahu za den [99]. Dalším možným způsobem uskladnění jsou Dewarovy nádoby (viz. obr. 33). Ty jsou vybaveny dvojitou stěnou a vakuovým meziprostorem [54].



Obr. 33 – Skladování kapalného vodíku v Dewarových nádobách [103]

4.3.3 Hydridy

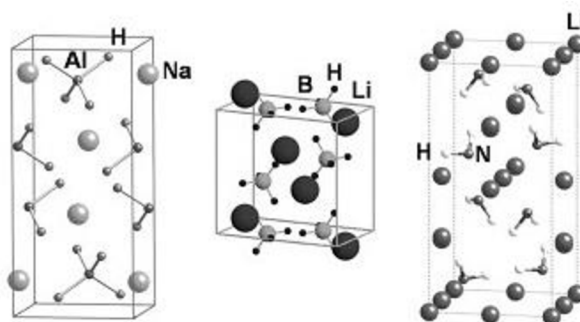
Hydridy jsou v podstatě materiály na bázi kovu, které fungují na principu houby, jež nasává a uvolňuje vodík dle potřeby. Uložení v hydridech je na principu chemisorpce (jedná se o adsorpci, při které se mezi molekulami adsorbátu a adsorbentu vytvoří chemická vazba) vodíku do různých materiálů. Jedná se o exotermní reakci, při adsorpci dochází k vývinu tepla, a naopak při opačném ději – desorpci je vodík uvolňován. Desorpce je uskutečňována za nízkého tlaku a do reakce je nutné teplo dodávat. Hydridy je možné považovat za nejbezpečnější metodu uložení vodíku ze všech zmíněných možností, ale dodnes není tato cesta komerčně využita z důvodu velmi vysokých finančních nákladů [104]. Podskupiny hydridů jsou: komplexní hydridy a metalhydridy.

Metalhydridy

Metalhydridy (MH z anglického *Metal Hydrides* nebo též známé jako *Conventional Hydrides*) jsou dvouprvkové sloučeniny kovu sloučené s vodíkem. Adsorpce nastane v případě, že se vodíková molekula přiblíží k povrchu kovu a na jeho povrchu dojde k disociaci vodíkové molekuly na jednotlivé atomy. Ty jsou následně dopravovány do celého objemu kovového materiálu. Uložení a uvolnění vodíku do kovových slitin je reverzibilní. Reakce probíhá při nízkém tlaku a nejsou vyžadovány kryogenní teploty, neboť vodík se stává součástí chemické struktury kovu, jež ho adsorboval [105].

Komplexní hydridy

Výše zmíněné hydridy jsou relativně nově studovanou skupinou a jsou potenciálními kandidáty akumulace vodíku v pevném stavu. Hlavní výhoda spočívá ve vysoké gravimetrické kapacitě vodíku. Rozdíl mezi komplexními hydridy a metalhydridy je především v mechanismu adsorpce. Komplexní hydridy mají vyšší hmotnostní kapacitu a o řád vyšší gravimetrickou kapacitu [106]. Komplexní hydridy bývají tvořeny materiálem na bázi hliníku a boru, označované jako alanáty a boridy (krystalové mřížky boridů a alanátů je znázorněny na obrázku 34). Nevýhodou těchto hydridů je, že při desorpci se neuvolňuje pouze žádaný vodík, ale dochází k uvolnění dalších plynů, což je způsobeno silnou kovalentní vazbou mezi molekulami. Další omezením je citlivost na vlhkost a při manipulaci je vhodná inertní atmosféra [107].



Obr. 34 – Znáznornění uložení vodíku v alanátech, boridech a amidech [107]

Borohydridy

Borohydridy (též známé jako *Boridy*) jsou komplexní sloučeniny vodíku, ve kterých se společně s borem vyskytují i jiné kovy, nebo složky alkalických zemin. Boridy mají sumární vzorec $M^{n+}(BH_4)_n$, kde n nabývá hodnot od 1 do 4 a parametr M označuje kov. Typickým představitelem borohydridů je $LiBH_4$ (tetrahydridoboritan litný) a $NaBH_4$ (tetrahydridoboritan sodný) [104, 107]. Boridy bývají za běžných podmínek v kapalném stavu a vynikají vysokým hmotnostním procentem absorbovaného vodíku. Hlavní nevýhodou je velmi vysoká teplota, jež musí být dodána pro desorpci vodíku [107]. Přehled vybraných vlastností borohydridů je znázorněn v tabulce č. 17.

Tab. 17 – Přehled vlastností vybraných boridů vhodných ke skladování vodíku [104, 108, 109]

Sloučenina	Molární hmotnost [g.mol ⁻¹]	Bod tání [°C]	Hustota [g/cm ³]	Teoretická kapacita [% hm.]	Dosažená kapacita [% hm.]
$LiBH_4$	21,8	275	0,66	18,2	13,3
$NaBH_4$	37,8	505	1,07	10,9	10,6
KBH_4	53,9	585	-	7,4	-
$Mg(BH_4)_2$	53,9	-	0,77	14,9	14,9
$Ca(BH_4)_2$	69,8	-	-	11,5	9,7
$Al(BH_4)_3$	71,51	64,5	-	16,9	16,9

Alanáty

Z chemického hlediska se jedná o sloučeniny na bázi hliníku a řadí se mezi reverzibilní komplexní hydridy. Jejich sumární vzorec je: $M(AlH_4)_n$, kde parametr M označuje kov a hodnota n nabývá od 1 do 3 [107]. Výhodou alanátů je vysoké hmotností procento absorpce vodíku. Limitem je vysoká cena hydridu a při desorpci se teplota pohybuje nad 150 °C. Vybraní zástupci alanátů jsou zobrazeny v tabulce č. 18.

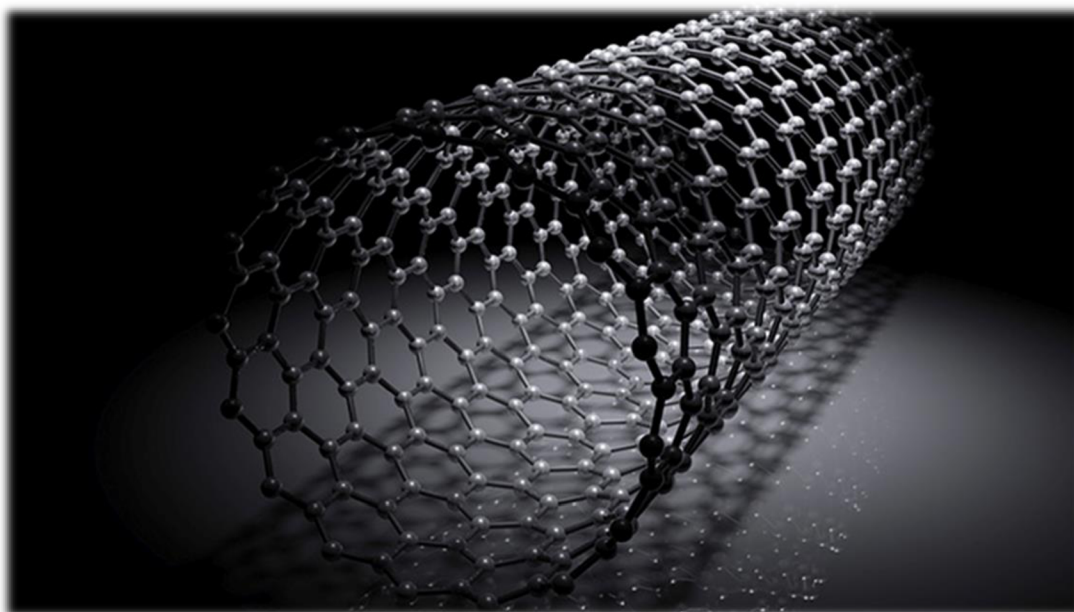
Tab. 18 – Přehled vlastností alanátu vhodných ke skladování vodíku [109]

Sloučenina	Hmotnost hydridu [kg/kg H ₂]	Objemová hustota [g H ₂ /l]	Desorpční teplota [°C]	Teoretická reverzibilní kapacita [% hm.]
$Li(AlH_4)$	12,7	94	>190	7,9
$Na(AlH_4)$	17,9	95	>100	5,6
$Mg(AlH_4)_2$	14,3	-	>130	7,0

4.3.4 Uhlíkaté struktury

Adsorpce vodíku do materiálu na bázi uhlíkatých struktur je ve stavu vývoje, a to z důvodu hledání potřebných náhrad za skladování vodíku v plynném a kapalném stavu nebo ve formě hydridů, jež se potýkají s mnoha nevýhodami. Uhlíkaté materiály by mohly v budoucnu nahradit velkoobjemové nádoby, které jsou nevhodné pro přepravu a uložení velkých objemů. Výhodou tohoto způsobu uložení je vysoká skladovací kapacita. Vytvořené materiály se pyšní vysokou pevností a nízkou hmotností [98, 110].

Uhlíkaté struktury lze dělit do dvou skupiny. První skupinou jsou uhlíkové nanomateriály a druhou uhlíkové sorbenty na bázi aktivního uhlí. Vodík je v nich vázán prostřednictvím fyzikálně chemické adsorpce a uskladnění probíhá za teplot blízké pokojové teplotě a atmosférického tlaku. Nevýhodou nanotubic je velké množství vad ve struktuře a dochází ke vzniku vedlejších produktů, které musejí být čištěny [111]. Hodnoty hmotnostní kapacity adsorbovaného H_2 v uhlíkatých nanotubicích se pohybuje v rozmezí 0,4 - 7 % hm. Následující obrázek č. 35, přibližuje strukturu uhlíkatých nanotubic [104, 110].



Obr. 35 – Znárodnění uhlíkové trubice [112]

4.3.5 Chemické sloučeniny obsahující vodík

Uskladnění molekul vodíku do chemických sloučenin je jedna z možných cest, kterými lze přepravovat uložený vodík. Mezi nejznámější sloučeniny bohaté na vodík patří uhlovodíky. Ty je možné snadněji zkapalňovat, uchovávat v tlakových nádobách za běžných teplot a transportovat nežli vodík samotný [98]. Výhodou, kterou nelze opomenout je, že při uskladnění do chemických sloučenin se hustota vodíku ve sloučenině zvýší a lze tento poznatek využít při dlouhodobém skladování vodíku.

Nejjednodušší z uhlíků je metan, který může být syntetizován z vodíku a oxidu uhličitého v procesu zvaném Sabatierova reakce. Metanizace může být prováděna biologickou nebo katalytickou metodou a tato problematika bude řešena v kapitole páté.

Vodík je možné uskladnit do fosilních zdrojů jako: propan, butan či zemní plyn. Dále také do anorganických látek ve skupenstvím pevném či kapalném. Přehled sloučenin, které je možné uvažovat při skladování vodíku jsou zmíněné v tabulce č. 19, kde jsou představeny i jejich nejdůležitější vlastnosti.

Tab. 19 – Vybrané chemické sloučeniny vhodné pro přepravu a uskladnění vodíku [49, 98, 113, 114, 115, 116, 117]

Sloučenina	Skupenství	Chemický vzorec	Hustota [kg/m ³]	Hmotnostní kapacita H ₂ [% hm.]	Mez zápalnosti ve vzduchu [%]	Mez výbušnosti ve vzduchu [%]
Methanol	Kapalný	CH ₃ OH	0,791	12,5	6 - 36	5,5 - 44
Hydrazin	Kapalný	N ₂ H ₄	1,01	12,5	4,7 - 100	4,7 - 100
Kapalný amoniak	Kapalný	NH ₃	0,73	17,6	-	16 - 25
Vodný roztok amoniaku (35 %)	Kapalný	NH ₃ + H ₂ O	0,78	6,2	-	16 - 25
Bor amonný	Pevný	NH ₃ BH ₃	0,780	19,6	-	-
Močovina	Pevná	CO(NH ₂) ₂	1,32	10,1	-	-

V současné době se výzkum zaměřuje především na dvě skupiny chemických látek, kterými jsou: amoniak a jeho sloučeniny, hydrazin a jeho deriváty.

4.4 Transport vodíku

Transport vodíku je stejně důležitý jako jeho skladování, ale přeprava samotné energie uložené ve vodíku je větší problém, než se zdá. Doprava vodíku je jedna z nejdražších z přepravovaných paliv z důvodu, že vodík má zhruba třetinovou výhřevnost na jednotku objemu oproti zemnímu plynu. Pro přepravu stejného množství energie je nezbytné přepravit trojnásobně více vodíku než zemního plynu. Pro maximalizace úspor by měl být vodík v místě výroby i následně spotřebován.

Doprava vodíku se dělí na:

- Kontinuální,
- mobilní přepravu.

Do kontinuálního transportu vodíku patří přeprava plynovody, ať již samotného vodíku v plynném stavu, nebo mixování vodíku se zemním plynem. Dále by bylo možné se zabývat přepravou amoniaku a jiných anorganických látek.

Mobilní přepravy zahrnují distribuci vodíku v tlakových lahvích ve stavu kapalném, nebo plynném a v jiných možnostech uložení (hydridy, uhlíkaté nanotrubičky umístěné ve speciálních nádobách a jiné).

4.4.1 Přeprava pomocí tlakových lahví

Přeprava vodíku je uskutečňována ve dvou formách – v plynném a kapalném stavu. Doprava je velmi finančně náročná, při započítání ceny dopravy tlakovými lahvemi do celkových nákladů za vyrobený vodík stoupne cena o 2 až 3násobek výrobní ceny vodíku. Tato přeprava se využívá především pro maloobchodatele a pro specifické účely. Při přepravě malých objemů vodíku se využívá tlakových lahví z legovaných chrom–molybdenových ocelí, jež jsou označeny na hrdle a plášti červenou barvou. Plnicí tlak se liší dle dodavatele vodíku, ale obvykle se udává 20 MPa. Přeprava tlakových lahví je prováděna po pozemní komunikaci, železnici nebo leteckou dopravou. Následující odstavce popisují přepravu velkých objemů vodíku v kapalném a plynném stavu po pozemní komunikaci [118, 119].

Přeprava vodíku v plynném stavu bývá prováděna trubkovými přívěsy CGH₂, kde jsou tlakové lahve/potrubí svázané uvnitř ochranného rámu. Moderní tlakové lahve jsou tvořeny z lehkých kompozitních materiálů, do kterých méně difunduje vodík a nevzniká vodíková koroze (jako v případě použití některých ocelí). Přívěsy CGH₂ přepravují vodík pod tlakem 50 - 60 MPa, což odpovídá 33 kg H₂/m³ [120].

Kapalný vodík se přepravuje podobně vyrobenými přívěsy (též známé jako přívěsy LH₂), jako v případě dopravy plynného vodíku. Kapalný vodík má vyšší hustotu vůči plynnému stavu a je možné přepravit větší množství. Při hustotě 70,8 kg/m³ a objemu nádrže 50 m³ lze transportovat téměř 3 500 kg nebo 40 000 Nm³ kapalného vodíku. Přívěsy míívají dojezd cca 4 000 km z toho důvodu se volí taková izolace, jež umožní transportovat vodík v neměnném stavu po dobu několika dní. LH₂ se plní do izolovaných kryogenních nádrží a během převozu se nádrž zahřívá. To způsobí nárůst tlaku v nádobě a sníží se únik vodíku. Vyprazdňování tlakové nádoby u koncového zákazníka probíhá řízeným odpařováním [53, 120].

Ve Velké Británii je přepravován vodík v trubkových přívěsech (na obr. 36) o tlaku 22,8 MPa a jsou schopny přepravit cca 300 kg vodíku. Na trhu jsou v současné době vysokokapacitní přívěsy, které by mohly transportovat při 22,8 MPa vodík o objemu 600 kg, nebo při 30 MPa - 900 kg vodíku [121]. Tato metoda přepravy je využívána ve Francii – 10 t/den, Holandsku – 5 t/den, nebo v Německu – 3 t/den.



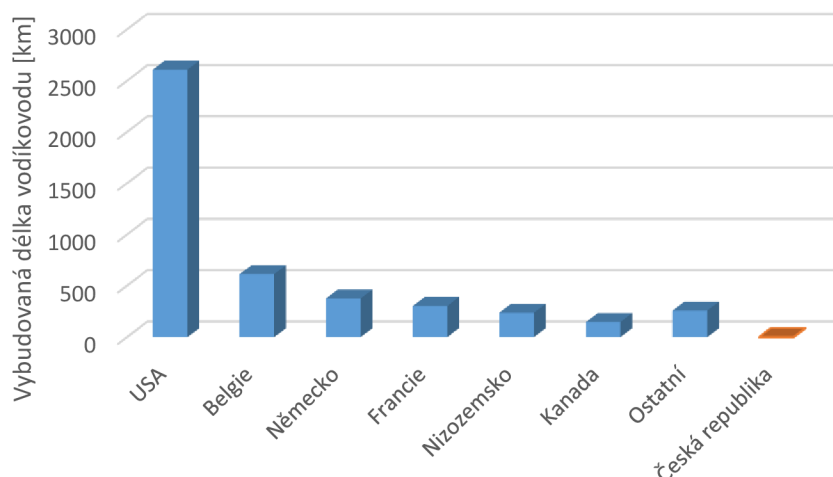
Obr. 36 – Přeprava kapalného vodíku pomocí přívěsu LH2 [121]

4.4.2 Přeprava plynovody

Tato podkapitola je pouze obecným přehledem a klade si za cíl čtenáře seznámit se světovou distribucí vodíku a s vizí vodíkového hospodářství v roce 2050. Bližší informace ohledně vtláčení vodíku do plynárenské soustavy jsou rozebrány v kapitole sedmé a tématem plynovody se zabírá kapitola 5.3 – přeprava metanu.

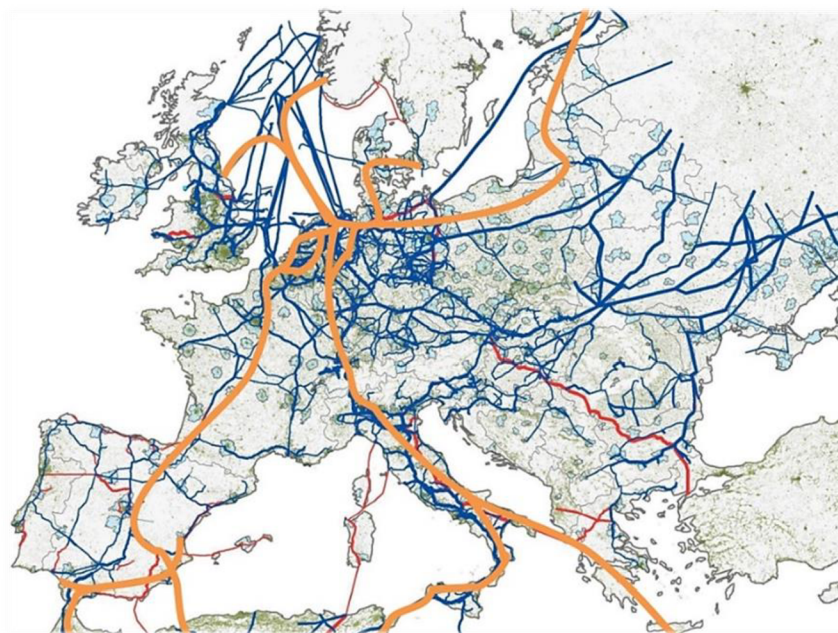
Přeprava vodíku pomocí plynovodů se jeví jako nejlepší řešení, jež je použitelná ve velkém měřítku k transportu energie. Nevýhodou vodíkovodů jsou velmi vysoké investiční a provozní náklady. Dále problémy spojené se ztrátou strukturální pevnosti vlivem vodíkového křehnutí. Následně jsou kladené zvýšené požadavky na těsnost zařízení kvůli unikajícímu vodíku [53].

Distribuce vodíku může být uskutečněna distribuční nebo přepravní plynárenskou soustavou. K roku 2017 bylo celosvětově vystavěno 4 560 km potrubí určených k přepravě vodíku, z nichž většinu provozují sami výrobci vodíku. Nejdelší plynovod je postaven v USA ve státě Luisiana a Texasu (2 608 km), následován je Belgií (613 km) a Německem (376 km) (viz. obr. 37) [120].



Obr. 37 – Světová přeprava vodíku plynovody k tomu určenými (k roku 2017) [120]

Síť plynovodů táhnoucí se ze severní Francie do Belgie, přepravuje vodík dosahující čistoty až 99,9 %, při provozním tlaku v plynovodu 10 MPa. Trasa je rozdělena do několika dalších plynovodů spojující Isbergues, Waziers, Zeebrugge a další regiony. Ve vizi do roku 2050, o zbudování páteřní sítě vodíku se na počátku setkává s problémem. Ten tkví v neexistujícím trhu s vodíkem a tudíž nelze odhadnout míru využití vodíku např. u vozidel s palivovými články nebo zájem u koncového zákazníka. V navrhovaném scénáři se předpokládá přístup založený na rozvoji infrastruktury podobné rozvodu elektřiny či zemního plynu. Na obr. 38 je znázorněna evropská síť zemního plynu (modrá – zemní plyn a červená – vodík) a návrh trasy vodíkovodu navrženou Hydrogen Europe and Delft University [122].



Obr. 38 – Vize infrastruktury zemního plynu a vodíku v roce 2050 [122]

4.5 Kvalita a čistota plynu

Technické plyny bývají distributorem dodávány o určité kvalitě. Jedním ze sledovaných parametrů je čistota plynu a s tím spojené množství nečistot obsažených v technickém plynu. Nejběžnějšími příměsi ve vodíku bývají: vodní pára, kyslík, dusík, CO, CO₂ a uhlovodíky. Před distribucí musí být odstraněny z technického plynu přebytné množství CO, H₂S, COS a nenasycených uhlovodíků. Procentuální zastoupení složek plynu při různých metodách výroby a před čištěním je znázorněno v tabulce 20.

Tab. 20 – Objemové zastoupení hlavních složek v plynu po výrobních procesech s přeměnou CO [123]

Proces	H ₂ (obj. %)	CO ₂ (obj. %)	H ₂ O (obj. %)	N ₂ (obj. %)
<i>Parní reforming</i>				
Metan	64,1	16,3	17,8	1,8
Metanol	61,8	21,1	14,1	3
Etanol	62,6	21,4	12,5	3,5
Vyšší uhlovodíky	58,2	19,7	20,6	1,5
<i>Parciální oxidace</i>				
Metan	43,8	15,4	5,4	35,4
Vyšší uhlovodíky	32	19,4	5,8	42,8

Obsah nečistot bývá uváděn v jednotkách ppm (tzn. *parts-per-million*). Tato veličina se používá obdobně jako procento (jedna setina) či promile (jedna tisícina) a ukazuje poměrné zastoupení jedné části vůči celku.

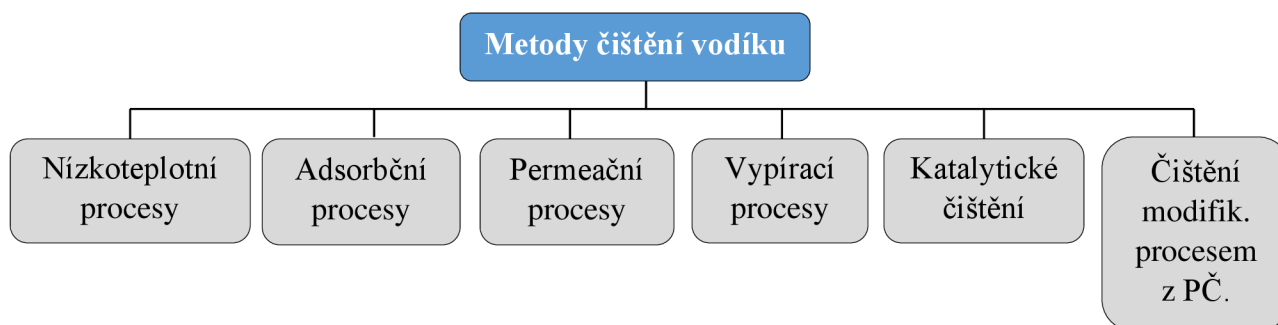
Technické plyny bývají označovány obchodními názvy a nejčastěji se dodávají ve dvou kvalitách (3.0 a 3.8). Vodík pro zvláštní účely může být dodáván v čistotě i 4.8 - 7.0. Obchodní označení dodávané kvality technického plynu ukazuje tab. 21. Distribuovaný vodík je pro většinu procesu dostačující s čistotou 99,9 % obj. (třída 3.0). Vyšší čistota vodíku (nad 99,99 % obj.) se využívá pro použití v palivových člancích. Jeden z důvodů vyšší úrovně kvality H₂ je zamezení otravy anody při depolarizaci [123].

Tab. 21 – Rozdělení dodávaných technických plynů dle jejich čistoty [54]

Označení	Čistota plynu	Zbytkové nečistoty [ppm]	Zbytkové nečistoty [%]
2.0	99,0 %	10 000	1
3.0	99,9 %	10 00	0,1
3.5	99,95 %	500	0,05
4.8	99,998 %	20	0,002
5.0	99,999 %	10	0,001
5.5	99,9995 %	5	0,0005
7.0	99,99999 %	0,1	0,00001

Metody čištění vodíku

Nežádoucí prvky jako vodní pára, dusík, oxid uhelnatý, oxid uhličitý, kyslík a vyšší uhlovodíky bývají odstraňovány z vodíku pomocí nejrůznějších metod. V současné době jsou nejvíce využívány čištění vodíku nízkoteplotními způsoby, nebo pomocí membrán. Byly vypracovány i další metody, mezi které například patří suché způsoby čištění. Souhrn metod čištění je znázorněn na obrázku 39 [123].



Obr. 39 – Přehled metod čištění vodíku [vlastní tvorba]

Nízkoteplotní procesy

Proces nízkoteplotního čištění je založen na velkém rozdílu mezi body varu vodíku (-252,8 °C) a nejvíce vyskytujícími se nečistotami v plynu. Následně přimísené prvky budou odděleny pomocí kondenzace, sublimace nebo pomocí nízkoteplotního rafinizačního procesu. Výhodou je vysoká čistota výsledného vodíku, vysoká výtěžnost a odstranění vícero prvků najednou. S touto metodou se lze setkat při oddělování rafinérských plynů od dealkylačních odplynů a separaci proplachových plynů při výrobě amoniaku od metanolu [123].

Adsorbční procesy

Čištění probíhá na zeolitech nebo na jiném adsorbentu. Desorbce probíhá při tlaku 1 - 4 MPa a následná regenerace je provozována do 1 MPa. Pro plynulost procesu se využívají minimálně 4 adsorbéry. Výstupem procesu je vodík o čistotě 5.0, jak napovídá tabulka č. 21, jedná se o čistotu až 99,999 % [124].

Permeační procesy

Tato poměrně nová technologie pro separaci plynu využívá polopropustné membrány. Směs plynu obsahující vodík difunduje paralelně řazenými membránami za teplot 300 - 500 °C a tlakovém spádu 1 MPa (pro dosažení požadované kvality a čistoty plynu). Nečistoty vystupují při tlaku vstupujícího plynu. Membrány bývají tvořeny prvkem Pd nebo slitinou Pd a Ag. Výsledný vodík má čistotu 99,99 %. Proces je investičně a provozně nenáročný [123, 124].

Vypírací procesy

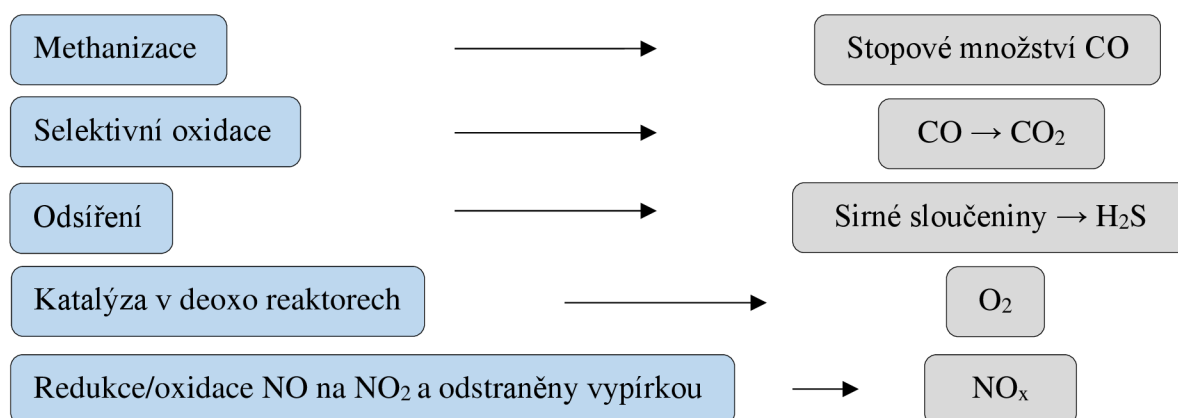
Nečistoty jsou odstraněny rozpuštěním ve vypírací kapalině. Na základě rozdílné rozpustnosti dochází k separaci nečistot, nebo se využívá reakce s vypíracím činidlem. Reakci lze rozdělit na: chemickou a fyzikální. Pomocí chemické vypírky se odstraňují kyselé složky, kterými jsou: CO_2 , H_2S , COS a HCN . Fyzikální vypírka se využívá pro benzen a vyšší uhlovodíky. Výhodou této metody je její použití pro čištění velkého množství vodíku o vysoké čistotě [123].

Katalytické čištění

Proces katalytického čištění plynu je možné rozdělit na následující případy [123]:

Prvním případem je sekundární výrobní proces vodíku, kde surový plyn se katalyticky převádí na vodík.

Nečistoty obsažené v surovém plynu se katalyticky převádí do takové formy, ze které se lépe odstraní čistícími metodami (kondenzace, adsorpce, vypírání, permeace aj.). Plynné látky, jež by měli nepříznivý dopad na použití vodíku jsou přeměněny na neškodné komponenty. Jedná se o poměrně složitý proces neumožňující eliminace více složek najednou. Pro odstranění jednotlivých nežádoucích příměsí se využívají následující přístupy:



Obr. 40 – Metody čištění jednotlivých nečistot v plynu [vlastní tvorba]

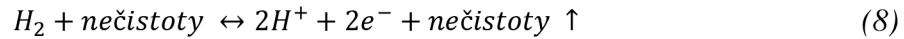
Čištění modifikovaným procesem z palivových článků:

Čistící elektrochemický článek se skládá ze dvou reverzibilních elektrod. Na anodu (tvořenou Pt, Pd, Rh či Ni) je přiváděn surový vodík, na který pomocí aplikace malého potenciálu ionizují molekuly H_2 . Ionty putují ke katodě, od které je následně odebrán čistý vodík. Nečistoty prochází okolo anody v nereagované formě a jsou vypouštěny ze systému. Spotřeba elektrického proudu je cca 4 kWh/kg H_2 . Chemické reakce probíhající na čistícím článku jsou znázorněny v následující rovnici [123, 124].

Katoda:



Anoda:



4.6 Bezpečnost a rizika vodíkových technologií

Vodík jako palivo budoucnosti, významný nositel energie a držitel přízviska bezpečného, čistého a efektivního energetického systému na světě je součástí právních předpisů a norem ohledně bezpečnosti a ochrany zdraví při manipulaci, výrobou, skladováním aj.

Mezinárodní standart ISO/TC 197 definuje požadavky týkající se bezpečnosti vodíkových technologií a využití vodíku jakožto paliva v dopravě. V Mezinárodní normě ISO/TC 197 “*Vodíkové technologie*” je čtenář seznámen se standardizací v portfoliu výroby, skladování, dopravy, měření a použití vodíku. Bezpečnost vodíku je umocněna velmi vysokou rozptylností, kdy dochází k okamžitému zředění se vzduchem a vzniklá směs plynu má omezenou oblast hořlavosti. Při rozlití kapalného vodíku dochází k velmi rychlému vypaření a tím se sníží nebezpečí samovznícení či zapálení [125].

Rizika spojená se specifickými vlastnostmi vodíku můžeme kategorizovat dle normy ISO/TC 197 jako [125]:

1. Riziko hoření, vznícení a exploze,
2. riziko překročení tlaku,
3. riziko spojené s nízkou teplotou,
4. vodíková křehkost,
5. působení vodíku na lidský organizmus při přímém kontaktu nebo při vystavení prvku.

Výše zmíněné body by měly být brány v potaz při vyhodnocování rizik v souvislosti s vodíkovými technologiemi pro zajištění bezpečnosti a ochrany zdraví při skladování, transportu, spotřebě a výrobě vodíku. Následně budou popsány dvě nejdůležitější rizika, s kterými se čtenář setká při čtení této práce.

4.6.1 Riziko spojené s nízkou teplotou

Vodík v kapalně formě při teplotě -253 °C může způsobovat změny ve vlastnostech materiálu. Ochlazený materiál dramaticky mění vlastnosti tahu, tvárnosti a dochází ke smršťování materiálu. Vlivem změn v materiálu, může dojít k úniku kapalného vodíku do vnějšího prostředí [125].

4.6.2 Vodíková křehkost

Jedná se o dlouhodobé působení vodíku na různorodé materiály skladovacích zařízení vedoucí ke ztrátě strukturální odolnosti. Nejdříve se molekuly rozloží na atomy a následně vodík difunduje do kovové struktury materiálu. Největší citlivost na vodíkovou křehkost mají

materiály s kubickou krystalickou mřížkou, zejména feritické oceli. Feritické oceli bývají vystavovány mechanickým tlakům. Proces probíhá na povrchu s defekty (např. H₂S – sirovodík, který se rozštěpí na atomy rychleji než vodík) nebo na jiných osově stlačených bodech a následně je vodíková křehkost vyvolána místní plastickou deformací [125].

4.7 Legislativní rámec spojený s vodíkem

Legislativa České republiky takřka nezná pojem vodík. Z toho důvodu je nezbytné se přiklonit k legislativám platící v členských státech EU. Následující tabulka č. 22 uvádí platné normy týkající se vodíku.

Tab. 22 – Legislativy související s vodíkem (EU, ČR) [126, 127, 128, 129, 130, 131]

Norma	Související legislativa	Dopad
ČSN 07 8304 - Tlakové nádoby na plyny	Vyhláška 18/1979 Sb.	Specifikují především požadavky na periodické revize zařízení
ČSN 38 6405 - Plynová zařízení, zásady provozu	Vyhláška 18/1979 Sb.	
ČSN 69 0012 - Tlakové nádoby stabilní	Vyhláška 18/1979 Sb.	
ČSN EN ISO 1533:1999 - Spojovací součásti	ČSN EN 10229	Definuje zátěžové zkoušky pro zjištění vodíkové křehkosti
Zákon č. 311/2006 Sb. - O pohonných hmotách, čerpacích stanicích pohonných hmot a o změně některých souvisejících zákonů	Zákon č. 542/2016 Sb.	Definice alternativních paliv, do kterých spadá i vodík
Zákon č. 183/2006 Sb. - O územním plánování a stavebním řádu	Zákon č. 311/2006 Sb.	Specifikace o stavbě čerpacích stanic
Mezinárodní standart ISO/TC 197 - Vodíkové technologie	-	Definuje výrobu, skladování, dopravu, měření a použití vodíku
ČSN P ISO/TS 19880-1 - Plyný vodík – Čerpací stanice – Část 1: Obecné požadavky	Převzetí originálu ISO/TS 19880 - 1:2016, vstoupila v platnost od 1. 4. 2017	Definuje požadavky na veřejné a neveřejné plnicí stanice vodíku
ČSN 73 6060 - Čerpací stanice pohonných hmot	-	Soubor technických norem, které H ₂ plnicí stanice musí splňovat
ISO 14687-2:2012 Hydrogen fuel, Product specification, Part 2: Proton exchange membrane (PEM) fuel cell applications for road vehicles	Vyhláška 133/2010 Sb., 2014/94/EU	Definuje kvalitativní požadavky na vodíkové palivo
ISO/TS 19880-1:2016 - Gaseous hydrogen, Fuelling stations, Part 1: General requirements	2014/94/EU Zákon 183/2006 Sb.	Definuje požadavky na veřejné a neveřejné plnicí stanice vodíku
ISO 17268:2012 - Gaseous hydrogen, Land vehicle, Refuelling connection devices	ISO/TS 19880 - 1:2016	Definuje technické požadavky na plnicí koncovky

5. Metan

Metan je jedním z výchozích produktů z technologie Power-to-Gas, a také jedním ze syntézních plynů, jehož využití je možné najít ve všech odvětvích jako náhrada za fosilní paliva. Jeho předností vůči vodíku, popsaného v předešlé kapitole, je snazší přeprava od výrobce až po koncového zákazníka, dobrá skladovatelnost, nižší rozmezí výbušnosti, které souvisí se stabilitou spalování. Naopak jeho nevýhodou je menší výhřevnost na kilogram plynu. Produkce metanu je z 80 % tvořena biologickými procesy, člověk se podílí na tvorbě metanu minimálně, například chovem hospodářského zvířectva, skládkováním nebo spalováním organických paliv. Metan je oproti vodíku řazen ke skleníkovým plynům, neboť jeho schopností je absorpce infračerveného záření, čímž přispívá k oteplení atmosféry [132]. Cílem této kapitoly bude čtenáře seznámit s následujícími tématy:

- Vlastnosti daného uhlovodíku,
- výroba,
- přeprava metanu,
- skladování,
- zachytávání CO₂.

5.1 Vlastnosti metanu

Metan je bezbarvý, bez zápachu a přirozeně se vyskytující plyn. Tento vysoce hořlavý a výbušný plyn je lehčí než vzduch a ve vodě je nerozpustitelný, naopak je rozpustný v organických činidlech, zejména v alkoholech. Následující tabulka č. 23, ukazuje vybrané vlastnosti metanu [133].

Tab. 23 – Vybrané vlastnosti metanu [134]

Identifikace a fyzikálně chemické vlastnosti	Metan
Chemický vzorec	CH ₄
Molární hmotnost při 101,325 kPa, 20 °C	16,043 g/mol
Hustota plynu při 101,325 kPa, 15 °C	0,68 kg/m ³
Bod varu při 101,325 kPa	-161,6 °C
Bod tání/tuhnutí	-182 °C
Teplota vznícení ve vzduchu	595 °C
Mez výbušnosti ve vzduchu	4,4 - 15 % obj.
Spalné teplo při 20 °C	37 520 kJ/m ³

Metan jakožto součást zemního plynu je distribuován jako palivo do domácností a průmyslu. V roce 2018 bylo v České republice spotřebováno 8 183 mil. m³ zemního plynu, což odpovídá 87,305 TWh (z průměrné hodnoty spalného tepla v ČR 38,42 MJ/m³) [135]. Uplatnění metanu je různorodé, lze ho využít jako stlačený (CNG s tlakem 200 bar) nebo zkapalněný plyn (LNG při teplotě -162 °C) a jako palivo v plynových motorech. Jeho uplatnění je mimo jiné i v chemickém průmyslu, kde je nezbytnou součástí při výrobě acetyleny, vodíku, kyanidu nebo methanolu.

Metan nejčastěji vzniká vyhníváním probíhající za nepřístupu kyslíku, kde je konečným produktem metan a další přimísené plyny, jež závisí na rozkládajících se organických látkách. Přírodním producentem jsou výměny plynů mezi atmosférou a oceány (10 - 20 mil. tun CH₄/rok), dále rašeliniště, termity a přírodní mokřady, jež vypouštějí tzv. bahenní plyn [133].

Biologické pochody jsou největšími producenty znečišťujícího plynu – metanu. Při porovnání oxidu uhličitého a metanu lze zjistit, že metan přispívá 23krát více k intenzifikaci skleníkového efektu než zmiňovaný oxid uhličitý. Na druhou stranu setrvání v atmosféře je významně kratší a odhaduje se na „pouhých“ 12 let.

Rukou člověka, jakožto producenta emisních látek, je ročně vypuštěno cca 20 % veškerého metanu do ovzduší. Antropogenní pochody vyprodukují přibližně 80 % světových emisí metanu, pro lepší orientaci v produkci emisních látek je přiložena tabulka 24.

Tab. 24 – Antropogenní zdroje metanu [133]

Zdroje	Hodnota [mil. tun/rok]
Chov domácích zvířat	65 - 100
Těžba a zpracování fosilních paliv	40 - 100
Spalování biomasy	20 - 100
Skládky odpadů	20 - 70
Pěstování rýže	Až 170

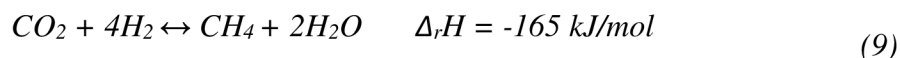
5.2 Výroba metanu

Vzrůstající poptávka po SNG (z anglického *Synthetic Natural Gas*) je uskutečňována pomocí zplyňování „levného“ uhlí a může být kompletně nahrazena produkováním metanu pomocí metanizace, jež je součástí technologického řetězce Power-to-Gas. Výroba syntetického metanu je uskutečňována pomocí metanizace, a to katalytické či biologické. První zmínky o metanizaci sahají do roku 1902, kdy Paul Sabatier a Jean-Baptiste Senders vyvinuli technologii produkující metan za pomoci vodíku a CO_x (CO a CO₂). Současné procesy nejvíce využívají katalytické metanizace operující za vyšších teplot [136].

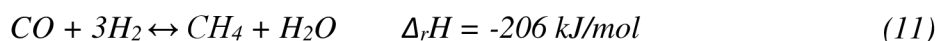
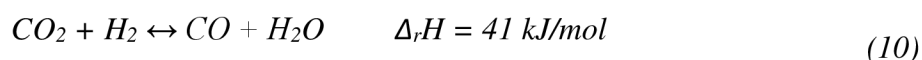
Katalytická hydrogenace oxidu uhličitého je silně exotermní proces syntézy metanu při reakci vodíku a oxidu uhličitého na katalyzátoru za působení vyšších tlaků (2 MPa) a teplot (200 - 450 °C). Tato reakce je často označována jako Sabatierova reakce. Jedná se o reversibilní a exotermní reakci a pro její zahájení je zapotřebí dodat počáteční aktivační energii [136].

Katalyzátor bývá obvykle tvořen na bázi niklu, kvůli nízké ceně a vysoké selektivitě na metan. Taktéž může být tvořen dražšími prvky, kterými jsou měď, kobalt, rhodium, ruthenium či palladium. Použití dražších prvků jako katalyzátoru se uskutečňuje především kvůli specifickým účelům, které jsou provozovány za rozdílných tlaků a teplot. Kromě vhodně zvoleného katalyzátoru je nutné zvolit vhodný molární poměr H₂ : CO₂ mající výrazný vliv na složení výsledného produktu. Ideální molární poměr pro lepší selektivitu a vyšší výrobu metanu (až 95 % metanu) je poměr 4:1.

Při nízkém poměru dochází k tvorbě většího množství produktů s vyšší molekulovou hmotností, což je nežádoucí [136, 137]. Produkce metanu pomocí Sabatierovi reakce je znázorněna v následující rovnici [21]:



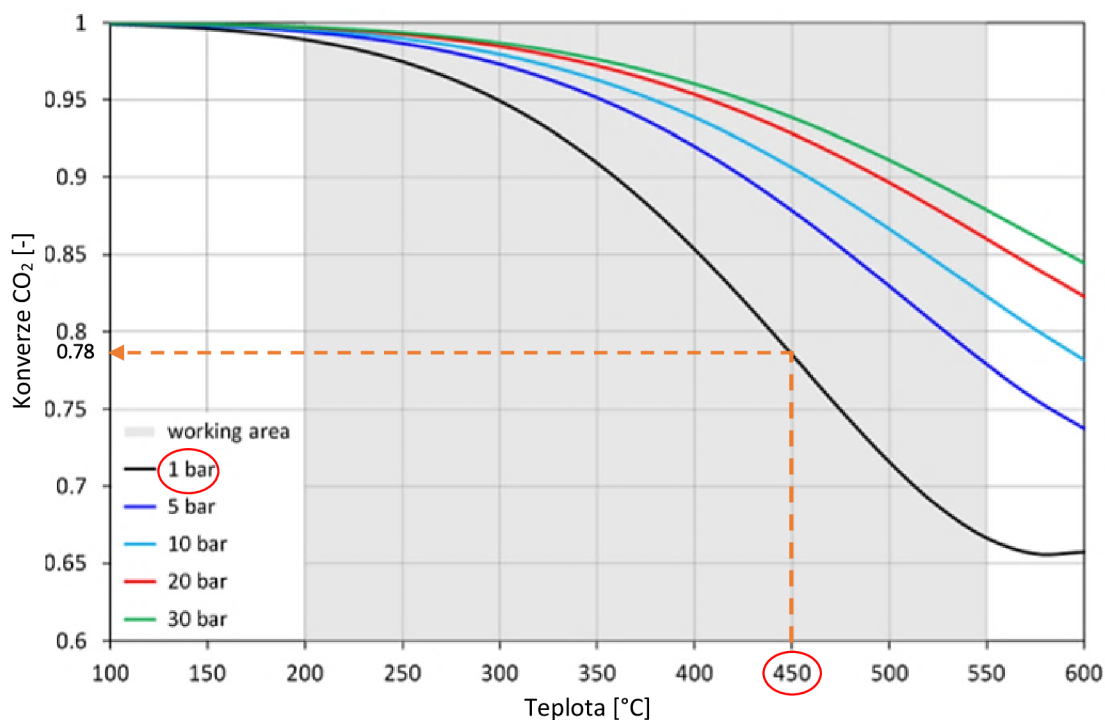
Nejvyšší produkce metanu metanizací oxidu uhličitého je dosaženo za teploty 145 °C a více. Hraniční teplota je 475 °C. Při přesahu dojde ke zvýšení tvorby oxidu uhelnatého vlivem endotermní reakce RWGS (*Reverse Water Gas Shift reaction*). Reakce se skládá ze dvou po sobě jdoucích dějů. V první chemické reakci je oxid uhličitý spolu s vodíkem přeměněn endotermní reakcí RWGS na oxid uhelnatý a vodu (rovnice č. 10). Následně je za pomoci oxidu uhelnatého a vodíku vytvořen metan (rovnice č. 11) [137].



Dodané teplo do procesu metanizace má nižší teplotní úroveň v porovnání s odpadním teplem vznikajícím při reakci. Při exotermní reakci se během děje uvolní 165 kJ/mol energie (viz rovnice č. 9). Odpadní teplo odváděné ze systému dosahuje teploty 650 °C a lze ho využít k celkovému zlepšení energetické účinnosti systému, např. k výrobě páry o teplotě 130 °C potřebné k zachytávání CO₂ [30].

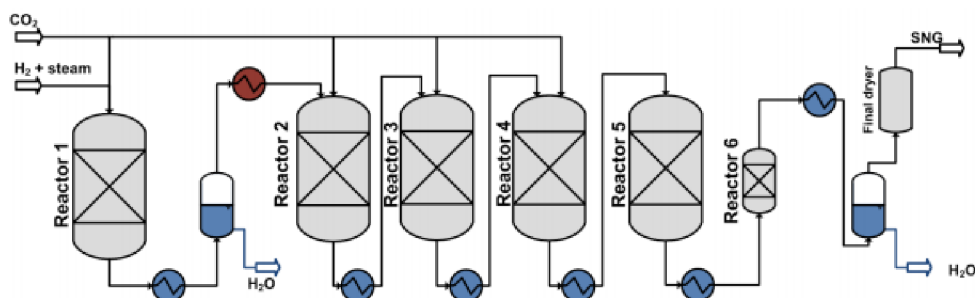
V ideálním případě je při reakci spotřebováno 17 % chemické energie vodíku ve formě tepelné energie a při ideální účinnosti dosahuje výše 83 % za předpokladu, že uvolněné teplo není nijak využito [138].

Jak již bylo řečeno výše, metanizace oxidu uhličitého je závislá na tlaku a teplotě a přeměna CO₂ se zvyšuje s nárůstem tlaku a poklesem teploty. Výroba metanu v praxi probíhá za atmosférického tlaku (101,325 kPa) a reakční teploty 450 °C. V tomto případě dle obr. 41, by bylo možné dosáhnout stupně konverze oxidu uhličitého ze 78 %. Vyšší konverze může být dosažena při jednoduchém jednostupňovém procesu v důsledku nižších teplot a zvýšených tlacích [21].



Obr. 41 – Konverze CO_2 v závislosti na teplotě a tlaku [21]

K dosažení vyšších účinností se využívá možnosti sériově řazených reaktorů, kde lze upotřebit odpadní teplo k dalším procesům. Zapojení je znázorněné na obr. 42.



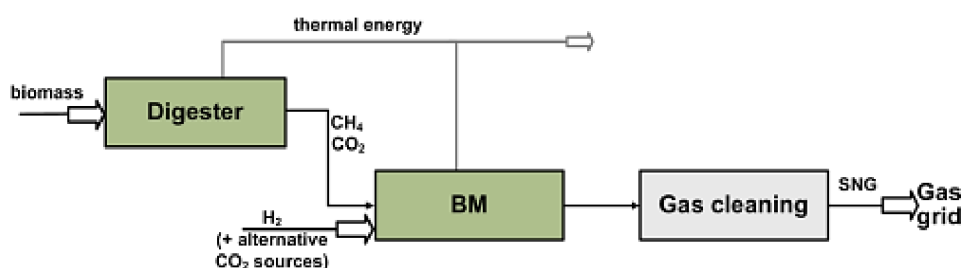
Obr. 42 – Znázornění zapojení Adiabatické „fixed-bed“ metanizaci (AFM) [139]

Biologická metanizace (BM z anglického *Biological Methanation*) využívá přístupů anaerobní digesce a je odlišná od katalytické metanizace ve využití mikroorganismů (Archeabacteria) k výrobě syntetického plynu. BM byla poprvé implementována do technologie Power to Gas v roce 2015. Proces může probíhat ve formě in-situ ve fermentoru, nebo v ex-situ v samotném reaktoru [200]. Výrobu metanu biologickou metanizací lze rozdělit na dva děje. První probíhá v *Digesteru* a jeho fáze jsou následující [199]:

- Hydrolýza – přeměna polymolekulárních organických látek na nižší monomery,
- acidogeneze – přeměna produktů hydrolýzy štěpením na mastné kyseliny za působení acidogenních bakterií (kyseliny, alkoholy, CO₂ a H₂),
- acetogeneze – hlavním produktem této fáze je kyselina octová, dále CO₂ a H₂,

Druhým dějem je methanogeneze – kde za působení metanogenních bakterií dochází ke vzniku metanu z kyseliny octové nebo směsi CO₂ a H₂. Vodík je dodáván z elektrolýzy vody, a následně je vtlačěn do BM, kde dochází k promísení a obohacení směsi [200].

Mikroorganismy jsou schopny produkovat metan při teplotě v rozmezí od 4 do 90 °C a provozním tlaku 1 - 15 bar. Pro ideální tvorbu bioplynu mikroorganismy jsou základními předpoklady: zamezení přístupu světla (brzdí množení bakterií), dále optimální vodíkový exponent (vhodný pro růst metanogenních mikroorganismů je 6,5 - 7,5) a dostatečná vlhkost prostředí (nad 50 % vlhkosti). Výhodou technologie BM je výroba SNG v jednom reaktoru (v případě ex-situ), využití bioplynu jako zdroje uhlíku a vyšší objemové zastoupení metanu (55 - 75 %) v konečném plynu. U této metody je možné využít vyšší konverze CO₂ než u katalytické metanizace [139]. Následně je vzniklý bioplyn čištěn na požadovanou úroveň a přepravován ke konečnému zákazníkovi. Zapojení anaerobní digesce do technologického řetězce Power to Gas, je znázorněné na obr. 43.



Obr. 43 – Zapojení biologické metanizace do technologického řetězce [139]

Limity syntetizačních technologií produkující jako výsledný produkt metan jsou znázorněny v tabulce č. 25.

Tab. 25 – Limity metanizačních jednotek [140, 141, 142]

Metanizace	Životnost [hod]	Omezení
Katalytická	4 000 ¹ - 35 000 ²	Maximální provozní teplota a tlak 475 °C (300 °C) ³ , 3 MPa, krátká životnost katalyzátoru na bázi niklu.
Biologická	-	Maximální provozní tlak a teplota (1,5 MPa, 90 °C), citlivost mikroorganismu na změnu vstupní suroviny (pH), nízká účinnost (2,9 % při 5 MW) ⁴

¹ – Životnost katalyzátoru použitého v Rakouskem Schwechatu v procesu Lurgi.

² - Životnost katalyzátoru použitého v Severní Dakotě (Great Plains Synfuels Plant) v procesu Lurgi.

³ – Od použitého katalyzátoru se odvíjí i maximální provozní teplota.

⁴ – Instalovaný výkon pilotního BM reaktoru.

5.3 Přeprava metanu

Metan vzniklý z předcházejících procesů výroby musí být před vtláčením do soustavy vyčištěn na požadovanou čistotu danou mimo jiné přípojovacími podmínkami. Nejvhodnější možností přepravy metanu je vtláčení vyčištěného plynu do plynárenské sítě zemního plynu pomocí přípojovacích míst. Z hlediska energetického zákona jde o tzv. těžební plynovod. Kromě přepravy plynovody je transport metanu zajištěn tankery. Tankery nejčastěji přepravují LNG (zkapalněný zemní plyn), při kterém se sníží objem metanu přibližně 600krát. Při zkapaňování se spotřebuje 10 - 15 % přepravovaného plynu a následně je LNG vtláčeno do tankerů [143].

Česká republika má velmi rozvinutou plynárenskou soustavu, jejíž délka je 73 613 km (délka plynovodů a přípojek v ČR). Do obnovy a rozvoje distribuční soustavy je ročně investováno téměř 110,7 milionů € jedním z provozovatelů distribuční soustavy GasNet (dříve RWE GasNet) spravující 65 tisíc km plynovodů [144]. Plynárenskou soustavu je možné dělit na přepravní a distribuční soustavu.

5.3.1 Přepravní soustava

Hlavním provozovatelem přepravní soustavy (PS) je společnost NET4GAS, s.r.o. provozující více než 3 820 km plynovodů, které přepraví ročně okolo 45 miliard m³ zemního plynu, z toho 8 miliard m³ je určeno k domácí spotřebě. Plynárenská soustava je tvořena plynovody, hraničními předávacími stanicemi (HPS), vnitrostátními předávacími stanicemi (v ČR 86 vnitrostátních předávacích stanic), kompresními a regulačními stanicemi (RS), odorizačními stanicemi (OS), stanicemi katodové ochrany, měřicími stanicemi dále podzemními zásobníky plynu (PZP) a dalšími. Dálkové přepravní plynovody bývají z oceli nebo mědi se jmenovitým průměrem od DN 80 do DN 1 400 a jmenovitým tlakem 4 až 8,5 MPa [145]. Přepravní soustava je rozdělena do 4 hlavních větví – na severní, jižní, západní a moravskou větev. Jednotlivé větve jsou vzájemně propojeny v klíčových rozdělovacích uzlech (RU) Hospozín, Jirkov, Malešovice, Přimda a Rozvadov. Na hraničních předávacích stanicích (HPS), kde je přepravní soustava ČR napojena na přepravní soustavu jiných států, dochází k měření objemu a kvality proudícího plynu [145].

Plyn proudící potrubím v přepravní soustavě je udržován na požadovaném tlaku. Udržení na určité úrovni je zajišťováno pomocí čtyř kompresních stanic (KS), které jsou rozmístěny zpravidla po každých 100 až 200 km a celkový instalovaný výkon kompresorů v ČR je ve výši 243 MW. Plynovody jsou obvykle budovány jako podzemní. Nadzemní umístění se volí za předpokladu, že je nezbytný přístup k potrubí nebo by bylo velmi neekonomické umístit potrubí pod zem. Plynovody lze dělit podle tlakových úrovní na [145, 146]:

- Nízkotlaké (NTL) – do 5 kPa,
- středotlaké (STL) – od 5 kPa až po 0,4 MPa,

- vysokotlaké (VTL) – od 0,4 MPa až po 4 MPa,
- velmi vysokotlaké (VVTL) – od 4 MPa až po 10 MPa.

Vtláčení syntetického metanu do přepravní soustavy je stanoveno přepravcem plynu a platnou legislativou České republiky. Odlišnost vůči vtláčení do distribuční sítě je v měření kvality plynu. Tu zajišťuje provozovatel přepravní soustavy a výrobce hradí pouze náklady vzniklé při připojení výroby k soustavě [147].

5.3.2 Distribuční soustava

V České republice je plyn přepravován z PS do distribuční soustavy (DS) a dále přímo k připojeným zákazníkům do sítě. Distributoři plynu v ČR jsou GasNet (operující v západních, východních, středních a severních Čechách, na severní a jižní Moravě), E.ON Distribuce (jižní Čechy) a Pražská plynárenská distribuce (Praha) [148]. Dodávky plynu jsou uskutečňovány 95 předávacími stanicemi, kde dochází k obchodnímu měření množství přepravovaného plynu. V uzlových bodech soustavy (28 míst) je měřena kvalita plynu pomocí plynových chromatografů [145]. Potrubí plynovodu DS může být vyrobeno z oceli nebo lineárního polyetyleny v závislosti na tlaku plynu. Lineární polyetylen se využívá do tlaku v potrubí 0,4 MPa.

Limity přepravní soustavy

Limity přepravní soustavy jsou dány řádem provozovatele přepravní soustavy NET4GAS s.r.o. a pro nahlédnutí je připojena webová stránka viz. [150]. Přepravovaný plyn musí být přesně definován. Jeho složením, měřením a kvalitou se zabývá Vyhláška č. 108/2011 Sb. „vyhláška o měření plynu a o způsobu stanovení náhrady škody při neoprávněném odběru, neoprávněné dodávce, neoprávněném uskladňování, neoprávněné přepravě nebo neoprávněné distribuci plynu“. Tato legislativa mimo jiné stanovuje veličiny pro spalování plynu (Wobbeho číslo, spalné teplo, relativní hustotu a jiné), ale koncové využití u zákazníka není předmětem této práce, proto nebudou uvedeny. Tab. 26 uvádí předepsané hodnoty fyzikálních a chemických parametrů určující kvalitu plynu [151].

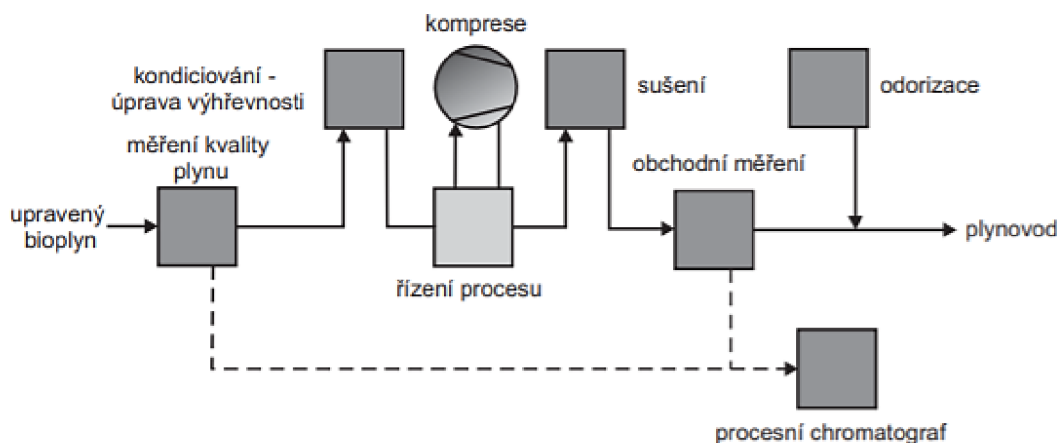
Tab. 26 – Složení plyných paliv – požadavky na přírodní zemní plyny [151]

Parametr	Přepavní soustava	Distribuční soustava	Jednotka
Obsah metanu		min. 85	% mol
Obsah vody vyjádřený jako teplota rosného bodu vody		max. -7 °C při provozním tlaku 4 MPa	°C
Obsah uhlovdíků vyjádřený jako teplota rosného bodu uhlovdíků	max. 0 °C při provozním tlaku	nejvýše 2 °C pod teplotou zeminy při provozním tlaku	°C
Obsah etanu		max 7	% mol
Obsah propanu	max. 3	max. 4	% mol
Obsah sumy butanů	max. 2	max. 4	% mol
Obsah sumy pentanů a vyšších uhlovdíků	max. 0,5	max. 3,5	% mol
Obsah kyslíku	max. 0,02	max. 0,5	% mol
Obsah oxidu uhličitého	max. 3	max. 5	% mol
Obsah dusíku	max. 5	max. 10	% mol
Obsah inertů (dusík a oxid uhličitý)	max. 8	max. 10	% mol
Celkový obsah síry (bez oderantů), roční/průměrná hodnota		max. 30	mg.m ⁻³
Obsah merkaptanové síry (bez oderantů)		max. 5	mg.m ⁻³
Obsah sulfanu (bez oderantů), roční průměrná hodnota		max. 6	mg.m ⁻³
Mlha, prach, kondenzáty		nepřítomny	-

Podmínky pro připojení k přepravní soustavě vychází ze zákona č. 458/2000 Sb., „o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů, ve znění pozdějších předpisů a souvisejícími prováděcími právními předpisy“ a veškeré ustanovení jsou přístupné zde [152]. Následující odstavce uvádějí zásadní rozdíly při připojení přípojky do PS a DS.

Připojení do sítě distribuční soustavy zajišťuje a provozuje výrobce syntetického metanu. Ten monitoruje a prokazuje kvalitu plynu vtláčeného do sítě dle technického doporučení TPG 902 02 „jakost a zkoušení plyných paliv s vysokým obsahem metanu“ [153]. Požadavky na kvalitu měření měřících zařízení vhodných pro vtláčení do plynárenské sítě jsou uvedeny v technickém doporučení TDG 983 01. Zatímco připojení pro PS je stanoveno v souladu s řádem provozovatele PS a platnou legislativou ČR a liší se v měření kvality plynu. Tu zajišťuje provozovatel PS a výrobce metanu hradí náklady vzniklé při připojení výroby k soustavě.

Nejvhodnější je vtláčení metanu do vysokotlakých přepravních sítí. Tlak vyčištěného metanu je dostatečný a není nutné další komprese plynu, nedochází ke zvyšování nákladů spojených s kompresí a distribucí plynu [154]. Princip zapojení výroby metanu přepravní sítě je znázorněn na obrázku č. 44.



Obr. 44 – Schématické znázornění připojení metanu do plynárenské sítě [154]

Komplexní požadavky a podmínky pro připojení bioplynové stanice do DS či PS je dáno dokumentem „Technické podmínky vtlačení biometanu do distribuční soustavy a podmínky pro připojování bioplynových stanic“ vypracované skupinou RWE DSO v roce 2010. Technické doporučení je možné shlédnout zde [155]. Dokument stanovuje technické požadavky týkající se především [155]:

- Napájecích zařízení DSO,
- kvality a chemického složení vyráběného metanu,
- měření objemu,
- tlaku a teploty vyrobeného metanu,
- filtrace mechanických nečistot,
- smluvního zajištění přepravy vláčeného metanu do DS a PS.

5.4 Skladování metanu

Zemní plyn je minimálně z 85 mol. % tvořen metanem, proto skladování bude demonstrováno právě na zemním plynu. Uskladnění je uskutečňováno pomocí podzemních zásobníků, jež slouží především k sezónnímu vyrovnání spotřeby plynu. V letním období (nižší spotřeba plynu) je plyn do zásobníků vtlačěn, a naopak v zimním období je těžen pro pokrytí vyšší spotřeby plynu. Podzemní zásobníky jsou veškerá podpovrchová a povrchová zařízení určená ke skladování zemního plynu. Pro skladování se využívá přírodních nebo uměle vytvořených prostorů. Dnes existuje mnoho druhů zásobníků a z pohledu skladovacího prostoru jsou rozdělovány na [156, 157]:

- Porézní zásobníky – vytěžená ložiska ropy či zemního plynu,
- aquifery – horniny, jež plní roli přirozených vodních rezervoárů. Pomocí umělého odtlačení vody do nižších úrovní vodonosné vrstvy vzniká prostor vhodný pro uskladnění plynu,
- kaverny – uměle vytvořené dutiny. Obvykle se jedná o solné kaverny, opuštěné doły aj.

V České republice je celkem 9 podzemních zásobníků plynu (PZP), z nichž nejvíce provozuje společnost innogy Gas Storage, s.r.o. Přehled provozovatelů zásobníků plynu včetně jejich specifických parametrů je znázorněn na níže umístěné tabulce č. 27.

Tab. 27 – Provozovatelé zásobníků a specifické parametry zásobníků v České republice (2019) [145]

Provozovatel zásobníku plynu	Zásobník plynu	Celkový provozní objem [GWh]	Max. technická těžební kapacita [GWh/den]	Max. technická vtláčecí kapacita [GWh/den]
MND Gas Storage, a.s.	Uhřice I a II	3 500,5	128	65
Moravia Gas Storage, a.s.	Dambořice	3 200	80	48,1
innogy Gas Storage, s.r.o.	Dolní Dunajovice	28 910,8	443,2	381,3
	Háje			
	Lobodice			
	Štramberk			
	Třanovice			
	Tvrdonice			
Celkem pro ČR		35 611,3	651,2	494,4
SPP Storage s.r.o. ¹	Dolní Bojanovice	6 117		

¹ – Zásobník Dolní Bojanovice je dnes používán pro pokrytí spotřeby SR a není připojen k české PS.

Řád provozovatele zásobníku plynu definuje velikosti skladovacích kapacit, provozní objem, denní vtláčecí výkon a jiné. Důležitým pojmem skladovacích kapacit je aktivní a základní (poduška) velikost náplně, na jejíž výši má vliv ložiskový tlak. Aktivní skladovací kapacita udává celkovou schopnost zásobníku poskytovat využitelné množství plynu (při dané rychlosti těžby a vtláčení). V České republice je projektovaná instalovaná skladovací kapacita 3 505 mil. Nm³ objemově a 35 611,3 GWh energeticky [156]. V následující tabulce č. 28 jsou definovány skladovací kapacity a provozní tlaky jednotlivých podzemních zásobníků plynu v ČR.

Tab. 28 – Projektované skladovací kapacity jednotlivých podzemních zásobníků plynů při skladování metanu (limity) [159, 159,160, 161, 162]

Zásobník	Provozní tlak [MPa]	Projektovaná instalovaná skladovací kapacita [mil. Nm ³] ²
PZP Tvrdonice	7 - 14,7	555 ¹
PZP Štramberk	2,2 - 4,4	470
PZP Dolní Dunajovice	7,5 - 12,5	905
PZP Třanovice	3,9	530
PZP Lobodice	3,8 - 5,6	177
PZP Háje	4,5 - 11	75
PZP Dambořice	9,5 - 18,5	448
PZP Uhřice I a II	až 22	345
Celková skladovací kapacita ČR		3 505

¹ – PZP Tvrdonice jsou tvořeny obzory 8. sarmatský, 9. bádenský a 12. - 14. sarmatský, lišící se skladovací kapacitou a provozním tlakem. Do přehledu byl uveden minimální a maximální provozní tlak a celková aktivní náplň včetně podušky.

² – Pro parametry teploty a tlaku (15 °C, 101 325 Pa).

V současné době nejsou známy limity skladovacích kapacit vodíku, neboť neexistuje v ČR jediný podzemní zásobník vodíku. Pro naplnění všech cílů této práce byl učiněn expertní odhad velikosti skladovacích kapacit v jednotlivých PZP. Odhad se odrážel od skladování svítiplynu (45 mol. % H₂ v plynu) v PZP Lobodice (skladován mezi roky 1965 - 1990). Zde byl uložen objem plynu ve výši 100 mil. Nm³ aktivní skladovací kapacity. Vodík difunduje skrz materiály, v tomto případě i přes porézní strukturu PZP, proto za dobu provozu přesáhly celkové ztráty objemu plynu 400 mil. m³. V následujících letech bylo upuštěno od skladování svítiplynu a přešlo se na akumulaci zemního plynu, jehož skladovací kapacity byly v roce 1995: aktivní náplň 125 mil. Nm³ a poduška 158 mil. Nm³ [29, 161]. Na základě tohoto navýšení byl učiněn expertní odhad možných skladovacích kapacit vodíku. Veškeré projektované skladovací kapacity byly sníženy o 20 %. Následně celková skladovací kapacita svítiplynu po odhadu činí 2 804 mil. Nm³ a z pohledu uskladněné energie 13 369,9 GWh. Při skladování svítiplynu budou celkové skladovací kapacity ZP poníženy objemově o 20 % a energeticky o 62,5 %. Na velikost kapacity má vliv: objem plynu, ložiskový tlak, režim provozu aj. Reálné výsledné skladovací kapacity se mohou diametrálně lišit.

Na základě upřesnění odhadu byl proveden výpočet pro předpoklady náhrady čistého metanu za čistý vodík a při maximálním provozním tlaku bylo dosaženo maximální skladovací kapacity. Pro výpočet byl použit software AGA-8, pomocí kterého byl zjištěn parametr stlačitelnosti plynu (vodíku) za dané teploty a tlaku. Výsledné hodnoty bylo dosaženo pomocí stavové rovnice. Teoretická skladovací kapacita pro vodík by činila 2 874 mil. Nm³, což odpovídá uskladnění energie ve výši 9 657,2 GWh vodíku. Skladovací kapacity vodíku budou následně poníženy objemově o 18 % objemově a energeticky o 73 %. Skladování vodíku v plynném stavu je doporučováno při tlaku 70 MPa a více.

Z tohoto důvodu by musel být ložní tlak navýšen na podobnou výši, ale z hlediska statiky podzemních prostor by mohlo dojít k destrukci, případně k vyvolávání zemětřesení. Jednotlivé odhady limitů skladovacích kapacit jsou znázorněny v tabulce 29.

Tab. 29 – Expertní odhad skladovacích kapacit vodíku a svítiplynu v ČR [vlastní tvorba]

Zásobník	Odhad [mil. Nm ³]	Odhad ¹ [GWh]	Výpočet [mil. Nm ³]	Výpočet ² [GWh]
PZP Tvrdonice	444	2 121,3	437	1 469,5
PZP Štramberk	376	1 796,4	409	1 375,9
PZP Dolní Dunajovice	724	3 459,1	715	2 400,9
PZP Třanovice	424	2 025,8	477	1 603,4
PZP Lobodice	141,6	676,5	153	513,6
PZP Háje	60	286,7	59	198,0
PZP Dambořice	358,4	1 712,4	350	1 177,6
PZP Uhřetice I a II	276	1 318,7	273	918,3
Celková skladovací kapacita ČR	2 804	13 396,9	2 874	9 657,2

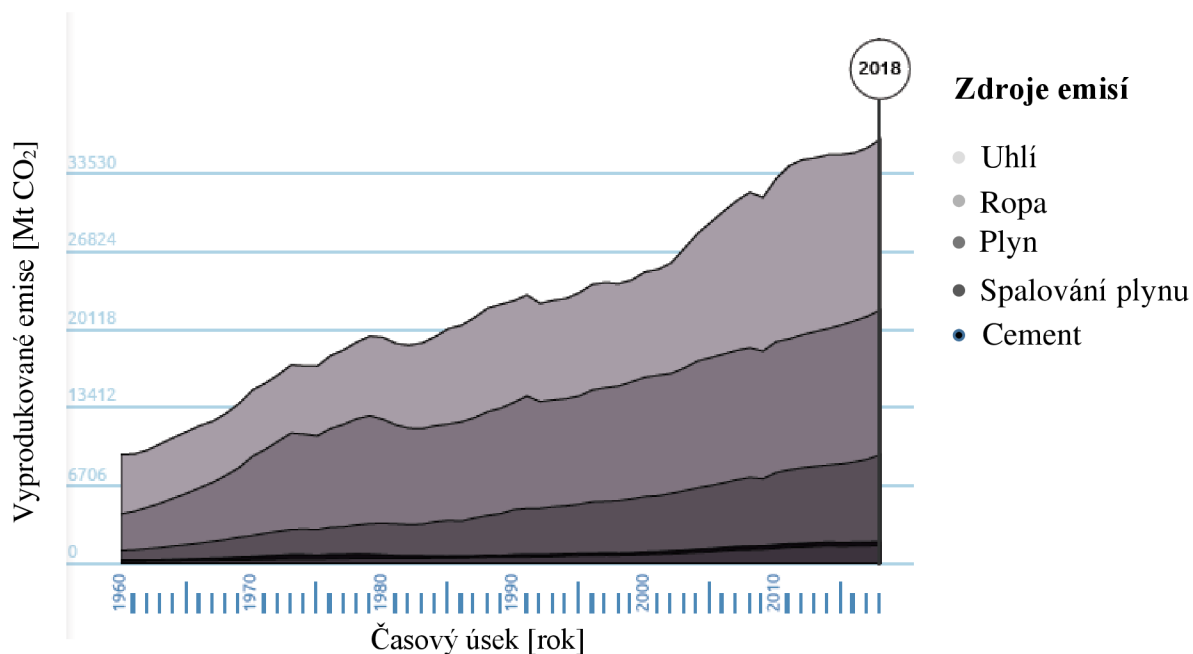
¹ – Spalné teplo svítiplynu za bazických podmínek je 4,78 kWh/m³[29].

² – Spalné teplo H₂ při 15 °C je 3,36 kWh/m³[29].

5.5 Zachycení CO₂

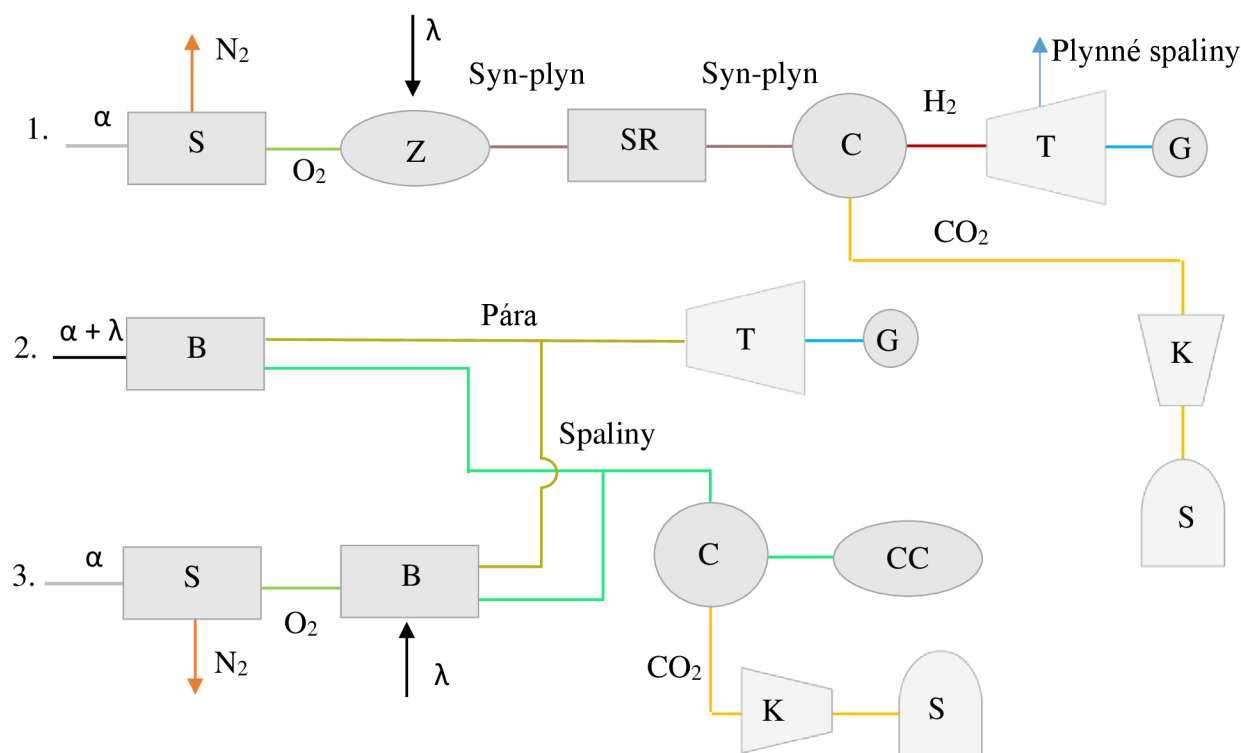
Vstupujícími produkty do technologického procesu metanizace jsou vodík a oxid uhličitý, jak již bylo řečeno v předcházející podkapitole. Produkce a distribuce vodíku byla zmíněna v kapitole 4. Následující podkapitola čtenáře seznámí z možnými metodami získávání vodíku, současným a predikovaným vývojem emisních povolenek a technologií CCS.

Oxid uhličitý je jedním ze sledovaných znečišťujících látek a je běžně zastoupen v zemské atmosféře ve výši 0,04 %. Celosvětová produkce oxidu uhličitého se meziročně zvyšuje o 2,1 - 2,4 % a staví tento plyn do popředí zájmů o snížení emisí [163]. Nárůst produkce oxidu uhličitého napříč historií je znázorněn na obr. 45. Snižování produkce oxidu uhličitého neboli dekarbonizaci, způsobilo v Evropě ve 21. století uzavírání elektráren spalující fosilní paliva a dolů na těžbu uhlí. Snižování expozičního limitu a nejvyšší přípustné koncentrace vztahující se na produkci emisních látek lokálními zdroji je nedostačující. Evropa je v celosvětovém měřítku malým hráčem na světovém poli (2 500 Mt CO₂), oproti Číně, jež vyprodukuje ročně 10 065 Mt CO₂ (rok 2018) [164].



Obr. 45 – Celosvětová produkce CO₂ [164]

Ke snižování úrovně oxidu uhličitého přispívá separace plynu po/před procesu/em spalování nebo přímé zachytávání ze vzduchu a následné uložení do podzemních zásobníků. Tento soubor technologií je znám pod názvem CCS (z anglického *Carbon Capture and Storage*) a zabraňuje nadměrnému vypouštění emisí CO₂ do atmosféry. Zachytávání může probíhat třemi způsoby: před samotným spalováním, po spalování a při spalování v kyslíkaté atmosféře se zachycením po spálení [165]. Následující blokový diagram představuje technologické procesy jednotlivých zachytávání (1. před spalováním, 2. po spalování, 3. kyslíkaté spalování).



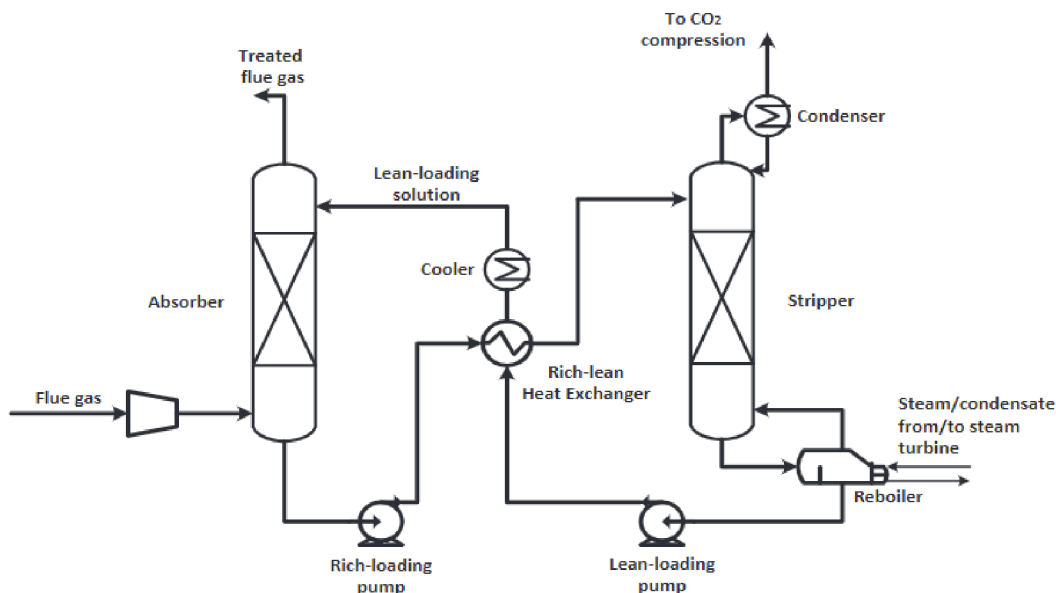
Obr. 46 – Blokový diagram zachytávání CO₂ při/po spalování [vlastní tvorba]

S	Vzduchová separační jednotka	CC	Kondenzátor
Z	Zplyňovač	G	Generátor
SR	WGS reakce	K	Kompresor
B	Kotel	S	Uskladnění CO ₂
T	Turbína	α	Vzduch
C	Separátor CO ₂	λ	Palivo

1. K separaci oxidu uhličitého **před spalováním** (z anglického *Pre – Combustion*) se využívá přeměny primárního paliva (uhlí, biomasa) na plynnou směs vodíku a CO₂ pomocí zplyňování. Plynná směs následně prochází přes částečné spalování, reforming a reakci WGS (*Water – Gas Shifting*), následně se oddělí CO₂ v separátoru a stlačí se do formy vhodné k přepravě nebo k uložení. Výsledným produktem procesu je vodík vhodný k výrobě elektrické energie nebo separovaný oxid uhličitý ze syntetického plynu. Složitost prvotních kroků nutných k přípravě paliva před zachytáváním je mnohonásobně větší než samotné zachytávání. Z tohoto důvodu je náročnější zařadit tuto technologii v různých průmyslových procesech. Největší úskalí v technologickém řetězci je WGS, pro kterou je důležité velké množství páry o nízkém zisku tepla produkovaného při konverzi. Na tento problém se zaměřuje velká část výzkumu od roku 2005. V roce 2010 proběhlo pilotní testování *Pre – Combustion* CO₂ na elektrárně Puertollano ELCOGAS ve Španělsku. Elektrárna využívala jako médium zemní plyn (14 MWh) a byla schopna oddělit 100 t CO₂/den pomocí aminové absorpce [166].

Další pilotní projekt nese název CAESAR a v rámci projektu byl vyvinut proprietární sorbent na bázi hydrotalcitů (Alkasorb +), díky čemuž se výsledné náklady na zachytávání CO₂ snížily pod hranici 25 €/tunu CO₂ [166].

- Odloučení oxidu uhličitého v procesu **po spalování** (z anglického *Post – Combustion*) je nejvyužívanější technologií v energetice. Plyny vzniklé po spálení v topeništi (NO_x, SO_x, jemné prachové částice, CO₂ a další látky) jsou čištěny nejrůznějšími procesy ke snižování úrovně emisních plynů vypouštěných do ovzduší. Před odloučením oxidu uhličitého z plynu jsou výše zmíněné nečistoty odstraněny a CO₂ je následně zachytáván pomocí chemického rozpouštědla, ab/adsorpcí, membránovými separátory nebo kryogenní frakcionací. Mnoho z těchto metod nemůže být komerčně využito. Zachytávání probíhá za nízkých teplot. Při teplotách nad 130 °C se z rozpouštědla oxid uhličitý naopak uvolňuje. Výhodou nasazení této technologie je snadná implementace v elektrárnách, nižší CAPEX oproti metodě 1. a 3. a v případě poruchy systému zachytávání CO₂ nemá vliv na chod elektrárny [167]. Princip činnosti je znázorněn na obrázku 47.



Obr. 47 – Schéma základní chemické absorpce sloužící k zachytávání CO₂ [167]

- Oxy – fuel, neboli spalování v kyslíkaté atmosféře probíhá za podmínek spalování v atmosféře obsahující oxid uhličitý a kyslík. Zplodiny vzniklé po spálení jsou tvořeny převážně vodní párou a CO₂, které lze snáze separovat [165].

Doteď bylo popisováno zachytávání oxidu uhličitého během samotného procesu spalování, ale kromě toho jsou řešeny i projekty separující oxid uhličitý přímo ze vzduchu. Tato metoda separace musí být finančně dotována, neboť extrakce CO₂ je v současné době velmi nákladná. Ve světě je mnoho pilotních projektů, mezi ně patří následující: umělé stromy zachycující více oxidu uhličitého než přírodní, nízkoteplotní zachytávání využívající iontměničovou pryskyřici na bázi polymeru a chemické procesy [168].



Obr. 48 – Podoba navrhovaného projektu firmy Carbon Engineering zachycující CO₂ z atmosféry [169]

Přímé zachytávání ze vzduchu (DAC z anglického *Direct Air Capture*) je jedna z možných metod snižování úrovně oxidu uhličitého. První pilotní projekt bude realizován kanadskou společností Carbon Engineering využívající k zachytávání zásaditý roztok. Při komerčním nasazení technologie by mělo být ročně odstraněno z atmosféry zhruba 1 Mt CO₂. V roce 2019 byla společnost financována částkou 62,279 mil. €, za účelem realizace prvního testovacího zařízení [170]. V současné době je tato metoda finančně nedostupná, neboť podle nedávných studií se cena za tunu CO₂ pohybuje v rozmezí od 92 - 550 €.

S další možností DOC přišel fyzik David Keith z Harvard University. Ten vyvinul technologii zachycující CO₂ pomocí rostlin a zásaditých roztoků. Cena separovaného oxidu uhličitého při této metodě se pohybuje v rozmezí 85 - 212 € za tunu CO₂ [169].

V následující tabulce č. 30 je znázorněna cena za separaci oxidu uhličitého při různých technologiích. Je nutností zmínit, že do výsledné ceny za CO₂ nejsou zahrnuty výdaje spojené s kompresí, přepravou, skladováním aj., které výrobní náklady za separovaný oxid uhličitý značně navýší.

Tab. 30 – Průměrná cena za zachycení CO₂ v různých průmyslových odvětvích [171]

Zdroj CO ₂		Cena za zachycení [€/t _{CO2}]
Energetika	Uhlí	34 - 42
	Zemní plyn	63 - 83
	Biomasa	54 - 101
Chemický průmysl	Rafinérie	29 - 83
	Výroba amoniaku	12
	Jiné chemické procesy	12 - 52
Výroba železa a oceli		19 - 33
Výroba cementu a vápna		22 - 35
Biogenní zdroje CO ₂	Vylepšení bioplynu	5 - 9
	Fermentace bioethanolu	12
Přímé zachytávání ze vzduchu		81 - 201

Výroba syntetického metanu může být v dlouhodobém horizontu ekonomicky neudržitelná. V případové studii OTE 2019, jež byla zmíněna v kapitole 1., vedou veškeré predikce k minimalizaci využívání zdrojů spalující fosilní paliva. Možný nedostatek oxidu uhličitýho produkovaný jako vedlejší produkt spalování povede k rapidnímu nárůstu cen jednak za samotné CO₂ tak za výrobu syntetického metanu. Další možný způsob je získávání oxidu uhličitýho z atmosféry. V současné době je tato metoda velmi finančně náročná a samotný proces PtG, jehož výsledným produktem by byl syntetický metan, by výrazně prodražil. Cena za oxid uhličitý, jenž je klíčový pro výrobu syntetického metanu, se předpokládá podle stanovených scénářů (EGÚ) v dlouhodobém horizontu následně [29]:

- CO₂ bude bráno z procesu spalování a bude vykoupeno za cenu emisních povolenek¹.
- CO₂ bude čerpáno z jiných procesů (obnovitelné zdroje, fotolýza, přímé zachytávání ze vzduchu, po procesu P2G aj.) a bude za něj placeno.

¹ - Emisní povolenky a obchodování s nimi jsou nástroje, kterými se Evropská unie snaží snižovat emise skleníkových plynů. S emisními povolenkami je možné uskutečňovat nákup a prodej za tržní ceny na evropských energetických burzách. Princip EUA (z anglického *European Emission Allowances*) je zřejmý. Za vypuštění 1 tuny CO₂ musí provozovatel zdroje zaplatit 1 EUA. Vývoj cen emisních povolenek je znázorněn na obrázku 49. Předpokládá se, že cena EUA v nadcházejícím období bude lineárně narůstat s tím, že v roce 2020 bude cena EUA 20 € a v následujících letech vzroste vždy o 1 € (tzn. v roce 2030 - 30 € za 1 EUA a v roce 2050 - 50 €) [29].



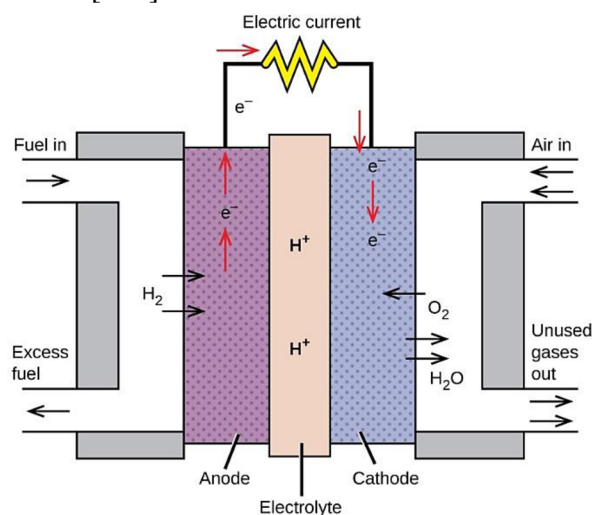
Obr. 49 – Vývoj ceny EUA [29, 172]

V případě uskutečnění druhé varianty bude nutné CO₂ odkupovat z jiných zdrojů a možným řešením je odběr z technologie CCS. Lze předpokládat, že cena by se odvíjela podle nákladu za technologii CCS, tzn. cena za tunu CO₂ se odhaduje na 55 - 83 € (rok 2015) dle asociace The Carbon Capture & Storage. Jako realističtější návrh se jeví rozmezí 32 - 45 € (37 - 52 €) při zlepšení technologie CCS po roce 2020 [173].

6. Palivové články

Kapitola palivové články uzavírá celý technologický řetězec systému PtG a je uzpůsobena tak, aby čtenáře pouze informovala o možných aplikacích zpětné přeměny chemicky vázané energie na elektrickou energii. Při zpětném získávání energie dochází ke vzniku největších ztrát v celém řetězci PtG. Ztráty se pohybují v rozmezí 16 - 30 % v závislosti na použité technologii. Kapitola šestá čtenáře seznámí se základním principem palivových článků, jejich aplikací a s vybranými specifickými vlastnostmi.

Palivové články (FC z anglického *Fuel Cell*) jsou představitelem technologie čisté výroby elektrické energie s účinností pohybující se v rozmezí 38 - 65 % v závislosti na použitém druhu palivového článku [174]. Jedná se o elektrochemické zařízení pracující na principu obráceného elektrolytického procesu s možností kontinuálního přívodu paliva a oxidačního činidla. Vzájemnou reakcí paliva a oksidovačla vzniká voda a energie uvolněná z paliva. Palivové články vynikají malými rozměry a vysokou účinností. Je nutné podotknout, že vysoké účinnosti nebývá v reálném provozu dosaženo a to proto, že čím větší zatížení palivového článku je, tím více klesá jeho účinnost samotná [175].



Obr. 50 – Schéma funkce palivového článku [176]

Princip palivového článku je vyobrazen na obr. 50. Proces je založen na katalytické reakci na elektrodách. Princip palivového článku je možné přiblížit na PEM článku skládající se ze dvou elektrod a polymerní membrány. Povrchy elektrod jsou potaženy slabou vrstvou uhlíku obsahující platinu, jež slouží jako katalyzátor. Elektrody jsou od sebe odděleny polymerní membránou propouštějící kladně nabitě ionty [177]. Vodík je přiváděn na anodu (elektroda, na níž dochází k oxidaci), kde dochází k jeho disociaci na protony a elektrony. Na katodu (elektroda, na níž probíhá redukce) je přiváděn čistý kyslík. Kladné ionty procházejí skrz polymerní membránu a elektrony procházejí externím okruhem a konají práci. Běžně používaný palivový článek dává v zátěži napětí v rozmezí 0,6 - 0,8 V [178]. Následně na katodě dochází ke sloučení dvou protonů vodíku, dvou elektronů a atomu kyslíku za vzniku vody, resp. vodní páry. Vyšší hladinu napětí lze získat zapojením článků do sériového uspořádání.

Sumární reakce probíhající v palivovém článku je následující, přičemž popisované reakce se účastní 2 elektrony [179]:



Při exotermní reakci je $\Delta H = -286 \text{ kJ.mol}^{-1}$

Existuje mnoho typů palivových článků, které pracují na podobném principu, ale vzájemně se liší v použitém elektrolytu, a jsou vhodné pro jiné spektrum uplatnění. Mezi základní rozdělení palivových článků patří dělení podle provozní teploty, účinnosti, aplikace a také ceny [174]:

Rozdělení podle provozní teploty:

- Nízkoteplotní (NT) 60 - 130 °C,
- středněteplotní (ST) 160 - 220 °C,
- vysokoteplotní (VT) 600 - 1050 °C.

Rozdělení podle druhu použitého elektrolytu:

- AFC (*Alkaline Fuel Cell*) – alkalické palivové články,
- PEMFC (*Proton Exchange Membrane Fuel Cell*) – palivové články s polymerní iontoměničovou membránou,
- PAFC (*Phosphoric Acid Fuel Cell*) – palivové články na bázi kyseliny fosforečné H_3PO_4 ,
- MCFC (*Molten Carbonate Fuel Cell*) – palivové články tvořené taveninou alkalických uhličitů (je použita keramika z $LiAlO_2$ nasycená alkalickými uhličitany),
- SOFC (*Solid Oxide Fuel Cell*) – palivové články tvořené pevným oxidickým elektrolytem obvykle Y_2O_3 nebo ZrO_2 .

Na následující tabulce č. 31, jsou uvedeny specifické vlastnosti používaných palivových článků.

Tab. 31 – Srovnání specifických vlastností jednotlivých palivových článků [179, 180]

Dělení:	Provozní teploty	NT (60 - 130 °C)		ST (160 - 220 °C)	VT (600 - 1050 °C)	
	Druh FC	AFC	PEMFC	PAFC	MCFC	SOFC
Elektrolyt		Hydroxid draselný	Iontoměničná membrána	Kyselina fosforečná	Tavené karbonáty lithia, vodíku, draslíku	Oxid zirkoničitý s příměsí yttria
Palivo		H ₂	H ₂ , CH ₃ OH	H ₂ , ZP	H ₂ , CO, ZP	H ₂ , CO, ZP
Provozní teplota [°C]		<100	60 - 120	170 - 250	600 - 650	800 - 1 000
Účinnost [%]		40 - 60	60 - přímý vodík, 40 - reformované palivo.	38 - 45	45 - 57	50 - 65
Výkon [kW]		1 - 100	1 - 250	5 - 400	300 - 3 000	1 - 2 000
Náboj dopravující iont		OH ⁻	H ⁺	H ⁺	CO ₃ ²⁻	O ₂ ⁻
Sumární vzorec reakcí na elektrodách		$\sum H_2 + \frac{1}{2} O_2 \rightarrow H_2O$	$\sum H_2 + \frac{1}{2} O_2 \rightarrow H_2O$	$\sum H_2 + \frac{1}{2} O_2 \rightarrow H_2O$	$\sum H_2 + \frac{1}{2} O_2 + CO_2 \rightarrow H_2O + CO_2$	$\sum H_2 + \frac{1}{2} O_2 \rightarrow H_2O$
Výhody		Nízký OPEX _v , nízké teploty a rychlý start	Pevný elektrolyt zabraňuje korozi, nízké teploty a rychlý start	Vhodný pro CHP ¹ , dobře snáší nečistoty v palivu (kromě síry)	flexibilita paliva, vysoká účinnost, vhodný pro hybridní plynové turbínové systémy	Flexibilita paliva, vysoká účinnost, možnost reverzního chodu, pevný elektrolyt, vhodné pro CHP a hybridní turbínové systémy
Nevýhody		Citlivý na oxid uhličitý v palivu a vzduchu, nízká vodivost elektrolytu	Drahá katalýza, citlivost na nečistoty v palivu	Drahá katalýza, pomalý start, citlivost na příměsí síry	Vysoké teploty, vznik koroze a destrukce komponentů článků, pomalý start a nízký měrný výkon	Vysoká provozní teplota, vznik koroze a destrukce komponentů článku, dlouhé nabíhání článku
Životnost [hod]		(-)	2 000 - 3000	>50 000	7 000 - 8 000	1 000
Využití		Armáda, kosmický program, doprava, úložné systémy		Kombinace tepla a elektřiny pro decentralizované zdroje, doprava (vlak, loď, aj.)		

¹ – Kombinovaná výroba tepla a elektrické energie.

7. Vtláčení vodíku do plynárenské sítě

V současné době není distribuce vodíku tak rozšířená, jako je například u přepravy zemního plynu. Dnes se vodík využívá v místě výroby, nebo je jeho přeprava zajištěna pomocí přepravní soustavy zemního plynu, nebo za pomoci tlakových lahví. Pro rozšíření síťové distribuce H₂ bude v nadcházejícím období nutné udělat změny vyžadující zajištění spolehlivé dodávky. Přeprava vodíku pomocí plynovodů se jeví jako nejlepším komplexním řešením, použitelným ve velkém měřítku k transportu energie. Distribuci je možné uskutečnit třemi základními způsoby:

- Potrubní síťovou dopravou určenou pro přepravu pouze vodíku,
- současnou potrubní síťovou dopravou, přičemž je vodík přepravován společně se zemním plynem,
- nesíťovou dopravou.

Přimíchávání vodíku do stávající plynárenské sítě zemního plynu se zdá být nejlepší variantou z výše uvedených přeprav ke koncovému zákazníkovi. Základním předpokladem je nízká cena za distribuci vodíku jakožto potenciálního náhradníka fosilních paliv. Běžná náhrada zemního plynu za vodík ve stávající plynárenské síti není z provozního a bezpečnostního hlediska možná, neboť se chemické a fyzikální vlastnosti těchto plynů značně liší.

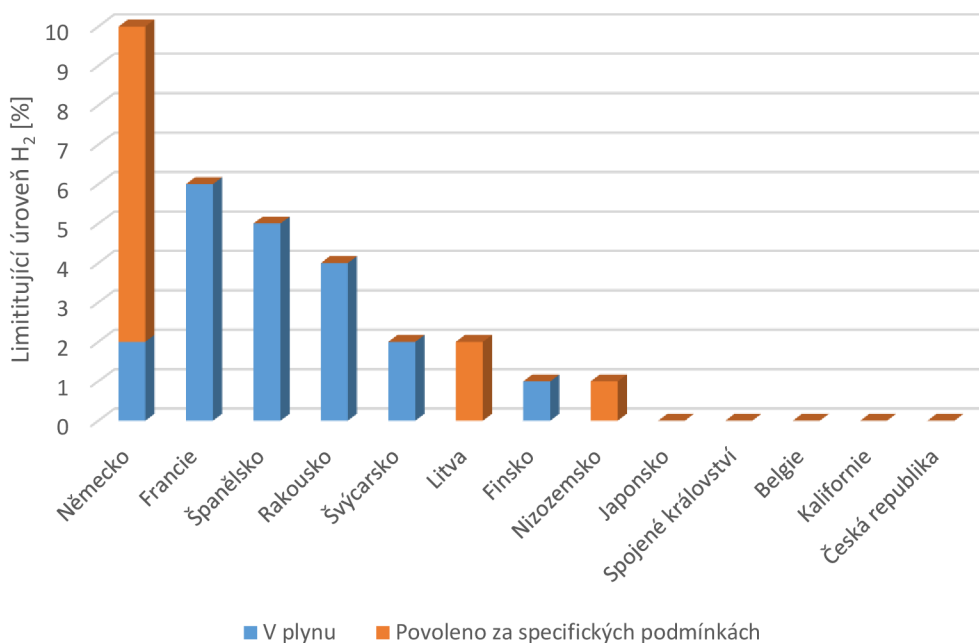
Zbudování sítě přepravující pouze vodík (varianta 1.) je investičně velmi nákladné. Ale ve světě existují projekty zabývající se touto tematikou. V roce 2018 bylo v Nizozemsku zprovozněno potrubí přepravující čistý vodík. Toto 12 km dlouhé potrubí se táhne od Dow Benulux do Yara a ročně přepraví 4 000 tun vodíku. Transport vodíku vodíkovodem snižuje spotřebu energie o 0,15 PJ ročně, což odpovídá roční spotřebě plynu přibližně 3 000 domácností a mělo by dojít k úspoře CO₂ ve výši 10 000 tun [181].



Obr. 51 – Dvoustupňové filtry plynu užívané při vtláčení vodíku do ZP [182]

Z historického hlediska byl ve 20. století v Německu, USA a Anglii distribuován v lokálních soustavách koksárenský plyn/svítiplyn s obsahem vodíku i nad 50 % hm. V té době byla plynárenská síť připravena na vysokou koncentraci vodíku (potrubí, těsnění, plynová zařízení). V USA bylo možné přidávat vodík o rozmezí 5 - 15 % hm. a v Německu až do 10 % hm. přimíseného do zemního plynu [120]. V současné době má nejvíce rozvinutou vodíkovou infrastrukturu Německo přepravující vodík společně se zemním plynem. V Německu je dnes běžně přepravován vodík o koncentraci 2 % a za specifických podmínek je umožněno zvýšení až na 10 %. Limity pro přepravu vodíku v plynárenských sítích v daných zemích jsou znázorněny na obrázku č. 52. Existují pilotní projekty počítající s vyšší úrovní vodíku v distribuční síti, jedním z nich je „*Network management by injecting hydrogen to reduce carbon content (GRHYD)*“, jehož výzkum je prováděn ve Francii. Dnes ve 2. fázi demonstrují vstřikování vodíku do distribuční sítě zemního plynu, jehož směs obsahuje 20% koncentraci vodíku v zemním plynu [183]. Další země, která se rozhodla jít cestou přimíchávání vodíku do sítě zemního plynu, je Kanada. Ta disponuje obrovskými zásobami nevyužité energie z obnovitelných zdrojů – především z větrných elektráren umístěných na severovýchodě země a jedním z řešení akumulace přebytečné energie z OZE je výroba vodíku v jednotce P2G [182].

V České republice není doposud legislativně ani technicky možné přimíchávání vodíku do plynárenské sítě, ale do budoucna se očekává výstavba vodíkové infrastruktury, zejména plnicích stanic H₂ pro dopravní automobily. Současně platné normy týkající se vodíku jsou zmíněny v kapitole 4.7.



Obr. 52 – Grafické znázornění limitů vodíku v plynárenských sítích (rok 2020) [184]

Doplňující informace [184]:

- Německo – 10 % H₂ v plynárenské síti je povoleno pouze tehdy, když k síti není připojena žádná čerpací stanice CNG.
- Litva – 2 % H₂ jsou podmíněny tlakem v plynovodu 16 bar a větší.
- Nizozemsko – 1 % vodíku je podmíněno minimálním tlakem v potrubí ve výši 16 bar.

Kontrolované a řízené vtlačení vodíku do plynárenské sítě propojuje výrobce vodíku s koncovým zákazníkem v různých aspektech. Jedním z hledisek je využitelnost plynu o různých koncentracích vodíku u koncového uživatele bez vynaložení nákladu na okamžité použití plynu. Projekt NATURALHY financovaný evropskou komisí zaměřený na vodíkové hospodářství uvádí následující podmínky při vtlačení vodíku do sítě zemního plynu:

- Musí být zajištěna bezpečnost vodíkového hospodářství od výrobce přes přepravu a distribuci, až po spotřebitele,
- je nutné stanovit omezující koncentraci H₂ ve směsi plynu tak, aby výsledná směs plynu měla stabilní chemicko-fyzikální vlastnosti,
- je nutné stanovit omezující koncentraci H₂ ve směsi plynu tak, aby nedocházelo ke snižování životnosti použitých materiálů při přepravě.

Vybraná rizika spojená s přimícháváním vodíku do distribuční sítě zemního plynu jsou následující [185]:

- Možnost výbuchu v uzavřených nádobách,
- zvýšení rizika v přenosovém potrubí (vodíkové křehnutí, prasknutí potrubí aj.).

7.1 Vtláčení vodíku do přepravní soustavy ČR

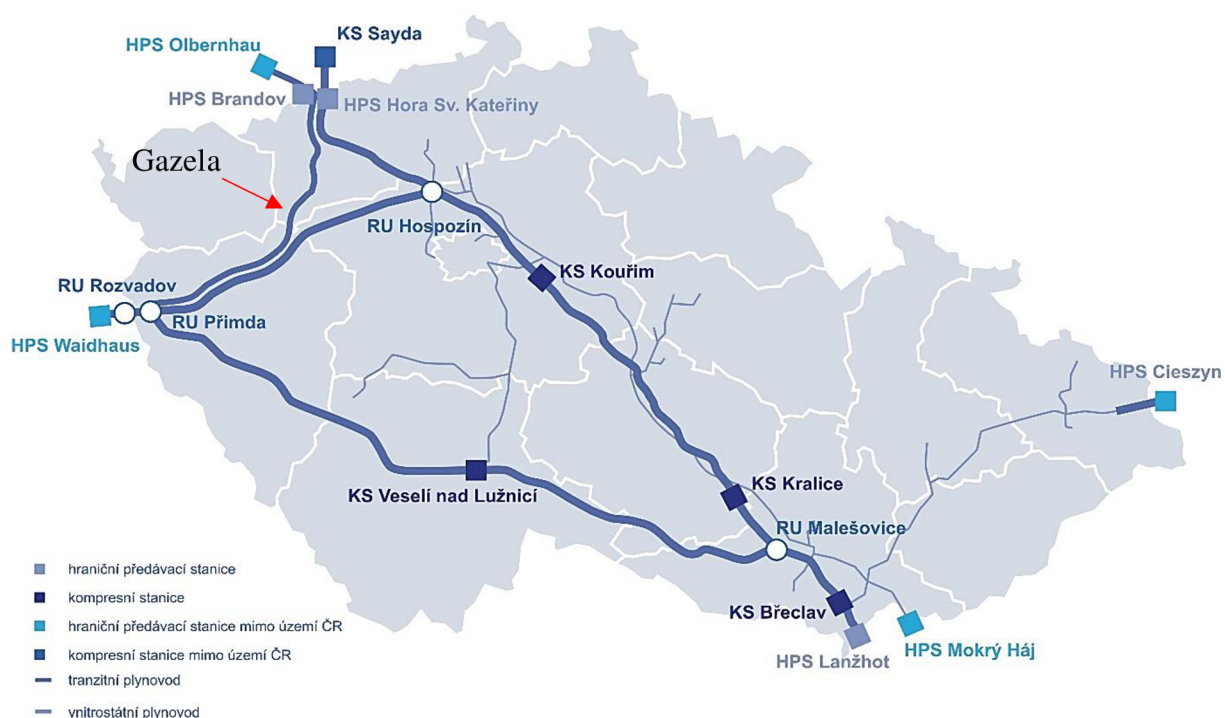
Evropské plynárenství čeká v blízké době diskuze nad budoucností zemního plynu v dekarbonizované energetice. Očekává se přechod z těženého fosilního zemního plynu na plyn uhlíkově neutrální. Plyn (biometan, vodík či syntetický zemní plyn) by měl být získáván z obnovitelných zdrojů energie. Ve střednědobém horizontu do roku 2030 se v EU očekává maximální podíl těchto plynů v řádech jednotek procent. Naopak v dlouhodobém horizontu by mělo dojít k výraznějšímu navýšení zmíněných plynů vlivem velkého objemu vyrobené energie z obnovitelných zdrojů, poklesu fixních nákladů elektrolyzačních zařízení a s tím související širší využití technologie Power-to-Gas. Vyrobené plyny, zejména vodík a metan, budou vtlačeny do vysokotlaké distribuční sítě [1].

Současné vyhlášky, normy a zákony neuvažují nad možným vtlačení vodíku do plynárenské sítě, avšak v nastávajícím období budou nuceni vést diskusi vzhledem k možnému výskytu vodíku v zemním plynu přitékajícím do České republiky ze SRN. Jedním z cílů diplomové práce je provést analýzu různých koncentrací vodíku v zemním plynu. Scénáře uvažovaných koncentrací jsou uváděny v poměru vodík : zemní plyn.

- Scénář 5:95 – Uvažovaná koncentrace je limitní hranicí ve Španělsku,
- scénář 10:90 – Koncentrace 10 % vodíku v plynárenské síti je dnes za speciálních podmínek umožněna v Německu,
- scénář 15:85 – Zamýšlená koncentrace 15 % H₂ není dnes v plynárenské soustavě uvažována a je zde pro demonstraci vlivu vyššího množství vodíku než je dnes běžné,
- scénář 20:80 – Maximální hodnota 20 % byla stanovena z důvodu nutných změn skladby spotřebičů u koncového uživatele a přenastavením směsi na více ochuzenou směs.

K analýze byl použit nejnovější tranzitní plynovod Gazela postavený v roce 2013, začínající v Brandově – Ústecký kraj a končí v Přimdě – Tachovsko. Plynovod Gazela napojil Česko na plynovod NordStream (2x DN 1 200) táhnoucí se do Evropy po dně Baltského moře. Česko má od roku 2013 možnost odebírat ruský plyn bez závislosti na Ukrajině jako tranzitní zemi.

Gazela byla vybrána záměrně, neboť na celé trase není jediná kompresní stanice. Provozovatel plynovodu NET4GAS počítá s tím, že na výstupu z Gazely nedojde k poklesu provozního tlaku, pod přípustnou hranici. Gazela je tvořena potrubím DN 1400 s nízkou drsností potrubí. Cílem výpočtu je analyzovat vliv koncentrace vodíku v zemním plynu na provoz plynovodu.



Obr. 53 – Přepravní soustava ČR [186]

V různých scénářích projednávaných při tvorbě této práce bylo zkoumáno, jakým způsobem bude vodík přimícháván do potrubí Gazela. V úvahu mohou být vzaty tyto:

1. Jednotka Power-to-Gas umístěná v Krušných horách.
2. Doprava přimíšeného vodíku z Německa.

První varianta předpokládá výstavbu jednotky Power-to-Gas odebírající energii z obnovitelných zdrojů. Krušné hory jsou výborným místem pro větrnou energetiku. Větrné elektrárny jsou vystavěny na 9 místech v Krušných horách o celkovém výkonu 27,13 MW [187]. Poblíž počátku plynovodu Gazela se nachází větrná elektrárna v Nové Vsi v Horách II. o celkovém výkonu 3 MW, jejíž vyrobená energie by mohla být akumulována v jednotce P2G [188].

Druhá varianta předpokládá přepravu směsi zemního plynu a vodíku z Německa. V Německu je dnes možné za speciálních podmínek přepravovat plynovody směs plynu o poměru 10:90 (H₂ : ZP). Zde již existují první projekty P2G dodávající vodík do plynovodů a v místě potřeby jsou separovány. Za předpokladu, že by se do tranzitního plynovodu OPAL začínající v Lubminu a napojující se na Gazelu přimíchávalo větší množství vodíku, tak legislativě Německa by tyto podmínky vyhovovaly, zatímco v České republice to legislativa nepovoluje a při přepravě by mohlo docházet k provozním problémům. Následně by se přepravovala směs plynu přes Česko zpět do Německa, kde by navázala na plynovod MEGAL-S (viz. obrázek 54.).



Obr. 54 – Tranzitní plynovody Česka a Německa [189]

7.2 Výpočet plynovodu Gazela

Na počátku výpočtu je nezbytně nutné podotknout, že nelze poskytnout celý postup výpočtu, neboť je obchodním tajemstvím zadavatele diplomové práce společnosti EGÚ Brno a.s. Rovnice nutné pro výpočet budou uvedeny v neodvozeném stavu a užití specifické konstanty budou začerněny. Současná literatura neuvádí přesný postup výpočtu plynárenské sítě a jednotlivé společnosti zabývající se tematikou plynárenství si chrání know-how výpočtu. Z tohoto důvodu přikročila společnost EGÚ Brno a.s. k nezveřejnění celého postupu, ale pouze k publikaci veřejně známých vzorců. Parametry použitého potrubí DN 1 400 včetně přesné délky, nebudou taktéž zveřejněny, neboť podléhají obchodnímu tajemství společnosti NET4GAS, s.r.o. provozovatele plynovodu Gazela. Vstupní hodnoty tlaku a teploty byly zaokrouhleny na celá čísla z důvodu demonstrace výsledků výpočtu, ale ve výpočtu je počítáno s konkrétními hodnotami. Informace použité v textu jsou získány na základě konzultací s odborníky ze společnosti EGÚ Brno a.s. Při sepisování textu bylo použito zdroje [29] a pro přehlednost nebude dále označován v textu. Tabulka (č. 32) umístěná níže představuje vstupní parametry, s kterými se pracovalo během výpočtu.

Tab. 32 – vstupní parametry plynovodu Gazela [29]

Parametry potrubí Gazela	Zkratka	Hodnota	Jednotka
Vnitřní průměr	d		m
Vnější průměr	D		m
Drsnost potrubí	k		mm
Délka úseku	L		km
Vstupní teplota plynu	t_{in}	20	°C
Vstupní tlak plynu	P_{in}	7,3	MPa
Bazický tlak	P_b	0,101325	MPa
Bazická teplota	t_b	15	°C
Maximální provozní tlak	MAOP	8,5	MPa
Minimální provozní tlak	MIOP	5	MPa
Maximální objemový průtok ¹	Q_{obj.}	1046	m ³ /s

¹ - Pro zemní plyn

7.2.1 Základní fyzikální veličiny a zákonitosti popisující plynné medium

Fyzikálním zákonitostem tekutin, do kterých mimo jiné patří plyny a kapaliny se zaobírá hydromechanika a termomechanika. Plyny a kapaliny se od sebe odlišují ve střední vzdálenosti molekul a mají vliv na hustotu média při změně tlaku, na rozpínavost a stlačitelnost. Fyzikálními veličinami a zákonitostmi nezbytnými pro výpočet plynu se bude zabývat tato podkapitola.

Plynovod Gazela je napojen na soustavu plynovodů NordStream a OPAL přepravující výhradně Ruský zemní plyn. Ve výpočtu bylo uvažováno složení plynu dle tabulky č. 33. Průtok plynovodem byl vztažen na normální podmínky 15 °C a 101,325 kPa.

Tab. 33 – Složení zemního plynu za normálních podmínek [29]

Látka	Vzorec	% mol.
Metan	CH ₄	96,96
Vodík	H ₂	0
Dusík	N ₂	0,86
Oxid uhličitý	CO ₂	0,18
Etan	C ₂ H ₆	1,37
Propan	C ₃ H ₈	0,45
Kyslík	O ₂	0
i-butan	C ₄ H ₁₀	0
n-butan	C ₄ H ₁₀	0,15
i-pentan	C ₅ H ₁₂	0
n-pentan	C ₅ H ₁₃	0,02

- Molární hmotnost (M_{plyn}):

Molární hmotnost udává hmotnost (m) látky a jednotkového látkového množství (n) dané látky.

$$M_{\text{plyn}} = \sum y_i \cdot M_{i-\text{složka směsi}}; [g \cdot \text{mol}^{-1}] \quad (13)$$

- Měrný objem (v):

$$v = \frac{dV}{dm}, \text{ resp. } v = \frac{V}{m}; [m^3 \cdot \text{kg}^{-1}] \quad (14)$$

- Měrná molární hmotnost plynu (G):

Zavedené označení G je z důvodu, aby nedošlo k záměně s gravitačním zrychlením g . Měrná molární hmotnost se skládá z (M_i) složek, které jsou zastoupené (y_i) procentuálně ve směsi, a platí pro směs plynu s relativní atomovou hmotností (A_r).

$$G = \frac{\rho_{\text{plyn}}}{\rho_{\text{vzduch}}} = \frac{M_{\text{plyn}}}{M_{\text{vzduch}}} [-] \quad (15)$$

Molární hmotnost vzduchu $M_{\text{vzduch}} = 28,9525; [g \cdot \text{mol}^{-1}]$

- Molární objem ideálního plynu (V_i):

Veličina udávající objem 1 mol ideálního plynu za definovaných podmínek tlaku a teploty. Pro normální podmínky 101,325 kPa a 0 °C platí:

$$V_i = 22,414; [dm^3 \cdot \text{mol}^{-1}] \quad (16)$$

- Molární zlomek (c_v):
Udává zastoupení látkového množství konkrétní látky (n_i) v celkovém objemu směsi (V)

$$c_v = \frac{n_i}{V}; [\text{mol} \cdot \text{m}^{-3}] \quad (17)$$

- Viskozita (η , ν):

Dynamická viskozita udává poměr mezi tečným napětím a změnou rychlosti závisující na vzdálenosti mezi přiléhajícími vrstvami při proudění skutečné kapaliny. Ta je závislá na teplotě, tlaku, chemické povaze látky a koncentraci roztoku. Při zvyšování teploty u plynu dochází k nárůstu viskozity a plyny s vyšší hodnotou viskozity mají taktéž vyšší hodnoty Reynoldsova čísla. Viskozitu lze dělit na dynamickou (η) [$\text{Pa} \cdot \text{s}$] a kinematickou (ν) [$\text{m}^2 \cdot \text{s}^{-1}$]. Dynamická viskozita charakterizuje vnitřní tření molekul a kinematická udává podíl dynamické viskozity (η) ku hustotě látky (ρ).

$$\nu = \frac{\eta}{\rho}; [\text{m}^2 \cdot \text{s}^{-1}] \quad (18)$$

Při výpočtu dynamické viskozity je nutné uvažovat závislost na teplotě a tlaku. Pro výpočet dynamické hustoty vodíku při dané teplotě byl využit modifikovaný Sutherlandův vztah zanedbávající vliv tlaku a to kvůli zjednodušení samotného výpočtu diplomové práce. Pro Sutherlandův vztah platí:

$$\eta = \eta_0 \left(\frac{0,555 \cdot T_0 + C}{T + C} \right) \cdot \left(\frac{T}{T_0} \right)^{\frac{3}{2}}; [\mu\text{Pa} \cdot \text{s}] \quad (19)$$

Kde (η_0) udává výchozí dynamickou viskozitu dané látky v [$\mu\text{Pa} \cdot \text{s}$] při referenčních hodnotách ideálního plynu při teplotě T_0 ve stupních Rankina a teplotě dané směsi plynu o teplotě T [K]. Konstanta C , též známá jako Sutherlandova konstanta, udává specifickou hodnotu náležící danému plynu.

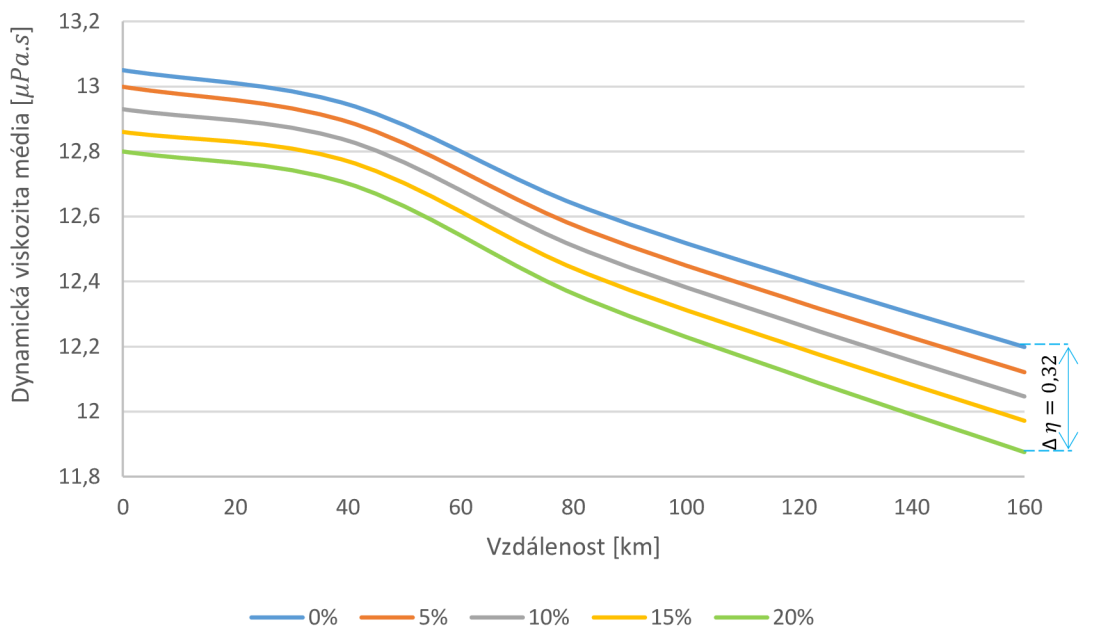
Pro výpočet dynamické hustoty zemního plynu byl využit apoximační vztah dle V. Kozy, jehož odchylka od Sutherlandova vztahu byla v řádech 2 % pro zjištění dynamické viskozity zemního plynu.

$$\eta \approx 6,4 \left(\sqrt{1 + \frac{t + \blacksquare}{\blacksquare}} - 1 \right) + (2,42 - 0,022t + 0,00016t^2) \cdot (0,007p^2 + 0,07p - 0,003) [\mu\text{Pa} \cdot \text{s}] \quad (20)$$

Kde tlak (p) je dosazován v [MPa] a teplota (t) dosazována ve [$^{\circ}\text{C}$].

Pro zjištění dynamické viskozity směsi plynu o určitém molárním zlomku vodíku v zemním plynu bylo využito následujícího vztahu:

$$\eta = \frac{\sum \eta_i \cdot y_i \sqrt{M_{i-\text{složka směsi}}}}{\sum y_i \sqrt{M_{i-\text{složka směsi}}}}; [Pa \cdot s] \quad (21)$$



x;

Obr. 55 – Závislost dynamické viskozity na délce potrubí [vlastní tvorba]

Pro demonstraci byl vytvořen obrázek č. 55, zobrazující závislosti dynamické viskozity směsi plynu o definované koncentraci vodíku. Z obrázku vyplývá, že hodnota dynamické viskozity specifické směsi plynu je závislá na stavových veličinách, které se mění se vzdáleností L. Rozdíl dynamických viskozit na konci potrubí při koncentraci minimálního a maximálního uvažovaného vodíku ve směsi plynu je 0,323 [μPa.s].

- Faktor stlačitelnosti reálného plynu (Z):
Také znám jako faktor komprimování nebo odchylky od ideálního plynu. Je definován jako poměr skutečného molárního objemu plynu od molárního objemu ideálního plynu za stejných podmínek tlaku a teploty. Pro výpočet zemního plynu je možné uplatnit vztah běžně využívaný v termodynamice a inženýrství vycházející ze stavové rovnice. Obecný vztah je uveden níže:

$$Z = \frac{V_s}{V_i}; [-] \quad (22)$$

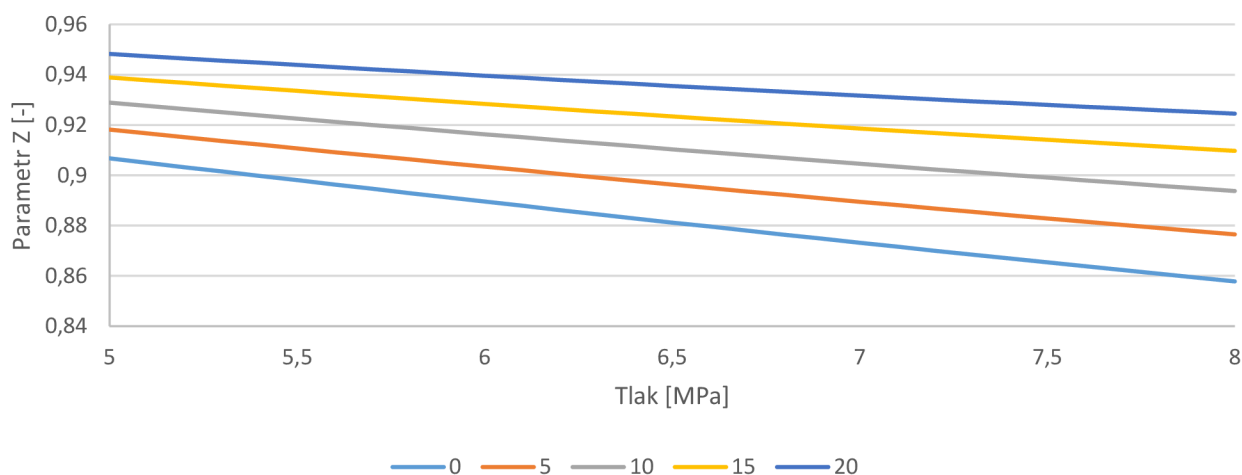
Užití stavové rovnice je nepřesné a mohlo by docházet ke vzniku velkých odchylek od reálných hodnot při výpočtu zahrnující navyšování koncentrace vodíku v zemním plynu.

Z toho důvodu bylo využito programu AGA – 8 umožňující zadávání přesného složení plynu o předem definovaných parametrech tlaku a teploty. Na základě zjištěných hodnot pro koncentrace vodíku v zemním plynu 0,5,10,15 a 20 % v rozmezí tlaku od 8 - 5 MPa a teplotě od 293,15 do 275,15 K. Byly vytvořeny pomocí programu Matlab empirické rovnice, které popisují chování jednotlivých parametrů Z při dané koncentraci vodíku a tlaku a jsou zobrazeny níže v tabulce č. 34.

Tab. 34 – Rovnice popisující parametr Z v závislosti na tlaku pro jednotlivé koncentrace vodíku [vlastní tvorba]

% zastoupení vodíku v plynu	Zjištěné rovnice
0	$-0,01772484p + 0,987963337$
5	$-0,01510183p + 0,987003286$
10	$-0,01274566p + 0,986597751$
15	$-0,01061766p + 0,986603475$
20	$-0,00868777p + 0,986913553$

Pro demonstraci je níže uveden obr. 56 pro teplotu 293,15 K, z kterého vyplývá, že s rostoucím tlakem plynu klesá hodnota faktoru stlačitelnosti reálného plynu. Taktéž platí, že čím je nižší teplota nebo větší tlak, tím více se zvětšuje odchylka od ideálního chování plynu.



Obr. 56 – Závislost stlačitelnosti směsi plynu na celkovém tlaku v plynovodu [vlastní tvorba]

- Hustota plynu (ρ):
Jedná se o fyzikální veličinu vyjadřující hmotnost objemové jednotky látky [$kg \cdot m^{-3}$]. Uvažujeme-li rovnoměrné rozložení látky v prostoru, je možné využít následující vztah pro daný bod.

$$\rho = \frac{dm}{dV} = \lim_{\Delta V \rightarrow 0} \frac{\Delta m}{\Delta V} ; [kg \cdot m^{-3}] \quad (23)$$

Neboť se hustota mění v závislosti na teplotě, tlaku a látkovém množství, je možné využít stavové rovnice uvedené níže:

$$\rho = \frac{M_m \cdot p}{R_n \cdot T \cdot Z} \quad (24)$$

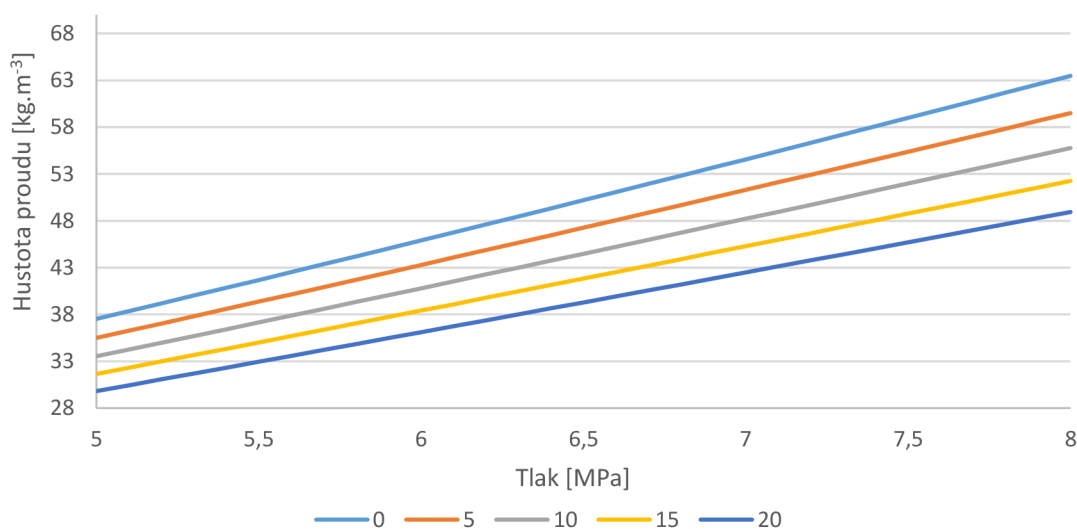
Kde R_n je molární konstanta o hodnotě $8,3144598 \text{ J} \cdot (\text{K} \cdot \text{mol})^{-1}$

Pro zjištění přesné hodnoty bylo opět možné využít softwaru AGA – 8. Za stejných podmínek popisovaných u faktoru stlačitelnosti (Z) byly následně vytvořeny experimentální rovnice popisující hustotu v závislosti na tlaku při dané koncentraci vodíku ve směsi zemního plynu.

Tab. 35 – Rovnice popisující hustotu proudu v závislosti na tlaku při dané koncentraci vodíku [vlastní tvorba]

% zastoupení vodíku v plynu	
0	$8,988791756p - 6,691428175$
5	$8,289775797p - 5,258570289$
10	$7,660033519p - 4,099525844$
15	$7,086719237p - 3,157118848$
20	$6,560025716p - 2,38872314$

Hustota je závislá na teplotě, tlaku, látkovém množství a může se měnit s časem. Neboť ve výpočtu uvažujeme různé směsi plynu, byl vytvořen obrázek závislosti hustoty proudu média při daném tlaku pro konstantní teplotu 293,15 K a při standardních podmínkách plynu – tlaku 101,325 kPa a teplotě 288,15 K. Na obrázku č. 57 je možné si povšimnout výrazného nárůstu hustoty při zvyšujícím se tlaku, a naopak mírného poklesu hustoty při změně látkového množství ve směsi média.



Obr. 57 – Závislost hustoty plynu na tlaku v potrubí [vlastní tvorba]

- Darcyho faktor tření (f):

Jedná se o bezrozměrné číslo popisující třecí ztráty v přívodním potrubí a také tok otevřených kanálů závisících na dalších podmínkách. Jeho hodnota je funkcí absolutní drsnosti potrubí (k), vnitřního průměru potrubí (D) a Reynoldsova čísla (Re). Taktéž je znám pod názvem Darcy-Weisbach koeficient tření, součinitel odporu anebo koeficient tření.

$$f = f(k, d, Re); [-] \quad (25)$$

Závislost tlakových ztrát z Moodyho diagramu není možné zalgorithmizovat, proto byly vytvořeny mimo jiné empirické vzorce jako Colebrook-White rovnice. Tato rovnice vznikla proložení dat experimentálních studií turbulentního proudění v hladkých a drsných trubkách a vyjadřuje parametr (f) jako funkci Reynoldsova čísla (Re) a absolutní drsnosti potrubí (k). Vzorec je vhodný pro tekutiny s Reynoldsovým číslem větší než 4 000. Kromě tohoto vzorce jsou známé další metody výpočtu Darcyho faktoru (f) jako např. metoda IGT, Poleho a Fritzscheho. Ve výpočtu je používána metoda Colebrooke-White, která pro zpřesnění výpočtu musí být řešena iteračně.

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \cdot \log_{10} \cdot \left(\frac{k}{3,7 \cdot d} + \frac{2,51}{Re \cdot \sqrt{f}} \right) \quad (26)$$

Z výpočtu je možné říci, že tato hodnota je na celé trase téměř konstantní a mění se pouze v deseti tisícinách.

- Reynoldsovo číslo (Re):

Podobnostní číslo (Re) je bezrozměrná veličina dávající do souvislosti setrvačné a třecí síly. Veličina udává, že čím vyšší je Reynoldsovo číslo, tím nižší má vliv třecích částic tekutiny na celkový odpor tečení plynu. Pomocí tohoto podobnostního čísla rozlišujeme chování proudění v trubici na laminární, kritické a turbulentní. Při hodnotách $Re < 2\,320$ rozlišujeme laminární proudění, v případě hodnoty (Re) mezi 2 320 až 4 000 mluvíme o přechodné oblasti mezi laminárním a turbulentním prouděním nazývané kritická oblast. Turbulentní proudění nastává při hodnotách (Re) větší než 4 000. Používá se výhradně v plynárenství a tlakových systémech s nuceným prouděním.

$$Re = \frac{v \cdot d}{\nu} \approx \rho \cdot \left(\frac{p_b}{T_b} \right) \cdot \left(\frac{G \cdot Q}{\eta \cdot d} \right) \quad (27)$$

Kde:

- | | |
|---|--|
| - Objemový průtok (Q) v mil. $\left[\frac{m^3}{den} \right]$, | - kinematická viskozita (ν) $\left[\frac{m^2}{sec} \right]$, |
| - vnitřní průměr potrubí (d) [m], | - bazické veličiny tlaku a teploty (P_b, T_b), |
| - dynamická viskozita (η) [$\mu Pa \cdot s$], | - měrná molární hmotnost (G) [-]. |

Na Reynoldsovo číslo má vliv složení přepravovaného plynu. Bylo zjištěno, že čím větší zastoupení vodíku ve směsi plynu bylo, tím více se snižovala hodnota Re , což je dáno klesající dynamickou viskozitou směsí a zvýšením faktoru stlačitelnosti vlivem malého objemu molekul vodíku.

Nyní známe základní a nezbytně nutné veličiny k zjištění hodnoty tlaku, akumulace a rychlosti proudění dané směsi plynu v potrubí. Zjištěné hodnoty jednotlivých medií jsou zobrazené v níže umístěné tabulce č. 36.

Tab. 36 – specifické vlastnosti média [vlastní tvorba]

% zastoupení vodíku v plynu	G [-]	Mr [g/mol]	GCV [MJ/m ³]	LCV [MJ/m ³]	GCV [kJ/mol]	LCV [kJ/mol]
0	0,573	16,587	40,260	107,744	900,880	811,699
5	0,547	15,836	38,874	34,514	856,302	771,565
10	0,521	15,084	37,488	32,720	811,724	731,430
15	0,490	14,181	36,102	30,926	767,146	691,296
20	0,469	13,580	34,716	29,132	722,568	651,161

7.2.2 Výpočet toku plynu potrubím

Pro provozovatele plynárenské soustavy jsou z provozního hlediska velmi důležité stavové podmínky teploty a tlaku, rychlost toku a velikost akumulace. Provozovatel musí dodržet provozní hladiny tlaku a zároveň je pro něj nutné maximalizovat kapacity, které mu vytvářejí větší zisk. Plynovod Gazela je dimenzován na specifické parametry tlaku, při jejichž překročení nastane porucha. Jedním z nich je maximální povolený tlak ($MAOP$), jehož hranice je 8,5 MPa. Při překročení tlaku ($MAOP$) není garantována životnost dodavatelem plynovodu a bude docházet k výraznému snížení životnosti potrubí. V případě extrémního nárůstu tlaku může dojít k různým scénářům poruch, například k překročení meze pružnosti materiálu (prasknutí ve svaru), překročení hodnoty podélného prasknutí, poškození ventilů, měřících zařízení a kulových uzávěrů.

Druhou mezí je minimální provozní tlak ($MIOP$) jehož hranice byla stanovena na 5 MPa a v případě podkročení by přepravce nesplnil hladinu předávacího tlaku (HPS Waidhaus). Cílem této kapitoly bude zjistit výsledný tlak na konci potrubí při přepravě směsi plynu dle daných případových scénářů a posoudit, zda splňují hranici $MIOP$.

Další zkoumanou veličinou je provozní a erozní rychlost a velikost akumulační schopnosti potrubí. Poslední neznámou je teplota, které se bude věnovat samotná kapitola.

Rovnice toku

Při výpočtu tlaku v potrubí, rychlosti a velikosti akumulace bylo využito základních poznatků z hydromechaniky a termomechaniky. Pro zjednodušení výpočtu těchto sledovaných parametrů byl uvažován adiabatický děj, tudíž bylo předpokládáno, že nedochází k tepelné výměně mezi plynem a okolím při přepravě plynu. Základní rovnicí provázející celým výpočtem je stavová rovnice, u které nelze zanedbávat stlačitelnost plynu (Z) při vyšších tlacích a reálných plynech.

$$p \cdot V = \frac{m \cdot R_n \cdot T \cdot Z}{M} \quad (28)$$

Ve kterém je uvažováno:

- Měrná plynová konstanta (R_n) = 8,3144598 [$\frac{J}{K \cdot mol}$],
- absolutní tlak (p) [Pa],
- absolutní teplota plynu (T) [K],
- hmotnost plynu (m) [$\frac{kg}{m^3}$],
- faktor stlačitelnosti reálného plynu (Z) [-].

Při modelování toku plynu bylo využito Bernoulliho rovnice (B.R.) a její modifikace, která vyjadřuje zákon zachování energie. Rovnice je charakterizována čtyřmi složkami energie a to kinetickou, tlakovou, potenciální a vnitřní energií. Slovy ji lze vyjádřit takto „Na kontrolní ploše s uvažovaným větším průřezem potrubí má proudící kapalina vyšší tlak a nižší rychlost, zatímco v místě s menším průřezem má proudící kapalina nižší tlak a větší rychlost“. Modifikace B.R. jsou získány její integrací. Stavová rovnice byla využita pro získání potřebných modifikací Bernoulliho rovnice, zejména při její integraci.

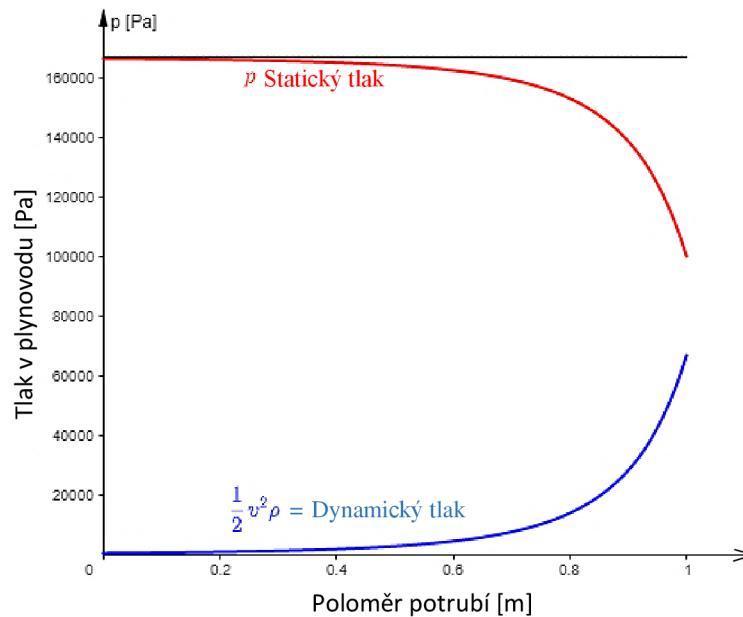
$$v \, dv + \frac{dp}{\rho} + g \, dH + f \frac{dL}{d} \frac{v^2}{2} = 0 \quad (29)$$

Kde:

- Rychlost toku (v) [$\frac{m}{sec}$],
- výška (H) [m],
- délka kontrolního úseku (L) [m],
- vnitřní průměr potrubí (d) [m],
- Darcyho součinitel tření (f) [-].

V B.R. je rozlišen statický a dynamický tlak tekutiny, jejichž součtem lze získat výši celkového tlaku.

Statickým tlakem tekutiny se rozumí tlak měřitelný tehdy, kdy se tekutina nepohybuje. Jeho výše je v celém průřezu neměnná. Zatímco dynamický tlak (též známý jako tlak rychlosti) souvisí s kinetickou energií a jeho zvýšení nad statickou mez se děje v důsledku pohybu tekutiny.



Obr. 58 – Znárodnění statického a dynamického tlaku v potrubí [190]

Na počátku potrubí je hodnota statického tlaku nejvyšší a se vzdáleností se snižuje vlivem ztrát statického tlaku v potrubí. Při poklesu statického tlaku tekutiny dochází k přeměně na tlak dynamický, tzn. rychlost toku se zvyšuje.

Třetí a neméně důležitou rovnicí je rovnice kontinuity vyjadřující zákon zachování toku a hmotnosti. Ta říká, že objemový a hmotnostní průtok zůstává neměnný za podmínky, kdy se tok uskutečňuje beze ztrát. Rovnice vyjadřuje závislost mezi rychlostí proudění a obsahem průřezu kontrolní plochy potrubí. V případě zmenšení průřezu potrubí dojde k úměrnému nárůstu rychlosti proudění.

$$Q = v_1 \cdot A_1 = v_2 \cdot A_2 = \text{konst} \quad (30)$$

Kde:

- Plocha průřezu (A_n) [m^2].

Tlakový spád v potrubí

Při výpočtu vstupního tlaku z potrubí byly vzaty v potaz ztráty dynamického tlaku. V praxi se na potrubí nalézají mnoho ohybů, armatur a tvarovek. Při výpočtu se vliv tlakových ztrát těchto prvků převádí na tzv. ekvivalentní délku potrubí.

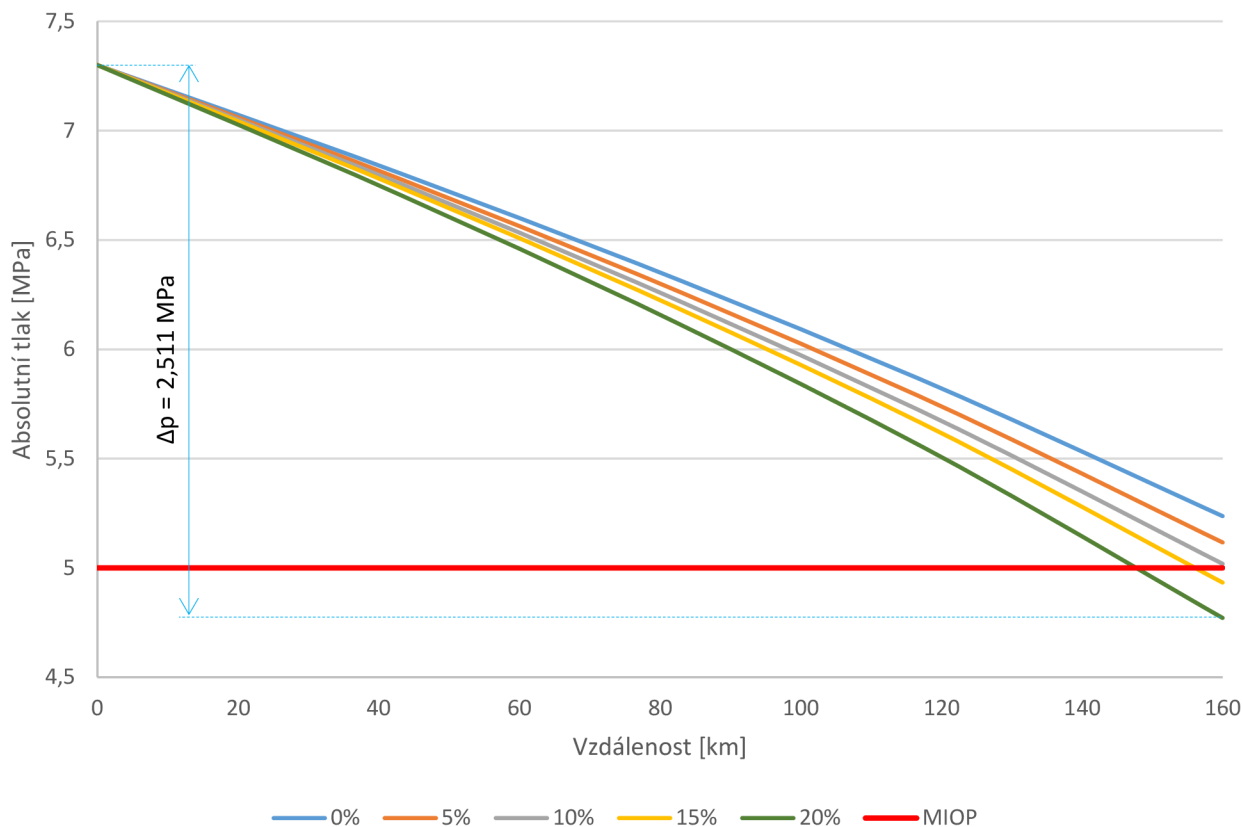
Z níže uvedeného obr. 59 je zřejmé, že se zvyšující se koncentrací H₂ ve směsi plynu při zachování přepravované energie roste tok plynu a zvyšuje se tlaková ztráta na celkové délce potrubní trasy. Koncentrace vodíku do poměru 10:90 (H₂:ZP) splňuje hranici MIOP a lze ji přepravovat bez změn na potrubní trase. To ale nelze říci u vyšší koncentrace, 15 % H₂ v zemním plynu. Při 15% koncentraci dojde k poklesu tlaku pod MIOP ve vzdálenosti 158,5 km od kompresní stanice a bude nutné zajistit dostatečné navýšení tlaku v potrubí nad tuto mez. Překročení hranice MIOP ve směsi plynu s 20 % vodíku nastane ve vzdálenosti 150,3 km. Zde je možné uvažovat 4 scénáře, kterými lze navýšit tlak v potrubí:

- Výstavba kompresní stanice – vysoké investiční a provozní náklady,
- LOOP – zbudovat na vybraném úseku druhé potrubí, vysoké investiční náklady,
- zvětšení světlosti potrubí – vysoké investiční náklady,
- navýšení tlaku v celém potrubí v HPS – Hraniční předávací stanice v Olbernhau může na základě propojovací dohody mezi přepravci plynu navýšit vstupní tlak v potrubí na požadovanou mez za promítnutí nákladu na ceně přepravovaného plynu.

Ztráty tlaku na celkové délce trasy potrubí jsou uvedené v tabulce 37 a nejvyšší tlaková ztráta nastává u nejvyššího uvažovaného zastoupení vodíku v zemním plynu.

Tab. 37 – Ztráty tlaku na celé trase potrubí [vlastní tvorba]

% vodíku ve směsi plynu	Δp [MPa]	Δp [kPa/km]
0	2,047	12,793
5	2,166	13,539
10	2,264	14,147
15	2,349	14,684
20	2,511	15,692



Obr. 59 – Tlakový spád na trase potrubí [vlastní tvorba]

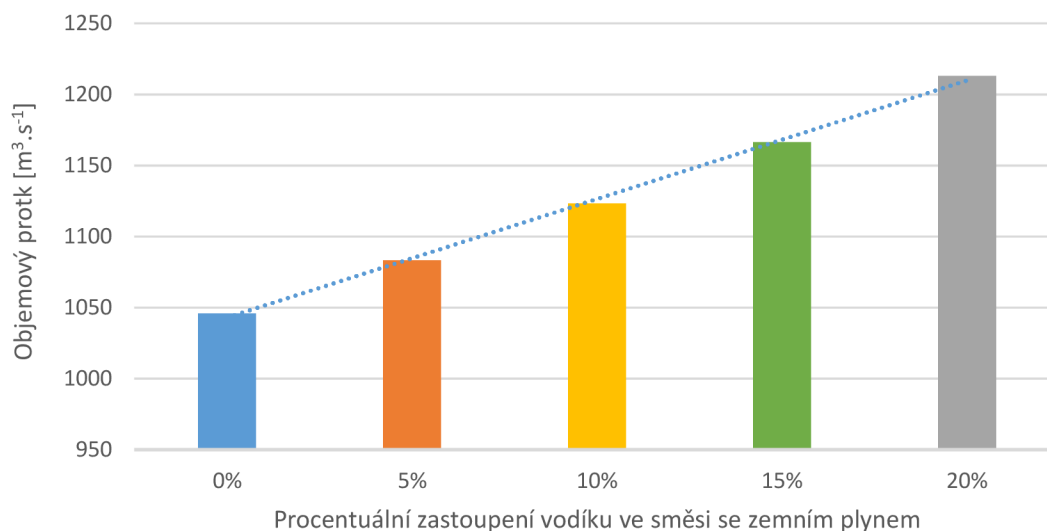
Při modelování různých scénářů vodíku v zemním plynu bylo přihlíženo i na přepravu z energetického hlediska. Bylo potřeba nahradit směs vodíku a zemního plynu v čistém zemním plynu o takové množství, aby zůstala hodnota dodané energie neměnná. Neboť vodík má nižší hodnotu spalného tepla, je nutné přepravit větší množství plynu, aby byla poptávka po energii plynu neměnná. Při aplikaci předpokladu se průtok vodíku navýšil. Pro zjištění lze využít následujícího vztahu:

$$Q_{směs} \cdot H_{směs} = Q_{zemní plyn} \cdot H_{zemní plyn} \quad (31)$$

Kde:

- Spalné teplo plynu (H) [$MJ \cdot m^{-3}$].

Následující obrázek č. 60 ukazuje přímou úměru zvyšování objemového průtoku při navyšování koncentrace H₂ zemním plynu.

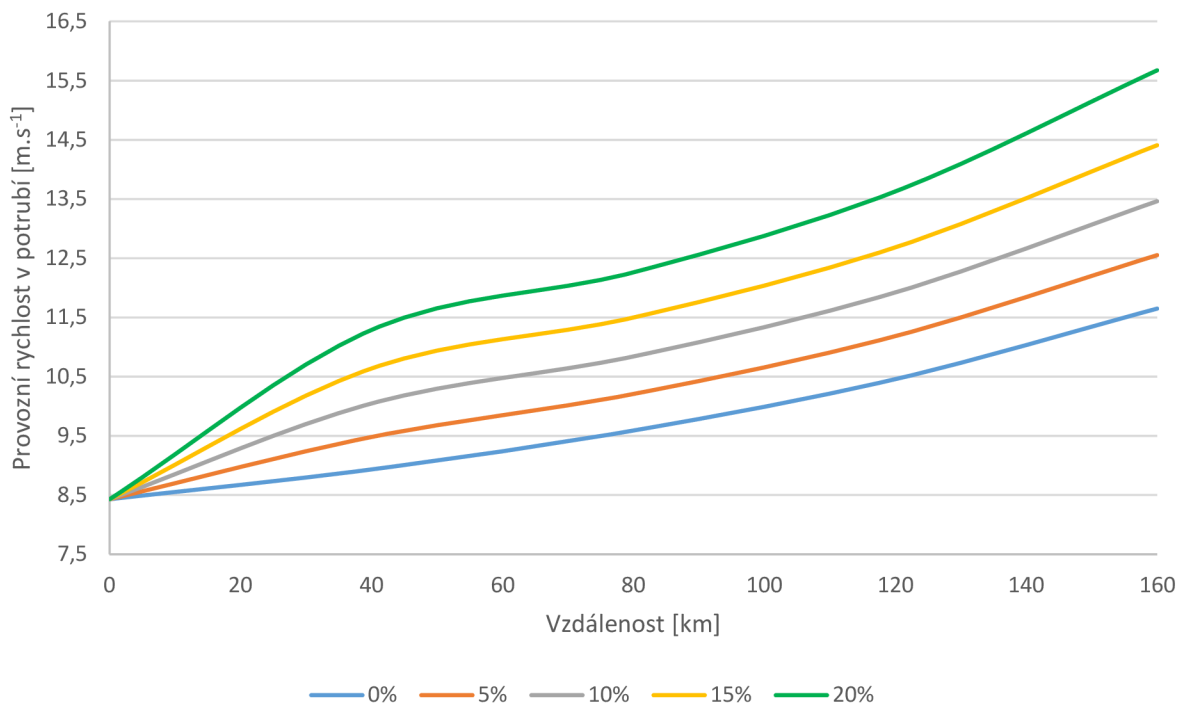


Obr. 60 – Trend nárůstu objemového průtoku při změně koncentrace vodíku ve směsi plynu [vlastní tvorba]

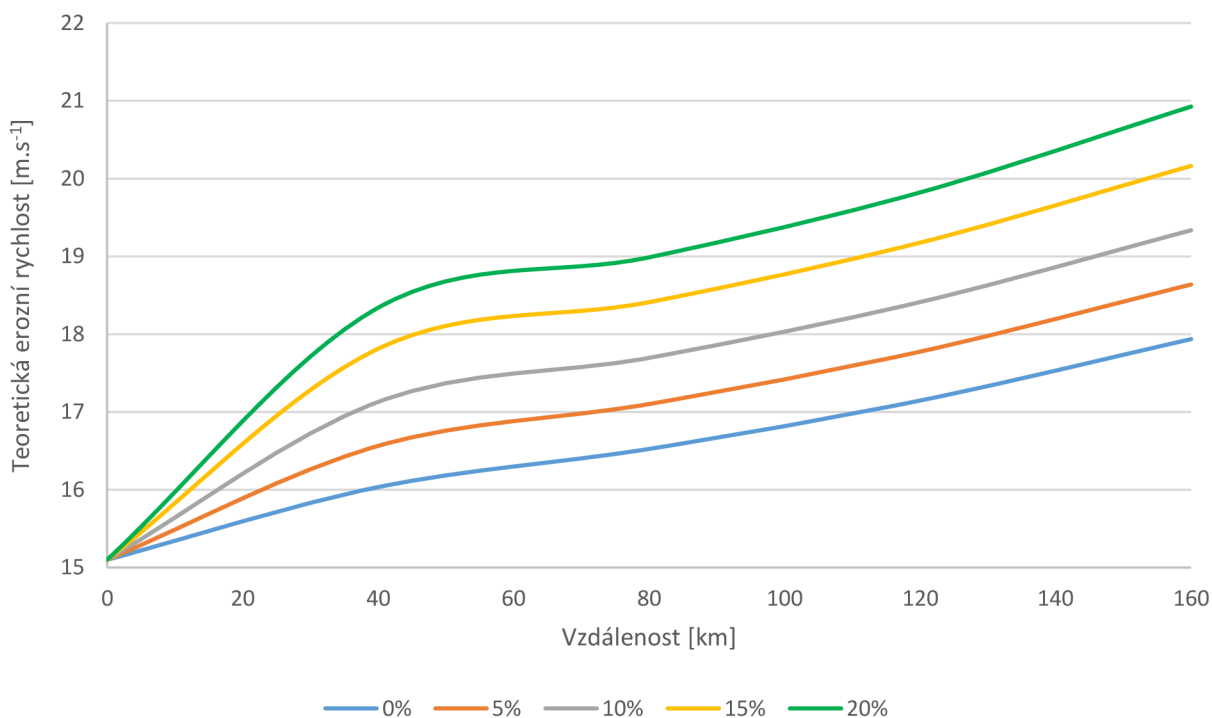
Provozní a erozní rychlost v potrubí

Další důležitou veličinou pro provozovatele plynárenské soustavy je rychlost toku v potrubí. V plynárenství se rozlišují především dvě rychlosti – okamžitá rychlost toku a erozní rychlost. Důvodem proč se tyto hodnoty sledují je, že okamžitá rychlost by neměla překročit hranici reálné erozní rychlosti, která je získána z výpočtu teoretické erozní rychlosti. Teoretická erozní rychlost (dále jako TER) je dána výpočtem z empirického vztahu a určuje maximální možnou rychlost plynu mezi dvěma kontrolními plochami. Reálná erozní rychlost (dále jako RER) je hranice 50 % TER. Provozovatel plynárenské soustavy NET4GAS uvádí hodnotu RER 10 m/s a výjimečně na určitých k tomu dimenzovaných prvcích i 20 m/s. Při překročení reálné erozní rychlosti dochází k silovému namáhání potrubí doprovázené vibracemi a rostoucí intenzitou hluku. S rostoucí rychlostí plynu dochází k degeneraci vnitřního povrchu potrubí a zkracuje se jeho životnost. Obrázek 61 demonstruje průběh rychlosti na trase potrubí a nelze si nepovšimnout, že na konci potrubí je dosaženo také nejvyšší rychlosti. To je způsobeno vlivem nejnižší hodnoty statického tlaku a vychází ze zákona zachování toku.

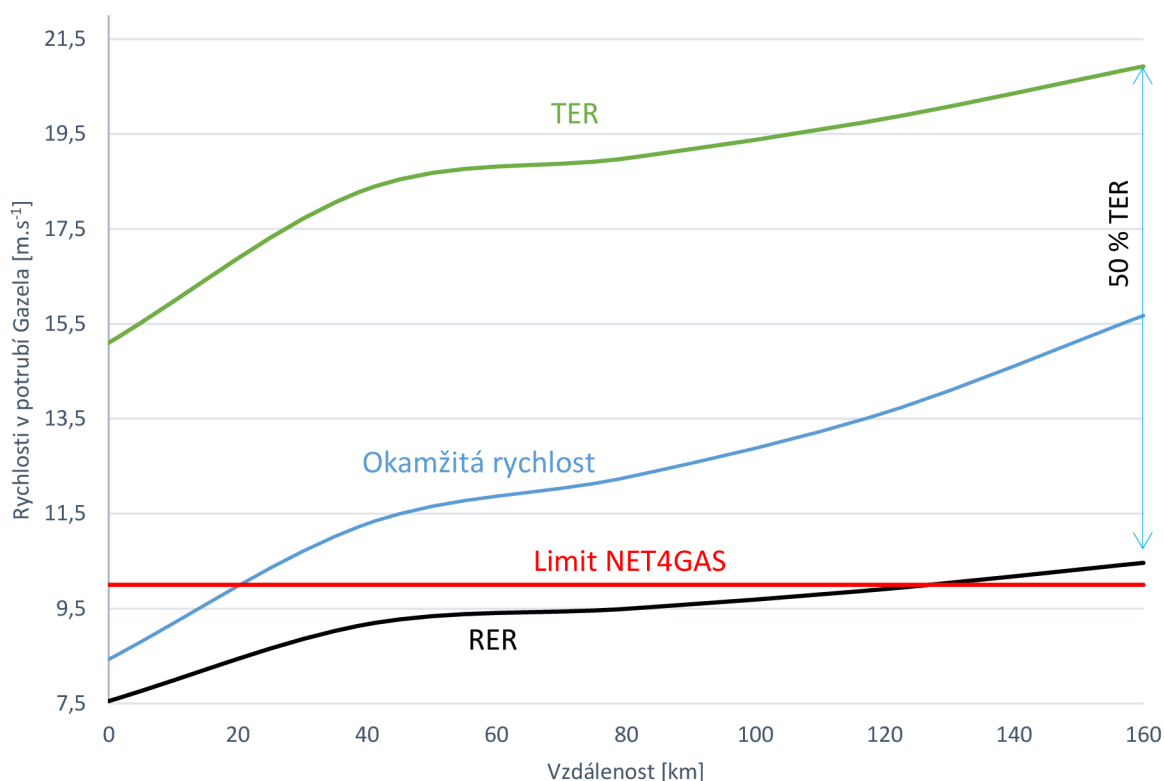
Se zvyšující se koncentrací vodíku dochází k nárůstu rychlosti, což je způsobené vyšší hodnotou stlačitelnosti u vodíku než u zemního plynu. Zároveň dochází k poklesu měrné molární hmotnosti (G) závislé na složení plynu. Erozní rychlost narůstá nelineárně a mohou nastat komplikace při vtláčení 20 % vodíku do sítě zemního plynu, protože zde dochází k výraznému překročení doporučené hranice reálné erozní rychlosti a meze dané provozovatelem N4G. To může mít za následek vyšší nároky na životnost potrubí a jejich rychlejší degradaci. Průběh sledovaných rychlostí při koncentraci nejvyššího množství vodíku ve směsi plynu je na obrázku č. 63.



Obr. 61 – Provozní rychlost v potrubí Gazela [vlastní tvorba]



Obr. 62 – Teoretická erozní rychlost v potrubí Gazela [vlastní tvorba]

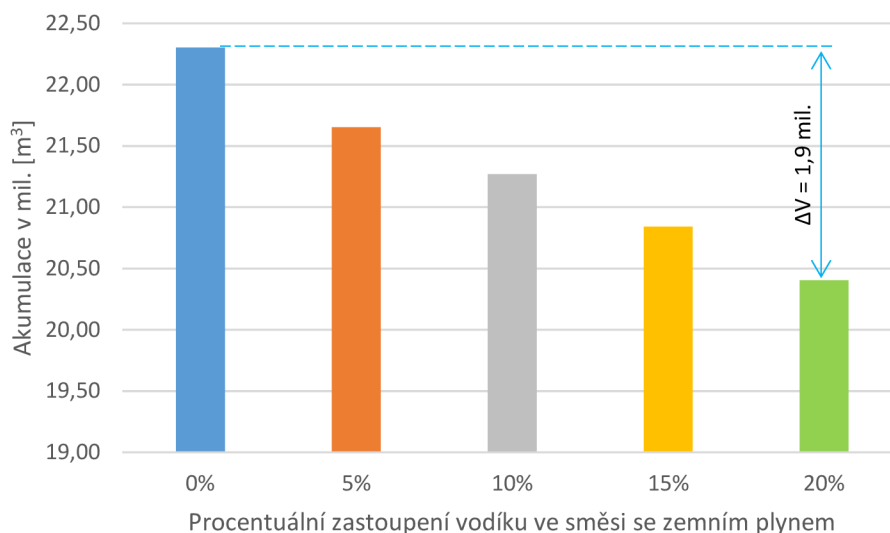


Obr. 63 – Rychlosti v potrubí při směsi 20:80 [vlastní tvorba]

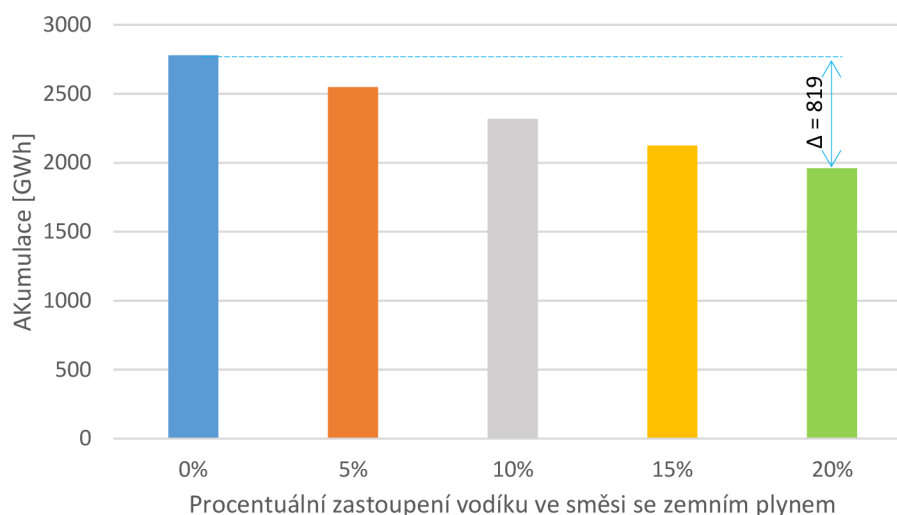
Akumulace

Plynová potrubí, na rozdíl od elektrizační soustavy, mají příznivou vlastnost a tou je akumulace energie. Výhoda využití akumulace spočívá ve vyrovnávání krátkodobých rozdílů v poptávce a dodávce plynu. Pojmem akumulační schopnost se rozumí objem plynu, který se nachází v potrubí mezi dvěma kontrolními plochami. Tuto hodnotu vykazuje provozovatel soustavy ve výkaznictví a udává ji za bazických podmínek tlaku a teploty. NET4GAS ji vyjadřuje za podmínek (101,325 kPa a 15 °C).

Na celkové délce potrubí v myšleném scénáři čistého zemního plynu se naakumuluje objemově 22,3044 milionu m³, zatímco ve scénáři 20:80 (H₂:ZP) dojde k poklesu naakumulovaného objemu plynu na hodnotu 20,404 mil. m³, a rozdíl mezi těmito scénáři dosahuje 8,5 %. Z pohledu energetické akumulační schopnosti potrubí dojde k poklesu z 2 778,5 GWh (pro ZP) na 1 959,3 GWh (20:80) a celkový rozdíl mezi těmito stavy činí 819 GWh. Pro výpočet bylo využito spalných tepel z tabulky 36. Snižující trend akumulace při zvyšující se koncentraci H₂ v zemním plynu je způsoben především vyšším tlakovým spádem na potrubí. Obecně platí, že potrubí o nižších parametrech teploty a tlaku vykazuje nižší akumulační schopnost. Zhodnocení objemové a energetické akumulace na celkové trase pro různé koncentrace vodíku ve směsi zemního plynu je znázorněno na obr. 64 a 65.



Obr. 64 – Velikost objemové akumulace potrubí při různých scénářích plynu [vlastní tvorba]



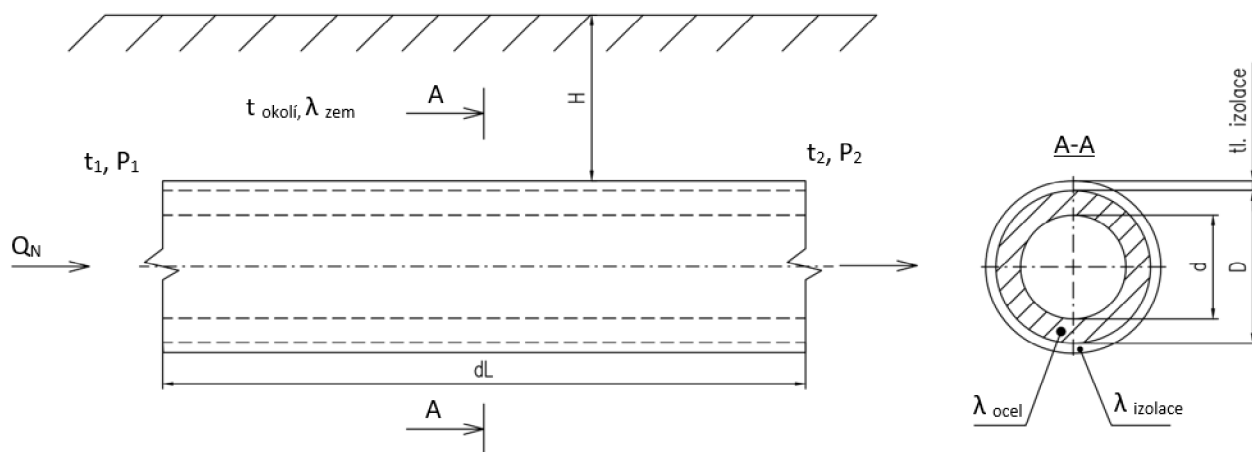
Obr. 65 – Velikost energetické akumulace v potrubí při různých scénářích plynu [vlastní tvorba]

7.2.3 Teplota proudícího plynu potrubím

Důležitost teplotních podmínek plynu proudícího potrubím je klíčový údaj pro přepravce. Na teplotě závisí velikost kapacity potrubí, což umožňuje přepravci vytvářet zisk. Větší zisk je tvořen především zvýšením množství přepraveného plynu. Rozpínavost plynu závisí na teplotě, a tedy s klesající teplotou plynu se plyn méně rozpíná a při stejném tlakovém spádu je ho možné přepravit větší množství. Výpočet teploty závisí na tepelných vlastnostech samotné směsi plynu, teplotě okolí, vlastnostech zeminy, materiálu potrubí a způsobu přepravy. Při zvyšování tlaku kompresory má výstupní teplota za kompresorem vyšší teplotu, než je dovolená

v přepravní soustavě (ČR 50 °C) a dochází k ochlazení v chladičích na výstupní teplotu (t_1). Přepravovaný plyn expanduje při přepravě a dochází k ochlazení plynu při výměně tepla s okolím o teplotě (t_o) (10 °C), přičemž se plyn může výrazně ochladit pod teplotu okolí. To je způsobeno vlivem Joulova-Thomsonova jevu. Při demonstraci výsledků budou ukázány dvě teploty prezentující průběh teploty – při uvažování a zanedbání Joulova-Thomsonova jevu.

Na obr. 66 je nastíněna situace uložení potrubí v normativní hloubce 0,8 m pod povrchem (h) a délce (dL). Potrubím o vnitřním průměru (d), vnějším průměru (D) a pokrytém izolačním materiálem proudí plyn o konstantním hmotnostním průtoku Q_N vstupující z levé strany. Vstupující plyn má teplotu t_1 a vystupující plyn na uvažované délce dL má teplotu t_2 . Při modelování byly vzaty průměrné hodnoty tepelných vodivostí oceli (λ_{ocel}) 50 [$W.(m.K)^{-1}$], izolačního materiálu ($\lambda_{izolace}$) 0,35 [$W.(m.K)^{-1}$] a půdy (λ_{zem}) 2,7 [$W.(m.K)^{-1}$] (součinitel tepelné vodivosti půdy je ovlivněn porézností půdy a mírou nasycení vody).



Obr. 66 – Uložené potrubí v zemi [vlastní tvorba]

Konečnou teplotu (t_2) na uvažovaném úseku (dL) lze získat ze vztahu podle Coulter-Bardon:

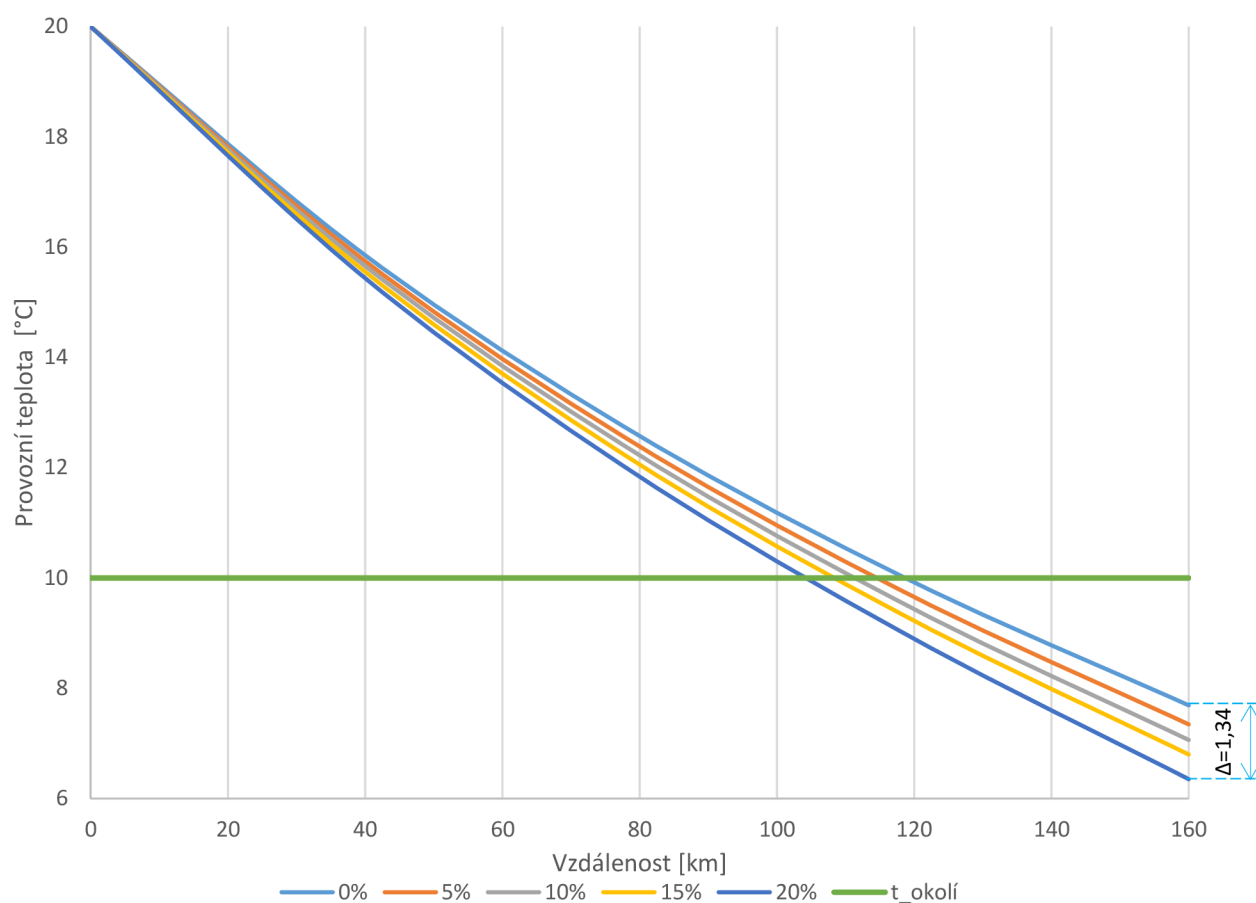
$$t_2 = t_o + (t_1 - t_o) \cdot e^{-a \cdot L} - \mu \cdot \frac{p_1 - p_2}{L \cdot a} \cdot (1 - e^{-a \cdot L}); \text{ [}^\circ\text{C]} \quad (32)$$

Přičemž pro usnadnění výpočtu byla zavedena proměnná (a) závisící na hmotnosti proudícího plynu (m), měrné tepelné kapacitě téhož plynu (c_p), součiniteli přestupu tepla (k), vnitřním průměru potrubí (d) a lze ji získat ze vztahu:

$$a = \frac{k \cdot \pi \cdot d}{m \cdot c_p} \quad (33)$$

- Jouleův-Thomsonův součinitel (μ) [$\frac{K}{MPa}$] – je přímo závislý na složení plynu a na stavových veličinách teploty a tlaku a pro jeho stanovení byla využita metoda AGA 92. Součinitel udává, o kolik stupňů se změní teplota plynu při expanzi 1 MPa.
- Hmotnost plynu (m) [kg] – za předpokladu ustáleného toku byla následující rovnice derivována $\frac{dm}{dt} = Qm = konst.$ Hmotnost ani hmotnostní průtok není závislý na čase a lze jej vyjádřit pomocí rovnice $m = Qm \cdot t$ v časovém úseku $t = 1$; [sec] platí $m = Qm$.
- Měrná tepelná kapacita při konstantním tlaku (c_p) [$\frac{J}{kg.K}$] – je závislá na složení plynu, stavových veličinách teplotě a tlaku. Vodík má nižší hodnotu měrné tepelné kapacity, a proto nelze využít stejného vztahu jak pro zemní plyn, tak pro směs vodíku a zemního plynu.
- Součinitel prostupu tepla (k) [$\frac{W}{m^2.K}$] – závisí na materiálu potrubí, tepelných vlastnostech plynu a zeminy. Při stanovení součinitele je uvažována soustava jako otevřená, v jejíž blízkosti se nenalézá zdroj tepla, který by mohl ovlivnit teplotu média.

Při modelování výstupní teploty je nutné stanovit podobnostní čísla jako Prandtlovo (Pr) a Nusseltovo (Nu) číslo, tepelnou vodivost plynu (λ_{medium}), součinitele přestupu tepla potrubí (α_p), izolace (α_i), a půdy (α_z). Hustota média (ρ) byla určena pomocí rovnice uvedené v předešlé podkapitole. Při výpočtu byla celková délka potrubí rozdělena na 5 kontrolních bodů, ve kterých byl prováděn výpočet. Pro zpřesnění výpočtu bylo nutné počítat s takovou délkou úseku, při kterém by došlo ke změně nadmořské výšky.



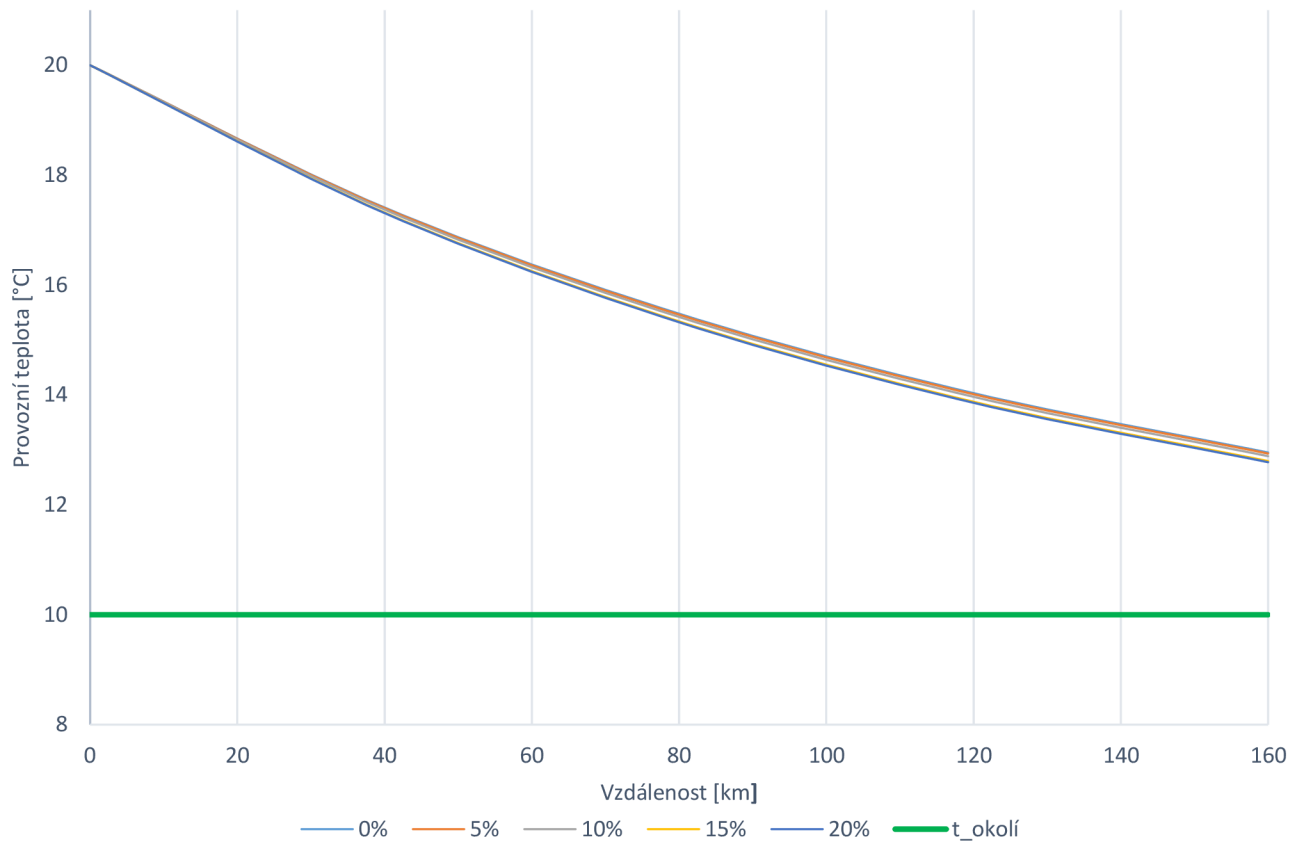
Obr. 67 – Teplotní profil směsi plynu na trase potrubí [vlastní tvorba]

Na výše uvedeném obrázku č. 67 je zřejmé, že směs plynu s vyšším obsahem vodíku lépe vede teplo nežli samotný zemní plyn, a jejich rozdíl je na konci potrubí 1,34 °C. Rozdíl teplot mezi zemním plynem a vodíkem je možné pozorovat v rozmezí teploty okolí mezi 105 až 119,4 km na trase potrubí. Jejich vzájemný rozdíl se zvyšuje se vzrůstající vzdáleností od kompresní stanice.

Při porovnání s průběhem teplotního profilu na trase potrubí a nyní při zanedbání Joule-Thomsonova jevu a výměny tepla radiací mezi stěnou potrubí a okolím, je možné upravit rovnici Coulter-Bardon na zjednodušený tvar:

$$t_2 = t_o + (t_1 - t_o) \cdot e^{-a \cdot L} \quad (34)$$

Z obr. 68 vyplývá, že při výpočtu nelze zanedbat Joule-Thomson efekt. Při prodloužení vzdálenosti potrubí bude zřejmé, že konečný průběh teplot se bude asymptoticky blížit k teplotě blízké okolí. Zanedbání JT efektu lze u nízkotlakých systémů A1 (do 0,05 bar), kde nedochází k velkému ochlazení způsobeným vlivem expanze.



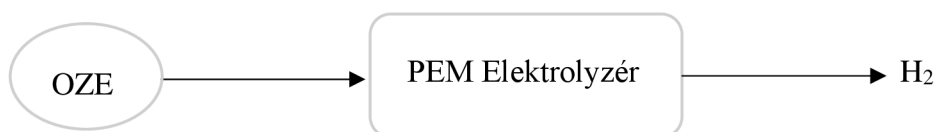
Obr. 68 – Teplotní profil na trase potrubí při zanedbání Joule-Thomsonova efektu [vlastní tvorba]

8. Ekonomická analýza technologie P2G v podmínkách ČR

Sezónní akumulace, jež může být zajištěna jednotkami Power-to-Gas, je nová technologie, jejíž ideové kořeny sahají k roku 1980. Původně měla technologie P2G zmírnit závislost USA na dovozu fosilních paliv po tzv. první ropné krizi. V současnosti se jednotky P2G mohou uplatnit při dosahování dekarbonizačních cílů. Ve světě existuje mnoho pilotních projektů a v České republice je vystavěna pouze jedna jednotka sloužící pro vědecko-výzkumnou činnost. Cílem této kapitoly je ekonomická analýza výroby vodíku a syntetického metanu a stanovení za jakých podmínek na půdě České republiky může být výroba těchto produktů konkurenceschopná zemnímu plynu. Na závěr je uveden modelový příklad technologie P2G při započtení rozšířených investičních nákladů a dalších proměnných projevujících se na celkovém chodu této technologie.

8.1 Náklady na výrobu vodíku

Jedním z výsledných produktů může být vodík vyrobený elektrolýzou vody. Vodík má celou řadu využití v energetice, dopravě a průmyslu. Jeho hlavní nevýhodou je skladovatelnost, která je technologicky náročná a tím i drahá (viz kap. 4). Dodnes jsou postavené jednotky v režimu testovacího provozu a tomu také odpovídají velmi vysoké investiční a provozní náklady, v závislosti na použité technologii a výsledném produktu. Při ekonomické analýze se vycházelo z dat projektu STORE&GO, více zde [191].



Obr. 69 – Základní schéma výroby vodíku elektrolýzou vody [vlastní tvorba]

Tab. 38 – Náklady na výrobu vodíku elektrolýzou vody [192]

		2020			2030			2050			
		elektrický příkon v MW									
		1	1	10	50	1	10	50	1	10	50
CAPEX _z	mil. €/ MW _{el}	1,18	0,665	0,47	0,415	0,35	0,245	0,22			
OPEX _v	% z CAPEX	4	3	3	3	2	2	2			
Účinnost	%	69		75			78				
Doba životnosti	Rok	10		20			20				

Výše uvedené náklady slouží pro výpočet výroby vodíku za pomoci PEM elektrolýzéry. Je nutné říci, že veškeré náklady budou počítány v eurech, neboť se jedná o výhled, a to z důvodů:

1. Cena elektřiny a emisní povolenky se na burze obchoduje v eurech,
2. Česká republika se zavázala přijmout euro.

Nyní je nutné si představit klíčové pojmy, které se v této kapitole často vyskytují:

- CAPEX_Z – Základní investiční náklady (z anglického *Capital Expenditures*) jsou výdaje vynaložené pouze na nákup PEM elektrolyzérů a metanizačního reaktoru.
- CAPEX_R – Rozšířené investiční náklady, ve kterých jsou zahrnuté další výdaje nutné pro provoz celého systému. Mezi rozšířené kapitálové náklady lze zařadit následující: kompresory, měřicí zařízení, zařízení pro úpravu plynu na požadovanou hodnotu a čistič plynu, řídicí systémy a plynová přípojka, napojení na elektrizační síť a vodu aj. Ekonomika rozšířeného CAPEX_R značně převyšuje úroveň diplomové práce, a proto nebude ve výpočtu uvažována. Pouze pro doplnění celku bude učiněn expertní odhad na technologii. Do výpočtu CAPEX_R nebude zahrnut z prostého důvodu, výstavba jednotky P2G je silně závislá na konkrétní situaci v místě stavby a způsobu využití zařízení, což může být v každé situaci jiné a od toho se odvíjejí i výše investičních nákladů.
- OPEX_F – Fixní provozní náklady (z anglického *Operational Expenditures*) jsou neinvestiční, běžné provozní náklady nezávislé na výrobě vodíku nebo syntetického metanu. Jedná se o výdaje vynaložené na účetní náklady, licenční poplatky, opravy a údržby, pojištění projektu, kancelářské výdaje, správu nemovitostí, nájem apod.
- OPEX_V – Variabilní provozní náklady jsou výdaje spojené se samotnou výrobou výsledného produktu a závisí na provozním stavu, ceně a spotřebě elektřiny, tepelné energie apod. Tyto výdaje nezahrnují náklady na palivo. Ve výpočtu nebyly taktéž uvažovány výdaje spojené s udržením jednotky v hot/cold stand-by režimu, elektřinou, teplem, popř. s médiem pohánějící další stroje např. kompresor.
- LCOE – Náklady na výrobu energie (z anglického *Levelized Cost of Electricity*). Jedná se o stěžejní indikátor sloužící k porovnání použitelnosti P2G technologie s jinými zdroji energie. Jinými slovy: čím jsou nižší výrobní náklady (LCOE), tím více může být systém konkurenceschopným dalším zdrojům energie. Základní výpočet je následující [29]:

$$LCOE = \frac{CAPEX + OPEX}{VÝNOS} \quad (35)$$

Pro technologii P2G byl použit rozšířený vzorec LCOE zahrnující dobu využitelnosti zařízení [hod.], náklady na elektřinu [€] spojené s účinností použité jednotky [%] a cenu elektřiny [€/MWh]. Rozšířený vzorec je znázorněn níže [29]:

$$LCOE = \frac{ANUITA + OPEX_F}{DOBA VYUŽITÍ * 10^6 + NÁKLADY NA ELEKTŘINU} \quad (36)$$

- Diskontní sazba – označovaná jako D_r (z anglického *Discount Rate*) je ukazatelem minimální požadované míry návratnosti. Jedná se o nástroj pro přepočítání budoucích CF (*Cash Flow*) na současnou hodnotu a zahrnuje faktor času a rizika a představuje požadovanou míru výnosnosti. Její hodnotu je nutné stanovit na základě expertního odhadu, nebo výpočtem nominální diskontní sazby. U projektů v roce 2020 byla stanovena diskontní sazba na 0 %, neboť se bude jednat o pilotní projekty, kde výnosy z investic nebudou považovány za podstatné. Ve scénáři 2030 a 2050 byla na základě projednání s odborníky ze společnosti EGÚ Brno a.s, stanovena výše úrokové sazby na 5 %.
- Doba využití zařízení – Jedná se o stěžejní proměnnou, která říká, kolik hodin v roce bude zařízení v provozu, a výrazně ovlivňuje LCOE. Jednotka P2G využívá jako zdroj energie obnovitelné zdroje. V našich podmínkách je očekávaná doba využitelnosti v rozmezí 600 až 2 000 hodin ročně a převážná část elektřiny bude generována z fotovoltaických elektráren.
- Cena elektřiny – Je jednou z důležitých proměnných, která se promítá na výsledné LCOE. Při výpočtu je uvažována nízká cena elektřiny z OZE v rozmezí 10 až 30 eur/MWh. [29]

$$\text{Náklady na elektřinu} = \frac{1}{\text{Účinnost technologie}} * \text{Cena EE} \quad (37)$$

Náklady na elektřinu [€] zahrnují podíl převrácené hodnoty účinnosti technologie [%], čímž lze získat cenu elektřiny nutnou na výrobu [MWh] násobené cenou elektrické energie [€/MWh].

Vypočtené hodnoty LCOE vodíku

Tab. 39 – Vliv ceny elektřiny a doby využitelnosti technologie na výrobní ceně vodíku (rok 2020) [vlastní tvorba]

		€/MWh				
		10	15	20	25	30
hod./rok	600	290	297	304	311	318
	1 000	180	187	194	201	208
	1 500	125	132	139	146	153
	2 000	97	104	111	118	126

Při výpočtu ceny výroby vodíku (tab. 39) pro rok 2020 je počítáno s elektrolyzérem o výkonu 1 MW, diskontní sazbě 0 %, dobou životnosti 10 let a účinností PEM elektrolyzéro 68 %. Do výpočtu není zahrnuta cena vody, neboť by došlo k navýšení výrobních nákladů v řádech jednotek (na výrobu 1 kg vodíku se spotřebuje přibližně 16,7 kg vody v závislosti na použité technologii čištění vody a použitým elektrolyzéro).

Tab. 40 – Vliv ceny elektřiny a doby využitelnosti technologie na výrobní ceně vodíku (rok 2030) [vlastní tvorba]

		€/MWh				
		10	15	20	25	30
hod./rok	600	135	142	149	155	162
	1 000	86	93	100	107	113
	1 500	62	68	75	82	89
	2 000	50	57	63	70	76

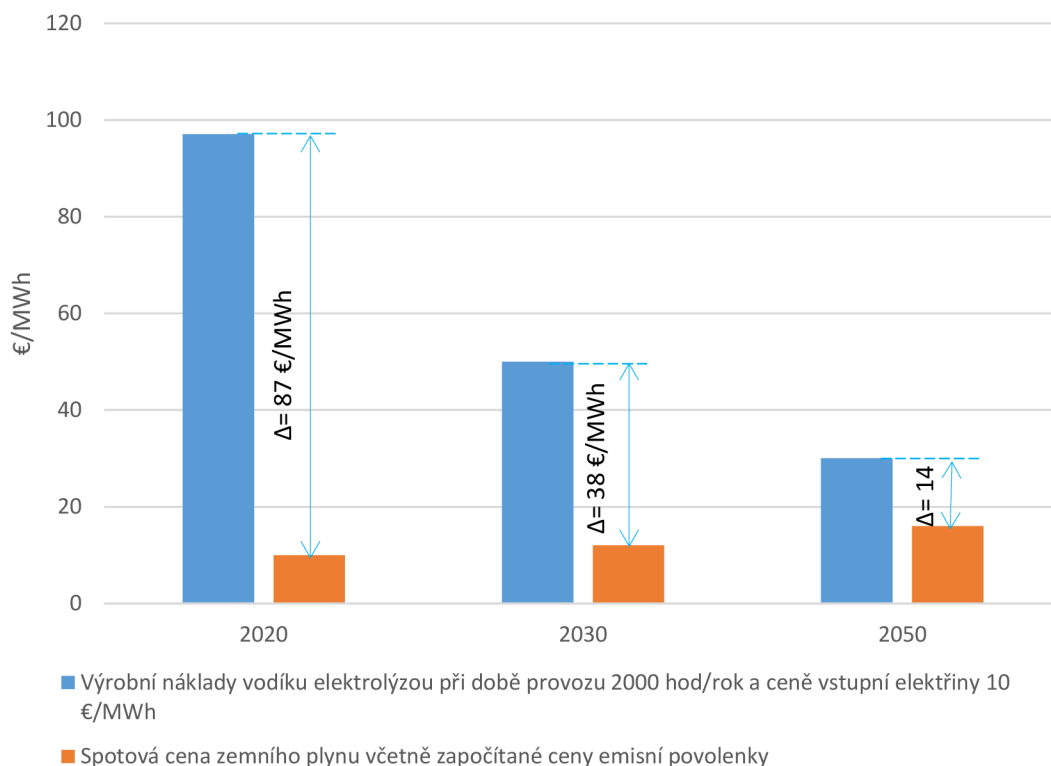
Při výpočtu ceny výroby vodíku tab. 40 a tab. 41, pro rok 2030 a 2050 se očekává pokles investičních a provozních nákladů. Je počítáno s elektrolyzérem o výkonu 1 MW, diskontní sazbou 5 %, dobou životnosti 20 let a účinností PEM elektrolyzéry 75 a 78 %.

Tab. 41 – Vliv ceny elektřiny a doby využitelnosti technologie na výrobní ceně vodíku (rok 2050) [vlastní tvorba]

		€/MWh				
		10	15	20	25	30
hod./rok	600	71	78	84	91	96
	1 000	47	54	61	67	74
	1 500	36	43	49	55	62
	2 000	30	37	43	49	56

Při porovnání nejnižších výrobních cen vodíku (doba provozu 2 000 hod. /rok, cena elektřiny 10 €/MWh) se spotovou cenou zemního plynu – konec dubna 2020 5,5 €/MWh byl rozdíl značný i při poklesu investičních nákladů na technologii P2G v období 2030 a 2050 [193]. Do ceny zemního plynu bylo nutné započítat cenu emisní povolenky vztáženou k zemnímu plynu a přepočítanou pomocí všeobecného emisního faktoru pro ZP. Cena EUA byla zahrnuta z důvodu očekávaného zavedení uhlíkové daně, potažmo zavedení plošných emisních povolenek, které budou platit spotřebitelé fosilních paliv [194]. Předpokládá se lineárně rostoucí průběh referenční ceny emisních povolenek, v roce 2030 30 € a v roce 2050 50 € za 1 EUA (viz. kapitola 5.5).

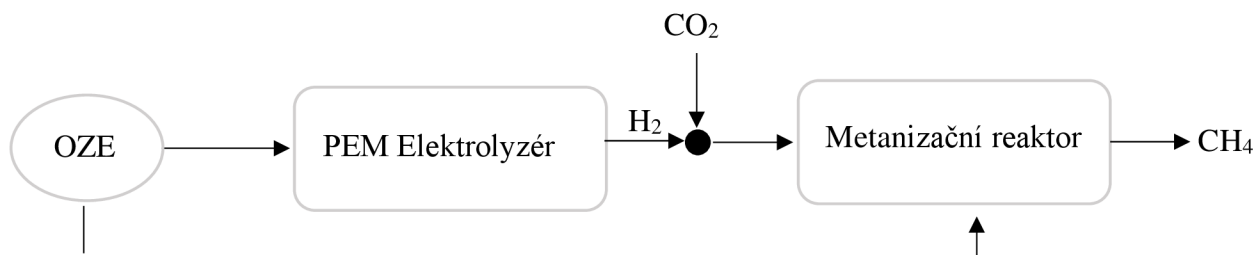
Rozdíl výrobních nákladů vodíku za současných podmínek a zemního plynu zatíženého emisní povolenkou je 87 €/MWh, zatímco v porovnání s LCOE H₂ v dlouhodobém horizontu v roce 2050 je rozdíl významně nižší, a to o 14 €/MWh a začíná se stávat konkurenceschopným levnému zemnímu plynu. Vzhledem k velkým zásobám zemního plynu se nepředpokládá, že spotová cena zemního plynu by diametrálně narostla v nadcházejícím období. Naopak se očekává pouze mírné navýšení s ohledem na vyrovnání dvou–procentní inflace. Aby cena vodíku v roce 2050 byla na úrovni zemního plynu, musela by cena emisní povolenky být 122,5 €/t CO₂ při zachování všeobecného emisního faktoru pro zemní plyn 0,20 tun CO₂/MWh spalného tepla a spotové ceně zemního plynu 5,5 €/MWh.



Obr. 70 – Závislost výrobních nákladů vodíku na ceně ZP [vlastní tvorba]

8.2 Náklady na výrobu syntetického metanu

Druhým možným produktem technologie P2G je syntetický metan, vznikající metanizací vodíku a jeho uplatnění lze najít ve všech odvětvích využívající fosilní paliva. Vstupními produkty vstupujícími do metanizačního reaktoru je vodík vyrobený PEM elektrolýzou společně s oxidem uhličitým. Cena oxidu uhličitého musí být zahrnuta, neboť bude mít vliv na výslednou hodnotu výrobních nákladů za syntetický metan. Přesnou cenu CO_2 nelze stanovit, neboť její výše se liší od použité technologie. Jak bylo zmíněno v kapitole 5.5, oxid uhličitý může být separován ze vzduchu, nebo zachytáván před/po spalování. Teoreticky je cenově nejvýhodnější získávání CO_2 z projektu CAESAR před spalováním paliva (25 €/t CO_2). V případě odebírání z technologie CCS by se cena za tunu CO_2 pohybovala v rozmezí 35 - 50 €/t. Jako nejdražší varianta se jeví přímé zachytávání oxidu uhličitého ze vzduchu, kde by se výsledné náklady za CO_2 pohybovaly v rozmezí 94 - 232 €/t. Ve výpočtu byly vzaty náklady na dodaný oxid uhličitý ve výši 5 €/MWh, což odpovídá ceně 25 €/t CO_2 . Při výpočtu bylo uvažováno základní schéma P2G při výrobě syntetického metanu (viz obr. 71).



Obr. 71 – Základní schéma výroby syntetického metanu [vlastní tvorba]

Tab. 42 – Náklady spojené s metanizačním reaktorem [192]

		2020		2030		2050		
		elektrický příkon v MW _{SNG}						
		1	1	10	50	1	10	50
CAPEX	mil. €/ MW _{SNG}	0,6	0,53	0,375	0,295	0,335	0,235	0,185
OPEX	% z CAPEX	10	5	5	5	3	3	3
Účinnost	%	78		80			80	
Doba životnosti	Rok	10		20			20	
Cena CO ₂	€/MWh	5		5			5	

Vypočtené hodnoty LCOE syntetického metanu

Tab. 43 – Vliv ceny elektřiny a doby využitelnosti technologie na výrobní ceně syntetického metanu (rok 2020) [vlastní tvorba]

		€/MWh				
		10	15	20	25	30
hod./rok	600	508	522	535	548	561
	1 000	319	332	345	358	371
	1 500	223	237	250	263	277
	2 000	175	189	202	215	229

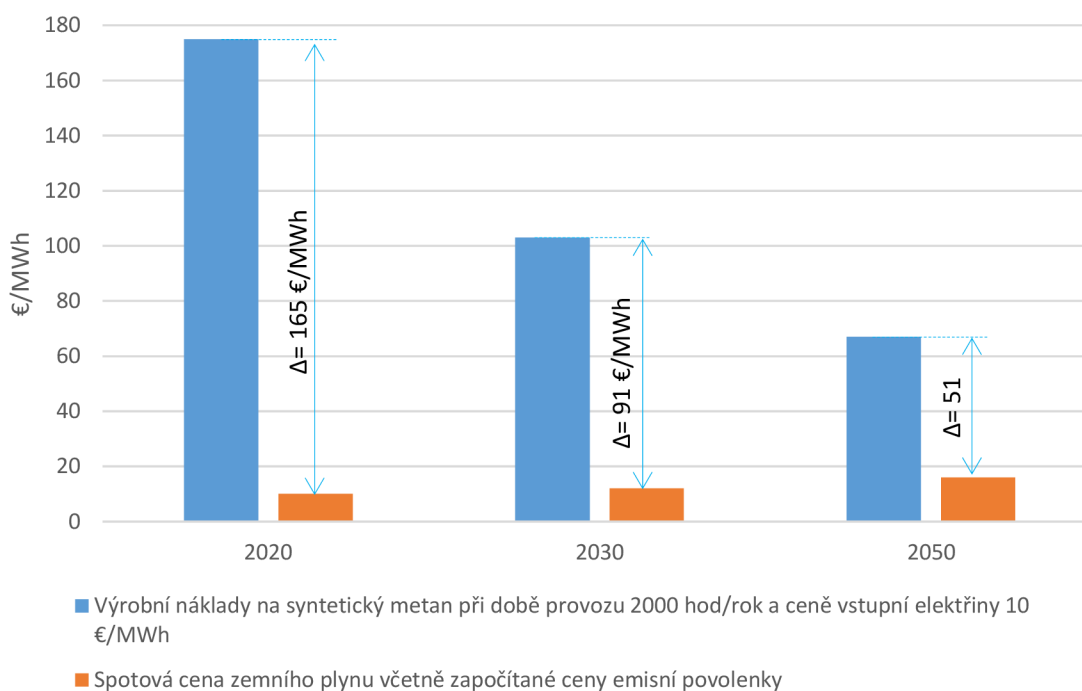
Tab. 44 – Vliv ceny elektřiny a doby využitelnosti technologie na výrobní ceně syntetického metanu (rok 2030) [vlastní tvorba]

		€/MWh				
		10	15	20	25	30
hod./rok	600	268	282	295	308	321
	1 000	174	187	200	214	226
	1 500	127	139	152	166	179
	2 000	103	117	129	142	154

Tab. 45 – Vliv ceny elektřiny a doby využitelnosti technologie na výrobní ceně syntetického metanu (rok 2050) [vlastní tvorba]

		€/MWh				
		10	15	20	25	30
hod./rok	600	151	165	177	190	201
	1 000	103	116	129	141	154
	1 500	79	93	105	117	130
	2 000	67	80	93	75	118

Z analýzy nákladů syntetického metanu vyplývá, že za současného ani budoucího stavu nemůže být P2G cenově konkurenceschopný zemnímu plynu. Jako v předešlé analýze byly srovnány výrobní náklady syntetického zemního plynu v různých časových období se spotovou cenou zemního plynu zatíženého emisní povolenkou. V roce 2020 byl zaznamenán nejvyšší rozdíl ve výši 165 €/MWh. V následujících období docházelo ke snižování rozdílů, a to ve výši 91 €/MWh v roce 2030 a 51 €/MWh v roce 2050. Aby došlo k rentabilitě syntetického metanu, musela by se cena emisních povolenek pohybovat na úrovni 307,5 €/tunu CO₂ (rok 2050). Další pomocí rentabilitě P2G by bylo zajištění politické podpory, zejména přísun dotací, snížení investičních a provozních nákladů, zvýšení ročního využití nad 2 000 hodin a vstupní ceny elektrické energie. Tyto prvky mají velký vliv na výslednou hodnotu výrobních nákladů za požadovaný produkt.



Obr. 72 – Závislost výrobních nákladů syntetického metanu na ceně zemního plynu [vlastní tvorba]

Předešlá analýza předpokládala pouze investiční náklady na samotnou technologii elektrolýzy vody a metanizaci, 0 - 5 % diskontní sazbu, provozní náklady, dobu životnosti zařízení a účinnost dané technologie. Vypočtená teoretická výše výrobních nákladů může i několikanásobně narůst v případě zahrnutí dalších proměnných vstupujících do výpočtu.

Pro srovnání teoretické ceny výrobních nákladů ze základních předpokladů technologie P2G byl vytvořen modelový příklad rozšířený o CAPEX_R a další náklady vstupující do výsledné ceny produktu. Referenční náklady použité v následující tabulce vycházejí z programu STORE&Go, avšak reálné výdaje na technologii se mohou diametrálně lišit. Investiční náklady při zahrnutí CAPEX_R a dalších proměnných vzrostou na hodnotu 5,92 mil. €/MW_{SNG}. Do rozšířeného CAPEXu není zahrnuta cena za měřicí, řídicí a dočišťovací zařízení. Cena se odvíjí od použité technologie a nelze odhadnout přibližnou částku. V rozšířených kapitálových nákladech není zahrnut kompresor pro H₂. Pouze pro demonstraci byla uvedena cena kompresoru použitého na plánované kompresní stanici Jirkov. Také není zahrnuta cena za náklady na distribuční služby elektřiny. Tyto proměnné výrazně převyšují náplň diplomové práce, a proto nebudou zahrnuty.

Vypočtená cena výše výrobních nákladů na syntetický metan v modelovém příkladu za předpokladu chodu P2G 2 000 hod. za rok, vstupní ceny elektrické energie 10 €/MWh a nulové úrokové sazby činí 582 €/MWh. V porovnání s předchozí analýzou syntetického metanu za stejných podmínek došlo k nárůstu ceny o 407 €/MWh, což odpovídá zvýšení 3,32x vůči základnímu výpočtu.

Tab. 46 – Analýza technologického řetězce P2G, obsahující dodatkové náklady na výrobu syntetického CH₄ [vlastní tvorba]

2020 - 1MW			
Veličina	Jednotka	Hodnota	Zdroj
CAPEX_Z			
Elektrolyzér	mil. €/MW _{el}	1,18	[192]
Metanizační reaktor	mil. €/MW _{SNG}	0,6	[192]
CAPEX_R			
Zásobník vodíku	mil. €/m ³ H ₂	0,1	[192]
Zásobník CO ₂	mil. €/m ³	0,1	[192]
Zásobník SNG	mil. €/m ³	0,1	[192]
Kompresor pro DS	mil. €	11,4	[195]
Kompresor pro CO ₂	mil. €/kg	2,465	[192]
Připojení do distribuční sítě	mil. €	0,075	[192]
Dodatkové náklady na instalaci	% z CAPEX	28	[192]
Dodatkové náklady na design	% z CAPEX	0	[192]
OPEX_F			
Elektrolyzér	% z CAPEX	4	[192]
Metanizace	% z CAPEX	10	[192]
Zásobník CO ₂	% z CAPEX	3,5	[192]
Kompresor pro CO ₂	% z CAPEX	3,5	[192]
OPEX_v			
Cena vody	€/t	1,8	[196]
Cena CO ₂	€/MWh	5	-
Doba životnosti			
Elektrolyzér	Rok	10	[192]
Metanizační jednotka	Rok	10	[192]
Zásobník zemního plynu	Rok	60	[192]
Ostatní	Rok	20	[192]
Diskontní sazba			
	%	0	-

ZÁVĚR

V diplomové práci je pojednáváno o identifikaci limitů výroby, přepravy a skladovacích kapacit jednotlivých syntézních médií. Následně byly prozkoumány dopady případových scénářů podílu vodíku v přepravní soustavě a byla porovnána ekonomická analýza výroby vodíku společně s výrobou syntetického metanu. Zjištěné závěry budou interpretovány níže v následujícím pořadí:

- Limity výroby a ekonomické zhodnocení produkce syntézních paliv,
- limity přepravy a technická analýza dopadu případových scénářů přepravy vodíku na plynovodu Gazela,
- limity skladovacích kapacit zemního plynu a vodíku.

Práce se soustředí na produkci vodíku z obnovitelných zdrojů, jimiž jsou alkalické elektrolyzéry, PEM elektrolyzéry a další technologie, které jsou ve stádiu vývoje a nejsou komerčně využívány. V systémech P2G jsou nejčastěji využívány alkalické elektrolyzéry a to z důvodu nízké ceny katalyzátorů, vysoké selektivity a relativně vysoké době životnosti elektrolyzéro. PEM elektrolyzéry jsou taktéž používány, ale jejich investiční a provozní náklady jsou velmi vysoké. **Limity elektrolyzérů** mají společného jmenovatele, kterým je **omezení z hlediska provozních tlaků, teplot a nízká flexibilita systému** (zejména u alkalických elektrolyzérů).

Následně práce předkládá ekonomickou analýzu výroby vodíku technologií P2G, která vychází z projektu Store&Go a pro výpočet předpokládá základní schéma jednotky P2G. Analýza zahrnuje rok 2020 a výhledy do roku 2050, ve kterých se předpokládá, že dojde k výraznému zlevnění a zlepšení účinností jednotlivých článků technologického řetězce. Autor práce při citlivostní analýze zjistil, že výrobní náklady na produkci 1 MWh vodíku jsou silně závislé na výši investičních a provozních nákladů, době chodu jednotky a ceně elektrické energie dodávané do systému Power to Gas.

Pro účely srovnání byl zvolen chod zařízení 2 000 hodin v roce a cena elektrické energie 10 €/MWh. Z provedené analýzy vyplývá, že i přes **snížení základního CAPEXu** v roce 2050 **o 70,3 %** a **poklesu LCOE o 69 %** vůči roku 2020 **není vyrobený vodík konkurenceschopný vůči spotové ceně zemního plynu**. Pro rentabilitu vodíku je potřebné znevýhodnit levný zemní plyn, například zavedením uhlíkové daně, nebo zatížením emisní povolenkou (v dubnu 2020 stála 1 EUA 19,41 €). **Aby byl syntetický vodík ekonomicky srovnatelný nebo výhodnější než zemní plyn v roce 2050, musela by být cena emisní povolenky minimálně 122,5 €/t CO₂, nebo uhlíková daň v podobné výši.**

Další zkoumanou možností byla výroba metanu, který je produkován katalytickou nebo biologickou metanizací. Limity katalytické hydrogenace oxidu uhličitého spočívají v maximální provozní teplotě a tlaku, při které dochází k poškození katalyzátoru. Omezením biologické metanizace je v maximálních provozních parametrech teploty a tlaku a výrazné citlivosti mikroorganismů na změny vodíkového exponentu (pH).

Ekonomická analýza předpokládá základní schéma výroby syntetického metanu, ve které autor práce zjistil, že i při ideálním chodu systému a nízké ceně elektřiny, není vyrobený syntetický metan rentabilní. **Aby byl syntetický metan rentabilní se spotovou cenou zemního plynu, musela by stát emisní povolenka v roce 2050 307,5 €/t CO₂ nebo být uhlíková daň v podobné výši.** Pro demonstraci reálné jednotky P2G byly základní investiční náklady rozšířené o další náklady spojené s výrobou metanu. Výpočet prokázal výrazné navýšení výrobních nákladů, a to na úroveň 582 €/MWh za 1 MWh syntetického metanu.

Technická analýza pojednává o přepravě syntézního plynu. Přeprava vodíku může být řešena pomocí kontinuální nebo mobilní přepravy. Práce se soustředila na přepravu vodíku plynovody, jež není doposud v České republice umožněna. V rámci definování limitů přepravy vodíků je přihlédnuto k ostatním zemím světa, zejména k Německu, které má nejrozvinutější vodíkové hospodářství a umožňuje přepravovat až 10 % mol. koncentrace H₂ ve stávající plynárenské soustavě. Protože provozovatel přepravní soustavy ČR neumožňuje vtlačet vodík do své plynárenské sítě, je předmětem této práce technické posouzení vlivu vodíku na určitou část plynárenského potrubí. Pro výpočet byl vybrán plynovod Gazela zbudovaný v roce 2013 a táhnoucí se z Brandova do Přimdy. Na něm jsou prozkoumány čtyři scénáře, které předpokládají přepravu plynu o daném molárním zlomku vodíku v zemním plynu:

- **První scénář** předpokládá **5 mol. % vodíku** ve stávající plynárenské soustavě. Z provedených výpočtů vyplývá, že tato **koncentrace bude mít minimální dopad na provozní podmínky** v plynárenské soustavě. Při přepravě této směsi dojde k mírnému zvětšení tlakových ztrát a rychlosti proudícího plynu, dále k nepatrnému snížení teploty a akumulace, které ale nebudou mít vliv na přepravu plynu ani na provozní podmínky.
- **Druhý scénář** předpokládá **10 % molárního zlomku vodíku** v zemním plynu a **tato molární koncentrace je hraniční na plynovodu Gazela**. Vstupní tlak ponížený o tlakové ztráty na konci potrubí (na rozdělovacím uzlu v Přimdě) se limitně blíží k minimálnímu povolenému tlaku. S rostoucí koncentrací vodíku dochází k poklesu teploty a akumulací kapacity, dále ke zvětšování tlakových ztrát, navyšování okamžité rychlosti a objemového průtoku.
- Třetí a čtvrtý scénář předpokládá **15 a 20 % molárního zlomku vodíku** v zemním plynu. **Vstupní tlak ponížený o tlakové ztráty v těchto variantách překročí minimální mez provozního tlaku** a také z pohledu teploty a velikosti akumulace je dosaženo nejnižších hodnot. **Naopak okamžitá rychlost výrazně překročila reálnou erozní rychlost** a limitní hranici maximální rychlosti v potrubí danou provozovatelem plynárenské soustavy. **Zvýšená rychlost má výrazný vliv na opotřebování vnitřního profilu a snížení životnosti potrubí**. Pro navýšení tlaku nad požadovanou mez jsou doporučeny čtyři varianty, kterými lze dosáhnout potřebného zvýšení a nejreálnější z nich je navýšení tlaku v celém potrubí na hraniční předávací stanici v Olbernhau.

Při identifikaci limitů přepravní soustavy autor práce vycházel z provozního řádu provozovatele přepravní soustavy. Dále identifikoval složení plyných paliv přepravovaných plynovody a podmínky nutné pro připojení do DS a PS.

Pro naplnění všech cílů této práce bylo potřebné identifikovat limity skladovacích kapacit pro vodík a syntetický metan. Skladování zemního plynu, jehož dominantní část je tvořena metanem, je řešeno podzemními zásobníky plynu. **Současná projektovaná instalovaná skladovací kapacita** všech podzemních zásobníků plynu **čítá 3 505 mil. Nm³**, vyjma PZP Dolní Bojanovice, který dnes není připojen do plynárenské sítě ČR. Pro identifikování limitů skladovacích kapacit vodíku se vychází ze skladování svítiplynu v PZP Lobodice, na základě čehož je učiněn odhad, který je posléze ověřen výpočtem. **Expertním odhadem bylo zjištěno, že veškeré skladovací kapacity by byly poníženy objemově o 20 % a energeticky o 62,5 %** při nahrazení zemního plynu za svítiplyn. Z důvodu odlišností jednotlivých podzemních skladovacích prostor nelze brát všechny zásobníky plynu jednou mírou. Odlišnosti spočívají ve struktuře zásobníku, aktivní náplni, ložním tlaku aj. Na základě výpočtu autor prokázal, že **při náhradě čistého metanu za čistý vodík by byly projektované skladovací kapacity poníženy objemově o 18 % a energeticky o 73 %** za předpokladu maximálního provozního tlaku a dosažení maximální kapacity PZP. Protože dnes není provozován žádný zásobník plynu uskladňující vodík, nelze přesně říci, zda je tento výsledek správný, a reálné skladovací kapacity vodíku se mohou od tohoto předpokladu diametrálně lišit.

Na základě provedených analýz výroby, přepravy a skladování vodíku autor usuzuje, že za **současných podmínek je přeprava směsi plynu s 10 a více % molárního zlomku vodíku** v zemním plynu **nerealizovatelná na plynovodu Gazela**. Pro umožnění přepravy většího množství vodíku by muselo dojít ke změnám ve stávající plynárenské soustavě. **Pro rentabilitu výroby vodíku a syntetického metanu** vůči zemnímu plynu by bylo potřebné **zavést uhlíkovou daň, nebo výrazně navýšit cenu emisní povolenky**. **Uskladnění vodíku a svítiplynu ve stávajících podzemních zásobnících plynu by bylo v porovnání se skladováním metanu velmi neefektivní (pokles kapacit o 75 %)**. Pro vyrovnání akumulace stejného množství energie, by musel být vodík či svítiplyn skladován při mnoha-násobně vyšším provozním tlaku, ale to by mělo devastující účinky na strukturu skladovacích obzorů (kolektory).

SEZNAM POUŽITÝCH ZDROJŮ

- [1] - Zpráva o očekávané dlouhodobé rovnováze mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu [online]. Praha: OTE, 2019 [cit. 2020-05-31]. Dostupné z: https://www.ote-cr.cz/cs/o-spolecnosti/soubory-vyrocní-zprava-ote/zoor_2019.pdf
- [2] - ČTK. Když bude elektřina z Dukovan drahá, zaplatí rozdíl spotřebitelé, plánuje ministerstvo průmyslu. E15 [online]. 2020, 19.05.2020 [cit. 2020-05-31]. Dostupné z: <https://www.e15.cz/byznys/prumysl-a-energetika/kdyz-bude-elektrina-z-dukovan-draha-zaplati-rozdil-spotrebitel-planuje-ministerstvo-prumyslu-1369822>
- [3] - MASTNÝ, Petr, Jiří DRÁPELA, Stanislav MIŠÁK, Jan MACHÁČEK, Michal PTÁČEK, Lukáš RADIL, Tomáš BARTOŠÍK a Tomáš PAVELKA. Obnovitelné zdroje elektrické energie. Praha: České vysoké učení technické v Praze, 2011, 256 s. ISBN 978-80-01-04937-2. Dostupné také z: <https://www.mpo-efekt.cz/upload/7799f3fd595eeee1fa66875530f33e8a/cvut-2-oze.pdf>
- [4] - GREEN, Marin A., Keith EMERY, Yoshihiro HISHIKAWA, Wilhelm WARTA a Ewan D. Dunlop. Solar cell efficiency tables (Version 45) [online]. John Wiley, 2014, str. 1-9 [cit. 2020-03-22]. DOI: <https://doi.org/10.1002/pip.2573>. Dostupné z: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/pip.2573>
- [5] - DORDA, Jaroslav. Co přináší nová generace chytrých fotovoltaických panelů? [online]. Praha: TRB-info, 2018 [cit. 2020-03-22]. Dostupné z: <https://oze.tzb-info.cz/fotovoltaika/18052-co-prinasi-nova-generace-chytrych-fotovoltaicky-panelu>
- [6] - Roční zpráva o provozu ES ČR (2018) [online]. Praha: Energetický regulační úřad, 2019 [cit. 2020-03-22]. Dostupné z: http://www.eru.cz/documents/10540/4580207/Rocni_zprava_provoz_ES_2018.pdf/1420388b-8eb6-4424-9ad9-c06a57b5326c
- [7] - Vývoj instalovaného výkonu a počtu provozů OZE mezi roky 2002 až 2017 [online]. Praha: SPVEZ, 2018 [cit. 2020-03-22]. Dostupné z: <http://www.spvez.cz/pages/aktuality/akt121.htm>
- [8] - DOLEŽEL, Michal. Kolik elektřiny vyrobí fotovoltaické panely? [online]. Brno: Nazeleno.cz, 2019 [cit. 2020-03-22]. Dostupné z: <https://www.nazeleno.cz/kolik-elektriny-vyrobi-fotovoltaicke-panely/>
- [9] - ZILVAR, Jiří. Devatero trendů ve fotovoltaike aneb Intersolar 2018 [online]. Praha: TZB-info, 2018 [cit. 2020-02-25]. Dostupné z: <https://oze.tzb-info.cz/fotovoltaika/17653-devatero-trendu-ve-fotovoltaike-aneb-intersolar-2018>
- [10] - PERC solar cells: an overview [online]. New York: Energysage, 2019 [cit. 2020-03-22]. Dostupné z: <https://news.energysage.com/perc-solar-cells-overview>
- [11] - MARSH, Jacob. Half-cut solar cells: an overview [online]. New York: Energysage, 2018 [cit. 2020-03-25]. Dostupné z: <https://news.energysage.com/half-cut-solar-cells-overview/>

- [12] - PICKEREL, Kelly. What are bifacial solar modules? [online]. Cleveland (Ohio): Solar Power World, 2018 [cit. 2020-03-25]. Dostupné z: <https://www.solarpowerworldonline.com/2018/04/what-are-bifacial-solar-modules/>
- [13] - WEAVER, John. Solar racking innovations on the show floor at Intersolar San Diego [online]. New York: Pv magazine, 2020 [cit. 2020-05-31]. Dostupné z: <https://pv-magazine-usa.com/2020/02/07/solar-racking-innovations-on-the-show-floor-at-intersolar-san-diego/>
- [14] - KOMORA OZE. Větrné elektrárny v ČR: 10x méně a patnáctkrát pomaleji než v podobném Rakousku [online]. Praha: Průmyslová ekologie, 2019 [cit. 2020-03-22]. Dostupné z: <https://www.prumyslovaekologie.cz/info/vetrne-elektrarny-v-cr-10x-mene-a-patnactkrat-pomaleji-nez-v-podobnem-rakousku>
- [15] - Energostat [online]. Třebíč: oenergetice, 2020 [cit. 2020-03-22]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/energostat>
- [16] - Electricity production in Germany in 2019 [online]. Freiburg: energy-charts, 2020 [cit. 2020-03-25]. Dostupné z: <https://www.energy-charts.de/power.htm?source=solar-wind&year=2019>
- [17] - WAGNER, Vladimír. Velký přehled: Využívané i perspektivní technologie akumulace energie [online]. Třebíč: oenergetice, 2018 [cit. 2020-03-25]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/akumulace-energie/velky-prehled-vyuzivane-i-perspektivni-technologie-akumulace-energie>
- [18] - ROČNÍ ZPRÁVA O PROVOZU ES ČR (2013 - 2018) [online]. Praha: ERÚ, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018 [cit. 2020-04-01]. Dostupné z: https://www.eru.cz/documents/10540/462820/Rocni_zprava_provoz_ES_2013.pdf/20c3f587-a658-49f7-ace9-56be8a66b7b9, https://www.eru.cz/documents/10540/462820/Rocni_zprava_provoz_ES_2014.pdf/933fc41a-ad79-4282-8d0f-01eb25a63812, http://www.eru.cz/documents/10540/462820/Rocni_zprava_provoz_ES_2015.pdf/3769f65b-3789-4e93-be00-f84416e1ca03, https://www.eru.cz/documents/10540/462820/Rocni_zprava_provoz_ES_2016.pdf/800e5a09-a58a-4a73-913f-abc30cda42a5, http://www.eru.cz/documents/10540/462820/Rocni_zprava_provoz_ES_2017.pdf/521bff99-fdcf-4c86-8922-3a346af0bb88, http://www.eru.cz/documents/10540/4580207/Rocni_zprava_provoz_ES_2018.pdf/1420388b-8eb6-4424-9ad9-c06a57b5326c
- [19] - Hlavní vývojové trendy ve fotovoltaice [online]. Praha: ASB, 2019 [cit. 2020-05-01]. Dostupné z: <https://www.asb-portal.cz/stavebnictvi/technicka-zarizeni-budov/fotovoltaika/hlavni-vyvojove-trendy-ve-fotovoltaice>

[20] - FVE z pohledu investičních nákladů a návratnosti [online]. Praha: Odbornecasopisy, 2013 [cit. 2020-05-01]. Dostupné z: <http://www.odbornecasopisy.cz/svetlo/casopis/tema/fve-z-pohledu-investicnich-nakladu-a-navratnosti--15456>

[21] - SCHAAF, Tanja, Jochen GRUNIG, Markus Roman SCHUSTER, Tobias ROTHENFLUH a Andreas ORTH. Methanation of CO₂ – storage of renewable energy in a gas distribution system [online]. Oberusel (Germany): Energy Sustain and Society, 2014 [cit. 2020-06-01]. DOI: 10.1186/s13705-014-0029-1. Dostupné z: <https://energysustainsoc.biomedcentral.com/track/pdf/10.1186/s13705-014-0029-1>

[22] - BUDÍN, Jan. Technologický plán akumulace energie (elektrické a tepelné) [online]. Třebíč: oenergetice, 2017 [cit. 2020-05-1]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/akumulace-energie/technologicky-plan-v-oblasti-akumulace-energie>

[23] - MAREŠ, Jan, Martin LIBRA a Vladislav POULEK. Akumulace elektrické energie [online]. Praha: Odbornecasopisy, 2011 [cit. 2020-05-01]. Dostupné z: <http://www.odbornecasopisy.cz/elektro/casopis/tema/akumulace-elektricke-energie--9696>

[24] - MURTINGER, Karel. Ukládání elektřiny z fotovoltaických a větrných elektráren [online]. Praha: nazeleno.cz, 2011 [cit. 2020-05-01]. Dostupné z: <https://www.nazeleno.cz/energie/energetika/ukladani-elekriny-z-fotovoltaickych-a-vetrnych-elekraren.aspx>

[25] - Electricity storage in the power sector [online]. SETIS, 2014 [cit. 2020-05-02]. Dostupné z: https://setis.ec.europa.eu/system/files/Technology_Information_Sheet_Electricity_Storage_in_the_Power_Sector.pdf

[26] - RALON, Pablo, Michael TAYLOR a Andrei ILAS. ELECTRICITY STORAGE AND RENEWABLES: COSTS AND MARKETS TO 2030 [online]. Abu Dhabi: IRENA, 2017 [cit. 2020-05-02]. ISBN 978-92-9260-038-9. Dostupné z: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf

[27] - GOTZ, Manuel, Jonathan LEFEBVRE a Friedmann MORS. Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review. Renewable energy [online]. 2016, 2016(85), 1371-1390 [cit. 2020-05-03]. DOI: 10.1016/j.renene.2015.07.066. ISSN 0960-1481. Dostupné z: https://www.researchgate.net/publication/280696611_Renewable_Power-to-Gas_A_technological_and_economic_review

[28] - GALÍČEK, Radomír. "POWER-TO-GAS" TECHNOLOGIE PRO UKLÁDÁNÍ ELEKTRICKÉ ENERGIE [online]. Brno, 2019 [cit. 2020-05-03]. Dostupné z: https://www.vutbr.cz/www_base/zav_prace_soubor_verejne.php?file_id=192882. Bakalářská práce. VUT. Vedoucí práce Ing. Ján Poláčik.

[29] – Interní materiály EGÚ BRNO a.s.

[30] - ZIMČÍK, Jakub. Power to Gas [online]. Praha, 2017 [cit. 2020-06-01]. Dostupné z: https://dspace.cvut.cz/bitstream/handle/10467/66840/F3-DP-2017-Zimcik-Jakub-Zimcik%20Jakub_Diplomova%20prace_Power%20to%20Gas.pdf?sequence=1&isAllowed=y. Diplomová práce. ČVUT. Vedoucí práce Ing. Petr Průcha.

[31] - THEMA, M., F. BAUER a M. STERNER. Power-to-Gas: Electrolysis and methanation status review. Renewable and Sustainable Energy Reviews [online]. 2019, 2019, 2019, 775-787 [cit. 2020-05-04]. DOI: 10.1016/j.rser.2019.06.030. ISSN 1364-0321. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211930423X>

[32] - PATEL, Sonal. A Review of Global Power-to-Gas Projects To Date [INTERACTIVE] [online]. Houston: powermag, 2019 [cit. 2020-05-04]. Dostupné z: <https://www.powermag.com/a-review-of-global-power-to-gas-projects-to-date-interactive/>

[33] - Existing Power-to-Gas Projects Worldwide as of September 2019 [online]. Houston: powermag, 2019 [cit. 2020-05-04]. Dostupné z: https://public.tableau.com/views/AReviewofPower-to-GasProjectsToDate/Dashboard2?:display_count=y&publish=yes&:origin=viz_share_link&:showVizHome=no

[34] - GAUL, Armin Joachim, Ulrich BOHN a Florian LINDNER. Power-to-Gas demonstration plant Ibbenbüren: Presentation at European Utility Week 2015 in Vienna [online]. Vienna: RWE, 2015, 1-16 [cit. 2020-05-11]. DOI: 10.13140/RG.2.1.3069.1288. Dostupné z: https://www.researchgate.net/publication/283477784_Power-to-Gas_demonstration_plant_Ibbenburen

[35] - TICHÝ, Pavel. Energiepark Mainz: největší projekt „power-to-gas“ zahájil provoz [online]. Husinec-Řež: Hytep, 2015 [cit. 2020-05-11]. Dostupné z: <https://www.hytep.cz/cs/clanky/kategorie-clanku/novinky/691-energiepark-mainz-nejvetsi-projekt-power-to-gas-zahajil-provoz>

[36] - FRANÇOIS, Isabel. Power-to-Gas cluster visits Energie Park Mainz [online]. powertogas, 2017 [cit. 2020-05-11]. Dostupné z: <https://www.power-to-gas.be/power-gas-cluster-visits-energie-park-mainz>

[37] - Energiepark Mainz comes online; hydrogen from wind power; Siemens 6MW electrolysis system [online]. Green car congress, 2015 [cit. 2020-05-11]. Dostupné z: <https://www.greencarcongress.com/2015/07/20150703-mainz.html>

[38] – McPhy Energy: McPhy has participated in the laying of the first stone of "Jupiter 1000", France's first Power-to-Gas demonstrator, to help power networks support the energy transition [online]. NewCap: MCPHY ENERGY, 2017 [cit. 2020-03-11]. Dostupné z: <https://www.globenewswire.com/news-release/2017/12/19/1266338/0/en/McPhy-Energy-McPhy-has-participated-in-the-laying-of-the-first-stone-of-Jupiter-1000-France-s-first-Power-to-Gas-demonstrator-to-help-power-networks-support-the-energy-transition.html>

- [39] - PARDIEU, Crhitophe. ADEME – NEDO seminar Jupiter 1000 Project [online]. Bois-Colombes (Francie): GRTgaz, 2017 [cit. 2020-03-11]. Dostupné z: https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/04_jupiter_1000_project-c_pardieu.pdf
- [40] - BUDÍN, Jan. V pražském ÚJV Řež úspěšně testují akumulaci elektřiny pomocí vodíku [online]. Třebíč: oenergetice, 2015 [cit. 2020-03-11]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/akumulace-energie/v-prazskem-ujv-rez-uspesne-testuji-akumulaci-elekriny-pomoci-vodiku>
- [41] - Technologie Power-to-Gas (P2G) [online]. Husinec-Řež: uJV [cit. 2020-06-01]. Dostupné z: <https://www.ujv.cz/cs/akordeonovy-seznam/technologie-power-to-gas-p2g-11354>
- [42] - BUDÍN, Jan. Průmyslové asociace vyzývají Evropskou komisi, aby se zaměřila na technologie Power-to-X [online]. Třebíč: oenergetice, 2019 [cit. 2020-03-11]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/obnovitelne-zdroje/prumyslove-asociace-vyzyvaji-evropskou-komisi-aby-se-zamerila-technologie-power-x>
- [43] - What is Syngas [online]. London: Biofuel, 2010 [cit. 2020-05-04]. Dostupné z: <http://biofuel.org.uk/what-is-syngas.html>
- [44] - BASU, Prabir. Production of Synthetic Fuels and Chemicals from Biomass. Biomass Gasification, Pyrolysis and Torrefaction: Practical Design and Theory [online]. Halifax, Canada, 2018, 415-443 [cit. 2020-05-11]. DOI: 11016/B978-0-12-812992-0.00012-1. ISSN 978-0-12-812992-0. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128129920000121>
- [45] - EL-NAGAR, Raghda Ahmed a Alaa Ali GHANEM. Syngas Production, Properties, and Its Importance. IntechOpen [online]. 2019 [cit. 2020-05-11]. DOI: 10.5772/intechopen.89379. Dostupné z: <https://www.intechopen.com/books/sustainable-alternative-syngas-fuel/syngas-production-properties-and-its-importance>
- [46] - Syngas Cogeneration / Combined Heat & Power [online]. ClarkeEnergy, 2019 [cit. 2020-05-11]. Dostupné z: <https://www.clarke-energy.com/applications/synthesis-gas-syngas/>
- [47] - PETRLÍK, Jindřich, Ladislav KLEGER a Petr VÁLEK. Amoniak (čpavek) [online]. Praha: Arnika, 2014 [cit. 2020-05-11]. Dostupné z: <https://arnika.org/amoniak-cpavek>
- [48] – Amoniak: Bezpečnostní list [online]. Praha: SIAD, 2015 [cit. 2020-05-11]. Dostupné z: <https://www.siad.cz/documents/261220/0/amoniak+%28cpavek%29.pdf/8581c627-42b5-84c1-7396-761cff1776c3>
- [49] - Amoniak: Bezpečnostní list [online]. Litvínov: Unipetrol, 2014 [cit. 2020-05-11]. Dostupné z: https://www.unipetrolrpa.cz/CS/NabidkaProduktu/petrochemicke-produkty/agrochemikalie/Documents/Amoniak_CZ_8_2.pdf

[50] - Methanol [online]. Brno: MUNI, 2014 [cit. 2020-05-11]. Dostupné z: https://is.muni.cz/el/1431/jaro2014/C3806/Metanol_WIKI_CZ.pdf

[51] - ŠVEC, Petr. Methylalkohol: Bezpečnostní list [online]. Praha: UJEP, 2010 [cit. 2020-05-11]. Dostupné z: [https://chemistry.ujep.cz/userfiles/files/Methyalkohol%20\(methanol\).pdf](https://chemistry.ujep.cz/userfiles/files/Methyalkohol%20(methanol).pdf)

[52] - Methanol: Bezpečnostní list [online]. ČR: CarlRoth, 2015 [cit. 2020-05-11]. Dostupné z: <https://www.carlroth.com/medias/SDB-8388-CZ-CS.pdf?context=bWFzdGVyfHNIY3VyaXR5RGF0YXNoZWV0c3wzMTIwNTI8YXBwbGljYXRpb24vcGRmfHNIY3VyaXR5RGF0YXNoZWV0cy9oNjQvaDFILzg5NjcyNmM5Mzg5NzQucGRmfDg4NzkxNzMzMjAwMzkwNTEwN2I0MGQxZml4OTM0OTFIZTg5NGJjMGI3NzZiMGE0ODExMDliOTRjNWl3MWQ2Yzk>

[53] - ŠVÁB, Michal. TRENDY VE VÝVOJI VODÍKOVÉHO HOSPODÁŘSTVÍ VE SVĚTĚ A MOŽNOSTI UPLATNĚNÍ V ČESKÉ REPUBLICE [online]. Praha: ČEA, 2006 [cit. 2020-05-13]. Dostupné z: <https://www.mpo-efekt.cz/dokument/01.pdf>

[54] - Struktura Molekul a Chemická Vazba [online]. Praha: CUNI [cit. 2020-05-13]. Dostupné z: <https://physics.mff.cuni.cz/kchfo/burda/OCh/Part03.pdf>

[55] - Vodík [online]. Praha: prvky, 2017 [cit. 2020-05-13]. Dostupné z: <http://www.prvky.com/1.html>

[56] - Spalné teplo. In: Wikipedia: the free encyclopedia [online]. San Francisco (CA): Wikimedia Foundation, 2001-, 2019 [cit. 2020-05-13]. Dostupné z: https://cs.wikipedia.org/wiki/Spalné_teplo

[57] - HYDROGEN FUNDAMENTALS [online]. Altamonte Springs (USA): Hysafe, 2014 [cit. 2020-05-13]. Dostupné z: http://www.hysafe.org/download/997/BRHS_Ch1_Fundamentals-version%201_0_1.

[58] - KLECZEK, Josip. Povídání o vodíku I. [online]. Praha: TZB-info, 2003 [cit. 2020-05-13]. Dostupné z: <https://www.tzb-info.cz/1367-povidani-o-vodiku-i>

[59] - The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities [online]. Paříž (Francie): IEA, 2019 [cit. 2020-05-13]. Dostupné z: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>

[60] - SOMOLOVÁ, Markéta a Petr DLOUHÝ. VÝROBA VODÍKU [online]. Husinec-Řež: Hytep, 2007 [cit. 2020-05-14]. Dostupné z: <https://www.hytep.cz/cs/vodik/informace-o-vodiku/vyroba-vodiku/664-vyroba-vodiku>

[61] - KUMAR, S. Shuva a V. HIMABINDU. Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review. Materials Science for Energy Technologies [online]. Telangana (India): Elsevier B.V., 2019, 2019, 442-454 [cit. 2020-05-14]. DOI: 10.1016/j.mset.2019.03.002. ISSN 2589-2991. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2589299119300035>

[62] - GANDIA, Lui, Gurutze ARZAMEDI a Pedro DIEGUEZ, ed. Renewable Hydrogen Technologies: Production, Purification, Storage, Applications and Safety [online]. Pamplona (Spain): Elsevier B.V., 2013, 472 s. [cit. 2020-05-14]. DOI: 10.1016/C2011-0-05152-9. ISBN 978-0-444-56352-1. Dostupné z: <https://www.elsevier.com/books/T/A/9780444563521>

[63] - KEÇEBAŞ, Ali a Muhammet KAYFECİ. Electrochemical hydrogen generation. Solar Hydrogen Production: Processes, Systems and Technologies [online]. Karabük (Turecko): Academic Press, 2019, 299-317 [cit. 2020-05-14]. DOI: 10.1016/B978-0-12-814853-2.00009-6. ISSN 978-0-12-814853-2. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128148532000096>

[64] - CARMO, Marcelo a Detlef STOLTEN. Energy Storage Using Hydrogen Produced From Excess Renewable Electricity: Power to Hydrogen. Science and Engineering of Hydrogen-Based Energy Technologies: Hydrogen Production and Practical Applications in Energy Generation [online]. Pamplona (Španělsko): Elsevier B.V., 2018, 165-199 [cit. 2020-05-14]. DOI: 10.1016/B978-0-12-814251-6.00004-6. ISBN 978-0-12-814251-6. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128142516000046>

[65] - ZENG, Kai a Dongke ZHANG. Recent progress in alkaline water electrolysis for hydrogen production and applications. Progress in Energy and Combustion Science [online]. Elsevier B.V., 2010, 307-326 [cit. 2020-05-14]. DOI: 10.1016/j.pecs.2009.11.002. ISBN 0360-1285. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360128509000598>

[66] - 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]. Mníchov (Německo): Elsevier B.V., 2017, 2440-2454 [cit. 2020-05-14]. DOI: 10.1016/j.rser.2017.09.003. ISBN 1364-0321. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S136403211731242X>

[67] - MILLET, Pierre a Sergey GRIGORIEV. Water Electrolysis Technologies. Renewable Hydrogen Technologies: Production, Purification, Storage, Applications and Safety [online]. Moskva (Rusko): Elsevier B.V., 2013, 19-41 [cit. 2020-05-14]. DOI: 10.1016/B978-0-444-56352-1.00002-7. ISBN 978-0-444-56352-1. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780444563521000027>

[68] - Youssef Naimi and Amal Antar. Hydrogen Generation by Water Electrolysis, Advances In Hydrogen Generation Technologies, Murat Eyvaz, IntechOpen, 2018, [cit. 2020-05-15], DOI: 10.5772/intechopen.76814. Dostupné z: <https://www.intechopen.com/books/advances-in-hydrogen-generation-technologies/hydrogen-generation-by-water-electrolysis>

[69] - GRIGORIEV, S.A. a V.N. FATEEV. Pure hydrogen production by PEM electrolysis for hydrogen energy. International Journal of Hydrogen Energy [online]. Moskva (Rusko): Elsevier B.V., 2006, 2006, 171-175 [cit. 2020-06-15]. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2005.04.038. ISBN 0360-3199. Dostupné z: https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S036031990500145X?casa_token=cuadPPpf15sAAAAA:yTF9R2TX1PBr9jH2Njtsdnx65oeB5HYw4VZSzv-8xYyPz8XBI5VQxsqJX4TDpeDe0y-TJW9RCQ

[70] - SCHMIDT, O. a S. FEW. Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study. International Journal of Hydrogen Energy [online]. Londýn (UK): Elsevier, 2017, 2017, 30470-30492 [cit. 2020-05-15]. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2017.10.045. ISSN 0360-3199. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319917339435>

[71] - PHILLIPS, Robert a Charles DUNNILL. Zero gap alkaline electrolysis cell design for renewable energy storage as hydrogen gas [online]. RCS Advances, 2016 [cit. 2020-05-15]. DOI: 10.1039/C6RA22242K. Dostupné z: https://www.researchgate.net/publication/309198616_Zero_gap_alkaline_electrolysis_cell_design_for_renewable_energy_storage_as_hydrogen_gas

[72] - KRAGLUND, M.R., D. JAKOVA ATANASOVA a K. CHRISTENSEN. Zero-Gap Alkaline Water Electrolysis Using Ion-Solvating Polymer Electrolyte Membranes at Reduced KOH Concentrations. Journal of The Electrochemical Society [online]. Lungby (Dánsko): Journal of The Electrochemical Society, 2016, 2016, 163(11) [cit. 2020-05-15]. DOI: 10.1149/2.0161611jes. Dostupné z: https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/125511723/Zero_Gap_Alkaline_Water_Electrolysis_Using_Ion_Solvating_Polymer_Electrolyte_Membranes_at_Reduced_KOH_Concentrations.pdf.

[73] - STEHLÍK, K. State of the art in high-temperature electrolysis and research trends [online]. Husinec-Řež: ElectroScope, 2013 [cit. 2020-05-15]. CZ.1.05/2.1.00/03.0108. Dostupné z: <https://dspace5.zcu.cz/bitstream/11025/6208/1/r7c4c3.pdf>

[74] - REVANKAR, Shripad T. Nuclear Hydrogen Production. Storage and Hybridization of Nuclear Energy: Techno-economic Integration of Renewable and Nuclear Energy [online]. West Lafayette (USA): Elsevier, 2019, 49-117 [cit. 2020-05-15]. DOI: 10.1016/B978-0-12-813975-2.00004-1. ISBN 978-0-12-813975-2. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128139752000041>

[75] - BRISSE, Annabelle a Josef SCHEFOLD. High Temperature Electrolysis at EIFER, Main Achievements at Cell and Stack Level. Energy Procedia [online]. Karlsruhe (Německo): Elsevier, 2012, 2012, 53-63 [cit. 2020-05-16]. DOI: 10.1016/j.egypro.2012.09.008. ISSN 1876-6102. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610212014282>

[76] - KOLMANOVÁ, Marie. Vysokoteplotní elektrolýza: „čistá“ výroba vodíku s možností zpětné konverze [online]. Praha: Technik, 2016 [cit. 2020-05-16]. Dostupné z: https://www.vscht.cz/files/uzel/0020323/C6sszs_OL0ktyIIPzUnNLinKz4n3TfTOjw9JTc4IqUwxMAYA.pdf?redirected

[77] - MASOUM, Mohammad A.S. a Ewald F. FUCHS. Power Quality Solutions for Renewable Energy Systems. Power Quality in Power Systems and Electrical Machines [online]. Elsevier, 2015, 2015, 961-1084 [cit. 2020-05-16]. DOI: 10.1016/B978-0-12-800782-2.00011-7. ISSN 978-0-12-800782-2. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128007822000117>

[78] - SIRIPALA, Withana. Hydrogen Energy and Photoelectrolysis of Water [online]. Colombo (Srí Lanka): JOUR, 2004 [cit. 2020-05-16]. Dostupné z: https://www.researchgate.net/publication/237549114_Hydrogen_Energy_and_Photoelectrolysis_of_Water

[79] - HADRAVA, Jan, Roman VOKATÝ, Tomáš HLINČÍK a Daniel TENKRÁT. POROVNÁNÍ KVALITY VODÍKU Z RŮZNÝCH TECHNOLOGIÍ VÝROBY [online]. Praha: Chem. Listy, 2013 [cit. 2020-05-16]. Dostupné z: https://www.researchgate.net/publication/286936228_Porovnaní_kvality_vodíku_z_ruznych_tehnologii_vyroby, nebo také: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwjT1ILT_vuHpAhWF-6QKHbIVAK8QFjABegQIAxAB&url=http%3A%2F%2Fpaliva.vscht.cz%2Fdownload.php%3Fid%3D95&usg=AOvVaw1phfrZcbbPxxgjaJgsS-0WE

[80] - Výroba vodíku parním reformováním [online]. Praha: petroleum, 2020 [cit. 2020-05-15]. Dostupné z: <http://www.petroleum.cz/zpracovani/zpracovani-ropy-43.aspx>

[81] - VOZNIUK, Olena. Spinel Mixed Oxides for Chemical-Loop Reforming: From Solid State to Potential Application. Studies in Surface Science and Catalysis [online]. Bologna (Itálie): Elsevier B.V., 2019, 281-302 [cit. 2020-05-15]. DOI: 10.1016/B978-0-444-64127-4.00014-8. ISSN 0167-2991. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780444641274000148>

[82] - GIACOBBE, F. a O. LOIACONO. KTI's innovative reformer design for Hydrogen and Syngas Plant. Studies in Surface Science and Catalysis [online]. Řím (Itálie): Elsevier B.V., 1998, 1998, 937-942 [cit. 2020-05-15]. DOI: 10.1016/S0167-2991(98)80552-1. ISSN 0167-2991. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0167299198805521>

[83] - Výroba a použití vodíku [online]. Ústí nad Labem: UJEP, 2015 [cit. 2020-05-15]. Dostupné z: https://chemistry.ujep.cz/userfiles/files/VODIK_vyroba_a_pouziti.pdf

[84] - BLAŽEK, J. a V. RÁBL. Parciální oxidace. Základy zpracování a využití ropy [online]. Vydání druhé. Praha: VŠCHT, 2006, s. 1 [cit. 2020-05-15]. ISBN :2/92:2/83;/4. Dostupné z: http://147.33.74.135/knihy/uid_isbn-80-7080-619-2/pdf/107.pdf

[85] - Parciální oxidace uhlovodíků [online]. Praha: vodik.wz, 2006 [cit. 2020-05-15]. Dostupné z: <http://www.vodik.wz.cz/vyroba/ParcialniOxidace.htmlf>

- [86] - NIKOLAIDIS, Pavlos a Andreas POULLIKKAS. A comparative overview of hydrogen production processes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [online]. Limassol (Cyprus): Elsevier, 2017, 2017, 597-611 [cit. 2020-05-15]. DOI: 10.1016/j.rser.2016.09.044. ISSN 1364-0321. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032116305366>
- [87] - Výroba vodíku parciální oxidací [online]. Praha: petroleum, 2020 [cit. 2020-05-15]. Dostupné z: <http://www.petroleum.cz/zpracovani/zpracovani-ropy-44.aspx>
- [88] - SALAMEH, Ziyad. Energy Storage Author links open overlay panelZiyadSalameh. *Renewable Energy System Design* [online]. Elsevier, 2014, 201-298 [cit. 2020-05-16]. DOI: 10.1016/B978-0-12-374991-8.00004-0. ISBN 978-0-12-374991-8. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780123749918000040>
- [89] - ILSSEN ONSAN, Z. a Ahmet K. AVCI. Reactor Design for Fuel Processing. *Fuel Cells: Technologies for Fuel Processing* [online]. 2011, 451-516 [cit. 2020-05-16]. DOI: 10.1016/B978-0-444-53563-4.10014-8. ISSN 978-0-444-53563-4. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780444535634100148>
- [90] - BRETT, D.J.L., E. AGANTE, M. MANGE a N.P. BRANDON. Fuels and fuel processing for low temperature fuel cells. *Polymer Electrolyte Membrane and Direct Methanol Fuel Cell Technology: Fundamentals and Performance of Low Temperature Fuel Cells* [online]. 2012, 3-26 [cit. 2020-05-16]. DOI: 10.1533/9780857095473.1.3. ISBN 978-1-84569-773-0. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9781845697730500018>
- [91] - CHIESA, P. Advanced technologies for syngas and hydrogen (H₂) production from fossil-fuel feedstocks in power plants. *Advanced Power Plant Materials, Design and Technology* [online]. 2010, 383-411 [cit. 2020-05-16]. DOI: 10.1533/9781845699468.3.383. ISBN 978-1-84569-515-6. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9781845695156500157>
- [92] - CHOI, Gerald N., Anne HELGESON a Anthony LEE. Design/Economics of an Associated (or Sub-Quality) Gas Fischer-Tropsch Plant. *Studies in Surface Science and Catalysis* [online]. 2001, 453-458 [cit. 2020-05-16]. DOI: 10.1016/S0167-2991(01)80345-1. ISBN 978-0-444-50544-6. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0167299101803451>
- [93] - PHILLIPS, Jonathan. Selective atomic hydrogen heating in plasmas: Implications for quantum theory. *International Journal of Hydrogen Energy* [online]. 2009, 9816-9823 [cit. 2020-05-16]. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2009.07.062. ISSN 0360-3199. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319909010982>
- [94] - FLAMOS, A., P.G. GERGALLIS a H. DOUKAS. Using Biomass to Achieve European Union Energy Targets—A Review of Biomass Status, Potential, and Supporting Policies. *International Journal of Green Energy* [online]. 2011, 411-428 [cit. 2020-05-16]. DOI: 10.1080/15435075.2011.576292. Dostupné z: <https://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/15435075.2011.576292>

[95] - PEER, Vaclav a Pavel FRIEDEL. Zplyňování – principy a reaktory [online]. Praha: TZB-info, 2016 [cit. 2020-05-16]. Dostupné z: <https://vytapani.tzb-info.cz/vytapime-tuhymi-palivy/13729-zplynovani-principy-a-reaktory>

[96] - JÍLKOVÁ, Lenka, Karel CIAHOTNÝ a Radek ČERNÝ. TECHNOLOGIE PRO PYROLÝZU PALIV A ODPADŮ [online]. Praha: VŠCHT, 2012 [cit. 2020-05-16]. Dostupné z: <http://paliva.vscht.cz/download.php?id=76>

[97] - MOLEK, Tomáš. Pyrolýza – princip, historie a současnost [online]. Třebíč: oenergetice, 2017 [cit. 2020-05-16]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/obnovitelne-zdroje/pyrolyza-princip-historie-a-soucasnost>

[98] - RIVARD, Etienne, Michel TRUDEAU a Karim ZAGHIB. Hydrogen Storage for Mobility: A Review. Materials [online]. 2019 [cit. 2020-02-09]. DOI: 10.3390/ma12121973. ISSN 1996-1944. Dostupné z: <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC6630991/>

[99] - DLOUHÝ, Petr a Luděk JANÍK. TRANSPORT A SKLADOVÁNÍ VODÍKU: Skladování vodíku I [online]. Praha: Hytep, 2007 [cit. 2020-02-09]. Dostupné z: <https://www.hytep.cz/cs/vodik/informace-o-vodiku/transport-a-skladovani-vodiku/618-skladovani-vodiku-i>

[100] - DLOUHÝ, Petr a Luděk JANÍK. Vodíkové hospodářství [online]. Praha: Hytep, 2007 [cit. 2020-05-09]. Dostupné z: <https://www.hytep.cz/cs/vodik/informace-o-vodiku/vodikove-hospodarstvi/654-vodikove-hospodarstvi>

[101] - ZUTTEL, Adreas. Materials for hydrogen storage. Materialstoday [online]. 2003, , 24-33 [cit. 2020-02-09]. DOI: 10.1016/S1369-7021(03)00922-2. ISSN 1369-7021. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1369702103009222>

[102] - HYDROGEN TANK [online]. Plano (Texas): Fortress UAV, 2020 [cit. 2020-05-09]. Dostupné z: <https://www.fortressuav.com/doosan/hydrogen-tank>

[103] - GRANATH, Bob. Liquid Hydrogen--the Fuel of Choice for Space Exploration [online]. Washington D.C. (USA): NASA, 2015, 2017 [cit. 2020-02-09]. Dostupné z: <https://www.nasa.gov/content/liquid-hydrogen-the-fuel-of-choice-for-space-exploration>

[104] - DLOUHÝ, Petr a Luděk JANÍK. Skladování vodíku II [online]. Husinec-Řež: Hytep, 2007 [cit. 2020-02-09]. Dostupné z: <https://www.hytep.cz/cs/vodik/informace-o-vodiku/transport-a-skladovani-vodiku/620-skladovani-vodiku-ii>

[105] - YU, H., C. HEBLING a S. REVATHI. Fuel Cells: Microsystems. Materials Science and Materials Engineering [online]. 2016, 101-455 [cit. 2020-02-10]. DOI: 10.1016/B978-0-12-803581-8.01727-6. ISBN 978-0-12-803581-8. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128035818017276>

[106] - MAREK, Jiří. MOŽNOSTI SKLADOVÁNÍ VODÍKU PRO JEHO VYUŽITÍ V DOPRAVĚ [online]. Brno, 2013 [cit. 2020-02-10]. Dostupné z: https://www.vutbr.cz/www_base/zav_prace_soubor_verejne.php?file_id=63796. Bakalářská práce. VUT. Vedoucí práce Juraj Kizlink.

[107] - KOJIMA, Yoshitsugu, Hiroki MIYAOKA a Takayuki ICHIKAWA. Hydrogen Storage Materials. New and Future Developments in Catalysis: Batteries, Hydrogen Storage and Fuel Cells [online]. 2013, 99-136 [cit. 2020-02-10]. DOI: 10.1016/B978-0-444-53880-2.00006-5. ISBN 978-0-444-53880-2. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780444538802000065>

[108] - FELDERHOFF, M. Functional materials for hydrogen storage. Functional Materials for Sustainable Energy Applications: A volume in Woodhead Publishing Series in Energy [online]. 2012, 217-245 [cit. 2020-02-10]. DOI: 10.1533/9780857096371.2.217. ISSN 978-0-85709-059-1. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780857090591500087>

[109] - VISWANATHAN, Balasubramanian. Hydrogen Storage. Energy Sources: Fundamentals of Chemical Conversion Processes and Applications [online]. 2016, 185-212 [cit. 2020-02-10]. DOI: 10.1016/B978-0-444-56353-8.00010-1. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780444563538000101?via%3Dihub>

[110] - MOHAN, Man a Vinod Kumar SHARMA. Hydrogen storage in carbon materials—A review. Energy Storage [online]. 2019, 1-20 [cit. 2020-02-10]. DOI: 10.1002/est2.35. ISSN 2578-4862. Dostupné z: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/est2.35>

[111] - DILLON, A.C., K.E.H. GILBERT a P.A. PARILLA. HYDROGEN STORAGE IN CARBON SINGLE-WALL NANOTUBES [online]. Golden (Colorado): National Renewable Energy Laboratory Golden, 2002 [cit. 2020-02-10]. Dostupné z: <https://www.nrel.gov/docs/fy02osti/32405b28.pdf>

[112] - WYNN, David A. Carbon nanotubes and disease risks [online]. USA: Commercial Risk, 2019 [cit. 2020-02-10]. Dostupné z: <https://www.commercialriskonline.com/carbon-nanotubes-and-disease-risks/>

[113] - Vodík. In: Wikipedia: the free encyclopedia [online]. San Francisco (CA): Wikimedia Foundation, 2020 [cit. 2020-02-11]. Dostupné z: <https://cs.wikipedia.org/wiki/Vod%C3%ADk>

[114] - Methanol [online]. Brno: KrizPort, 2019 [cit. 2020-02-11]. Dostupné z: <http://krizport.firebrno.cz/ohrozeni/methanol>

[115] - Hydrazin Hydrát 24 %: Bezpečnostní list [online]. Ostrava: MachChemikálie, 2009 [cit. 2020-02-11]. Dostupné z: https://www.mach-chemikalie.cz/images/download/old_file/136/hydrazin_hydrat_24.pdf

- [116] - Močovina. In: Wikipedia: the free encyclopedia [online]. San Francisco (CA): Wikimedia Foundation, 2020 [cit. 2020-02-11]. Dostupné z: <https://cs.wikipedia.org/wiki/Močovina>
- [117] - Ammonia borane. In: Wikipedia: the free encyclopedia [online]. San Francisco (CA): Wikimedia Foundation, 2020 [cit. 2020-02-11]. Dostupné z: https://en.wikipedia.org/wiki/Ammonia_borane
- [118] - Nové barevné značení tlakových lahví. [online]. Praha: Linde Gas, 2007 [cit. 2020-02-12]. Dostupné z: https://www.linde-gas.cz/cs/images/BarevneZnaceniTlakLahvi2007_tcm79-16200.pdf
- [119] - Tlaková láhev. In: Wikipedia: the free encyclopedia [online]. San Francisco (CA): Wikimedia Foundation, 2020 [cit. 2020-02-12]. Dostupné z: https://cs.wikipedia.org/wiki/Tlaková_láhev
- [120] - Hydrogen transport & distribution [online]. Brusel (Belgie): HydrogenEurope, 2017 [cit. 2020-02-12]. Dostupné z: <https://hydrogeneurope.eu/hydrogen-transport-distribution>
- [121] - BROWN, Andy. Hydrogen Transport [online]. TheChemicalEngineer, 2019 [cit. 2020-02-11]. Dostupné z: <https://www.thechemicalengineer.com/features/hydrogen-transport/>
- [122] - WOUTERS, Frank a Ad van WIJK. 50% Hydrogen for Europe: a manifesto [online]. Amsterdam: EnergyPost, 2019 [cit. 2020-02-12]. Dostupné z: <https://energypost.eu/50-hydrogen-for-europe-a-manifesto/>
- [123] - HADRAVA, Jan a Roman VOKATÝ. Čištění vodíku pro použití v palivových člancích. Paliva [online]. Praha, 2014, 66-72 [cit. 2020-02-12]. DOI: 10.35933/paliva.2014.02.06. Dostupné z: https://www.researchgate.net/publication/286936140_Cistení_vodíku_pro_použití_v_palivových_člancích
- [124] - JIŘÍČEK, I. a V. RÁBL. Výroba vodíku [online]. Praha: vodik.wz, 2005 [cit. 2020-02-12]. Dostupné z: <http://www.vodik.wz.cz/vodikTeorie.htm>
- [125] - VÁCHOVÁ, Miluše. Bezpečnost vodíkových systémů [online]. Ostrava: TINLIB, 2008 [cit. 2020-02-12]. Dostupné z: <https://dspace.vsb.cz/bitstream/handle/10084/70901/2008-1-12.pdf?sequence=2&isAllowed=y>
- [126] - ISO/TC 197 - Hydrogen technologies. Vydání druhé. Quebec (Kanada): Iso, 2020. Dostupné také z: <https://www.iso.org/committee/54560.html>
- [127] - Využití vodíkového pohonu v dopravě v České republice [online]. Praha: Hytep, 2017 [cit. 2020-02-12].
- [128] - ČSN EN ISO 15330. Spojovací součásti – Zátěžová zkouška pro zjištění vodíkové křehkosti – Metoda rovnoběžné opěrné plochy. Vydání druhé. Hradec Králové: Technické-normy, 2000.

[129] - Zákon č. 311/2006 Sb.: Zákon o pohonných hmotách a čerpacích stanicích pohonných hmot a o změně některých souvisejících zákonů (zákon o pohonných hmotách) [online]. Praha: ZákonProLidi, 2006 [cit. 2020-02-12]. Dostupné z: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2006-311>

[130] - Zákon č. 183/2006 Sb.: Zákon o územním plánování a stavebním řádu (stavební zákon) [online]. Praha: ZákonProLidi, 2006 [cit. 2020-02-12]. Dostupné z: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2006-183>

[131] - Vyhláška č. 18/1979 Sb.: Vyhláška Českého úřadu bezpečnosti práce a Českého báňského úřadu, kterou se určují vyhrazená tlaková zařízení a stanoví některé podmínky k zajištění jejich bezpečnosti [online]. Praha: ZákonProLidi, 1979 [cit. 2020-02-12]. Dostupné z: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/1979-18>

[132] - Methan [online]. Praha: Arnika, 2014 [cit. 2020-04-11]. Dostupné z: <https://arnika.org/methan>

[133] - Methan [online]. Praha: irz, 2010 [cit. 2020-04-11]. Dostupné z: <https://www.irz.cz/repository/latky/methan.pdf>

[134] - Methan 2,5 [online]. Praha: Linde Gas, 2016 [cit. 2020-04-11]. Dostupné z: https://www.linde-onlineshop.cz/wcsstore/CZ_Linde_CatalogAssetStore/Attachment/DL/Datový%20list%20Methan%202.5.pdf

[135] - SCHINDLER, Jan. Spotřeba zemního plynu v roce 2018 [online]. Praha: TZB-info, 2019 [cit. 2020-04-11]. Dostupné z: <https://energetika.tzb-info.cz/19606-spotreba-zemniho-plynu-v-roce-2018>

[136] - FRONTERA, Patrizia a M. FERRARO. Supported Catalysts for CO₂ Methanation: A Review. Catalyst [online]. 2017, 1-28 [cit. 2020-04-11]. DOI: 10.3390/catal7020059. ISSN 2073-4344. Dostupné z: https://www.researchgate.net/publication/313781433_Supported_Catalysts_for_CO2_Methanation_A_Review

[137] - ŠNAJDROVÁ, Veronika, Tomáš HLINČÍK a Lenka JÍLKOVÁ. SYNTÉZA KATALYZÁTORŮ PRO METHANIZAČNÍ REAKCI. Paliva [online]. 2017, 2017(9), 99-104 [cit. 2020-04-11]. Dostupné z: <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwjI18LY7tDpAhXzShUIHZp1CwwQFjACegQIBxAB&url=http%3A%2F%2Fpaliva.vscht.cz%2Fdownload.php%3Fid%3D183&usg=AOvVaw1dMk-7O9s69Z3hpzpKYk5O>

[138] - SCHIEBAHN, Sebastian, Thomas GRUBE a Martin ROBINIUS. Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany [online]. Hydrogen Energy Publications, 2015 [cit. 2020-04-11]. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2015.01.123. ISSN 0360-3199. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319915001913?via%3Dihub>

- [139] - GOTZ, Manuel a Katharina BAER. Comparison of Biological and Catalytic Methanation for Power-to-Gas Applications [online]. Karlsruhe: DVGW, 2015 [cit. 2020-04-11]. Dostupné z: https://www.researchgate.net/publication/278024062_Comparison_of_Biological_and_Catalytic_Methanation_for_Power-to-Gas_Applications
- [140] - MEYLAN, Frederic a Vincent MOREAU. Material constraints related to storage of future European renewable electricity surpluses with CO₂ methanation [online]. 2016, 366-376 [cit. 2020-04-11]. DOI: 10.1016/j.enpol.2016.04.012. Dostupné z: https://www.researchgate.net/figure/Lifetime-of-catalyst-methanation_tbl6_301757795
- [141] - STRANGELAND, Kristian a Dori KALAI. CO₂ Methanation: The Effect of Catalysts and Reaction Conditions. Energy Procedia [online]. 2017, 2022-2027 [cit. 2020-04-11]. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.577. ISSN 1876-6102. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S187661021730629X>
- [142] - KUZNECOVA, Inga a Julija GUSCA. Property based ranking of CO and CO₂ methanation catalysts. Energy Procedia [online]. 2017, 255-260 [cit. 2020-04-11]. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.09.068. ISSN 1876-6102. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610217339127>
- [143] - BUDÍN, Jan. Plynárenství v ČR – dodávka plynu a základní statistiky [online]. Třebíč: oenergetice, 2015 [cit. 2020-04-11]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/technologie/plynarenstvi/plynarenstvi-v-cr-dodavka-plynu-zakladni-statistiky>
- [144] - Z 23. kolokvia Bezpečnost a spolehlivost plynovodů: délka plynovodů a přípojek v ČR dosáhla 73 613 km [online]. Praha: Technický týdeník, 2014 [cit. 2020-04-11]. Dostupné z: https://www.technickytydenik.cz/rubriky/archiv/z-23-kolokvia-bezpecnost-a-spolehlivost-plynovodu-delka-plynovodu-a-pripojek-v-cr-dosahla-73-613-km_26456.html
- [145] - Desetiletý plán rozvoje přepravní soustavy v České republice 2020 - 2029 [online]. Praha: NET4GAS, 2019 [cit. 2020-04-15]. Dostupné z: https://www.net4gas.cz/files/rozvojove-plany/ntyndp20-29_cz_191209.pdf
- [146] - PLYNOVODY [online]. Praha: iPotrubí, 2013 [cit. 2020-04-15]. Dostupné z: <https://www.ipotrubí.cz/clanky/3.-projektovani-potrubí/10.-dalkovody--deleni-dle-media/plynovody.html>
- [147] - FRUHBAUER, Zdeněk. VYUŽITÍ BIOPLYNU V PLYNÁRENSKÉ SÍTI [online]. Brno, 2012 [cit. 2020-04-15]. Dostupné z: <https://core.ac.uk/download/pdf/30307873.pdf>. Diplomová práce. VUT. Vedoucí práce Radek Dvořák.
- [148] - Popis distribuční soustavy zemního plynu E.ON Distribuce, a.s. [online]. Praha: EON, 2018 [cit. 2020-04-15]. Dostupné z: https://www.eon-distribuce.cz/sites/default/files/2018-12/Popis%20distribuční%20soustavy%20ZP%20E.ON%20Distribuce%20a.s_.pdf

[149] - STRESSTESTY NA MEZINÁRODNÍM PLYNOVODU DN 1400 GAZELA [online]. Praha: ceps-as, 2013 [cit. 2020-04-15]. Dostupné z: <https://www.ceps-as.cz/cs/projekty/stresstesty-na-plynovodu-dn-1400-gazela.html>

[150] - ŘÁD PROVOZOVATELE PŘEPRAVNÍ SOUSTAVY [online]. Praha: NET4GAS, 2018 [cit. 2020-04-15]. Dostupné z: https://www.net4gas.cz/files/smlouvy/cz/20181022_rad_pps_cz.pdf

[151] - Vyhláška č. 108/2011 Sb.: Vyhláška o měření plynu a o způsobu stanovení náhrady škody při neoprávněném odběru, neoprávněné dodávce, neoprávněném uskladňování, neoprávněné přepravě nebo neoprávněné distribuci plynu [online]. Praha: ZákonProLidi, 2011 [cit. 2020-04-15]. Dostupné z: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2011-108>

[152] - Podmínky připojení k přepravní soustavě [online]. Praha: NET4GAS, 2016 [cit. 2020-04-15]. Dostupné z: <https://www.net4gas.cz/cz/prepravni-soustava/podminky-pripojeni-k-prepravni-soustave/>

[153] - Bioplyn [online]. Praha: gasnet, 2020 [cit. 2020-04-15]. Dostupné z: <https://www.gasnet.cz/cs/bioplyn/>

[154] - ŽÁKOVEC, Jan. Biometan: hospodárné užití obnovitelných zdrojů energie [online]. Praha: Gas, 2012 [cit. 2020-04-15]. ISBN: 978-80-7328-276-9. Dostupné z: <https://www.mpo-efekt.cz/upload/7799f3fd595eeee1fa66875530f33e8a/2201-gas-s.r.o.-biometan.pdf>

[155] - HUMHAL, František. Technické podmínky vtláčení biometanu do DSa připojování bioplynových stanic [online]. Praha: RWE DSO, 2010 [cit. 2020-04-15]. Dostupné z: https://docplayer.cz/3190496-Technicke-podminky-vtlaceni-biometanu-do-ds-a-pripojovani-bioplynovych-stanic-dso_tx_b03_07_01-ucinnost-od-15-10-2010.html

[156] - Přehled termínů z oblasti podzemních zásobníků plynu [online]. Praha: IGU, 2003 [cit. 2020-04-20]. Dostupné z: <http://members.igu.org/html/wgc2006/WOC2database/Reports/Czech-IGU-glossary-Report.pdf>

[157] - Desetiletý plán rozvoje přepravní soustavy v České republice 2018 - 2027 [online]. Praha: NET4GAS, 2017 [cit. 2020-04-20]. Dostupné z: https://www.net4gas.cz/files/rozvojove-plany/ntyndp18-27_a1_cz_2017_public_171031.pdf

[158] - Seznam jednotlivých zásobníků k licenci č. 251533571 [online]. Hodonín: licence.eru, 2016 [cit. 2020-04-20]. Dostupné z: <http://licence.eru.cz/detail.php?lic-id=251533571&sequence=1&total=>

[159] - Seznam jednotlivých zásobníků k licenci č. 250705250: innogy Gas Storage, s.r.o. [online]. Praha: licence.eru, 2007 [cit. 2020-04-20]. Dostupné z: <http://licence.eru.cz/detail.php?lic-id=250705250&sequence=1,2,3,4,5,6&total=6>

[160] - Seznam jednotlivých zásobníků k licenci č. 250806082: MND Gas Storage a.s. [online]. Hodonín: licence.eru, 2008 [cit. 2020-04-20]. Dostupné z: <http://licence.eru.cz/detail.php?lic-id=250806082&sequence=1&total=1>

[161] - DEMJANOVIČ, Jan. Sledování kvality vyskladněného zemního plynu na podzemním zásobníku [online]. Praha, 2008 [cit. 2020-04-20]. Dostupné z: http://tresen.vscht.cz/kap/data/studentstva_cinnost/obhajoba_semestrálního_projektu_2008/41_sledovani_kvality_vyskladneneho_zemniho_plynu_na_podzemnim_zasobniku_soubor.pdf. Semestrální projekt. VŠCHT. Vedoucí práce Ondřej Prokeš.

[162] - Moravia Gas Storage spouští nový zásobník plynu v Dambořicích [online]. Praha: mnd, 2016 [cit. 2020-04-20]. Dostupné z: <https://www.mnd.cz/o-nas/novinky/moravia-gas-storage-spousti-novy-zasobnik-plynu-v-damboricich>

[163] - KLEGER, Ladislav a Petr VÁLEK. Oxid uhličitý [online]. Praha: Arnika, 2014 [cit. 2020-04-25]. Dostupné z: <https://arnika.org/oxid-uhlicity>

[164] - Fossil Fuels Emissions: CO₂ [online]. New York: GlobalCarbonAtlas, 2019 [cit. 2020-04-25]. Dostupné z: <http://www.globalcarbonatlas.org/en/CO2-emissions>

[165] - Zachytávání CO₂ [online]. Brno: Geology, 2017 [cit. 2020-04-25]. Dostupné z: <http://www.geology.cz/ccs/technologie-ccs/zachytavani>

[166] - RACKLEY, Stephen A. Carbon capture from power generation. Carbon Capture and Storage [online]. 2017(2), 75-101 [cit. 2020-4-25]. DOI: 10.1016/B978-0-12-812041-5.00004-0. ISBN 978-0-12-812041-5. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128120415000040>

[167] - WANG, Yuan, Li ZHAO a Alexander OTTO. A Review of Post-combustion CO₂ Capture Technologies from Coal-fired Power Plants. Energy Procedia [online]. 2017, 650-665 [cit. 2020-04-25]. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.1209. ISSN 1876-6102. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610217313851>

[168] - OKESOLA, O., A.A. OYEDEJI a A.F. ABDULAMID. Direct Air Capture: A Review of Carbon Dioxide Capture from the Air. Materials Science and Engineering [online]. 2018(413), 1-4 [cit. 2020-04-25]. DOI: 10.1088/1757-899X/413/1/012077. Dostupné z: https://www.researchgate.net/publication/327566177_Direct_Air_Capture_A_Review_of_Carbon_Dioxide_Capture_from_the_Air

[169] - SERVICE, Robert F. Cost plunges for capturing carbon dioxide from the air [online]. Washington D.C. (USA): Sciencemag, 2018 [cit. 2020-04-25]. Dostupné z: <https://www.sciencemag.org/news/2018/06/cost-plunges-capturing-carbon-dioxide-air>

[170] - Carbon Engineering concludes USD\$68 million investment round [online]. Squamish (Britská kolumbie): CarbonEngineering, 2019 [cit. 2020-04-25]. Dostupné z: <https://carbonengineering.com/news-updates/68-million-investment/>

[171] - BOHM, Hans, Andreas ZAUNER a Sebastian GOERS. Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimization: Report on experience curves and economies of scale [online]. Brusel: StoreandGo, 2018 [cit. 2020-04-25]. Dostupné z: https://www.storeandgo.info/fileadmin/downloads/deliverables_2019/20190801-STOREandGO-D7.5-EIL-Report_on_experience_curves_and_economies_of_scale.pdf

[172] - EUA Futures [online]. Atlanta, Georgie, USA: TheIce, 2020 [cit. 2020-04-25]. Dostupné z: <https://www.theice.com/products/197/EUA-Futures/data?marketId=5115275&span=3>

[173] - The cost of carbon capture: is it worth incorporating into the energy mix? [online]. Londýn (UK): Power-Technology, 2018 [cit. 2020-04-25]. Dostupné z: <https://www.power-technology.com/features/carbon-capture-cost/>

[174] - PORŠ, Zdeněk. Palivové články [online]. Husinec-Řež: čez, 2002 [cit. 2020-06-02]. Dostupné z: <https://www.cez.cz/edee/content/file/vzdelavani/palivove-clanky.pdf>

[175] - 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. 2020-06-02]. DOI: 10.1016/j.rser.2014.01.012. ISSN 13640321. Dostupné z: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032114000227>

[176] - Batteries and Fuel Cells [online]. Houston (USA): openstax, 2020 [cit. 2020-06-02]. Dostupné z: <https://openstax.org/books/chemistry-2e/pages/17-5-batteries-and-fuel-cells>

[177] - DLOUHÝ, Petr a Luděk JANÍK. VYUŽITÍ VODÍKU: Palivové články [online]. Husinec-Řež: Hytep, 2007 [cit. 2020-06-02]. Dostupné z: <https://www.hytep.cz/cs/vodik/informace-o-vodiku/vyuziti-vodiku/588-palivove-clanky>

[178] - ŠUBAŘOVÁ, Petra. Jak fungují palivové články? [online]. Praha: TZB-info, 2018 [cit. 2020-06-02]. Dostupné z: <https://elektro.tzb-info.cz/elektromotory-pohony-a-stroje/16987-jak-funguji-palivove-clanky>

[179] - LECCESE, Fabio. Fuel Cells: Technologies and Applications. The Open Fuel Cells Journal [online]. 2013, 6(1), 1-20 [cit. 2020-06-02]. DOI: 10.2174/1875932720130719001. Dostupné z: https://www.researchgate.net/publication/261472148_Fuel_Cells_Technologies_and_Applications

[180] - MAHAPATRA, Manoj K. a Prabhakar SINGH. Fuel Cells: Energy Conversion Technology. Future Energy: Improved, Sustainable and Clean Options for our Planet [online]. 2014, 511-547 [cit. 2020-06-02]. DOI: 10.1016/B978-0-08-099424-6.00024-7. ISSN 978-0-08-099424-6. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780080994246000247>

- [181] - Gasunie hydrogen pipeline from Dow to Yara brought into operation [online]. Groningen (Nizozemsko): Gasunie, 2018 [cit. 2020-05-02]. Dostupné z: <https://www.gasunie.nl/en/news/gasunie-hydrogen-pipeline-from-dow-to-yara-brought-into-operation>
- [182] - RH2—The ultimate decarbonizer: Delivering and storing RH2 [online]. Sindy (Kanada): RH2C, 2019 [cit. 2020-05-02]. Dostupné z: <http://www.renewableh2canada.ca/rh2.html>
- [183] - BERGER, Roland. Development of Business Cases for Fuel Cells and Hydrogen Applications for Regions and Cities: Hydrogen injection into the natural gas grid [online]. Brusel (Belgie): FCh, 2017 [cit. 2020-05-02]. Dostupné z: https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCH%20Docs/171121_FCH2JU_Application-Package_WG5_P2H_Hydrogen%20into%20gas%20grid%20%28ID%202910558%29%20%28ID%202911642%29.pdf
- [184] - Limits on hydrogen blending in natural gas networks, 2018 [online]. Paříž (Francie): IEA, 2018, 2020-04-04 [cit. 2020-05-02]. Dostupné z: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/limits-on-hydrogen-blending-in-natural-gas-networks-2018>
- [185] - MELAINA, M.W., O. ANTONIA a M. PENEV. Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues [online]. Colorado: NREL, 2013 [cit. 2020-05-02]. Dostupné z: <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/51995.pdf>
- [186] - Unicorn vytváří nový systém pro řízení obchodu plynové přepravní soustavy v ČR [online]. Praha: Technický týdeník, 2020 [cit. 2020-05-02]. Dostupné z: https://www.technickytydenik.cz/rubriky/denni-zpravodajstvi/unicorn-vytvari-novy-system-pro-rizeni-obchodu-plynove-prepravni-soustavy-v-cr_49961.html
- [187] - DAVID, Mark a Jana FOJTÍKOVÁ. Větrné Elektrárny V ČR Mapa [online]. Praha: Blogger, 2019 [cit. 2020-05-02]. Dostupné z: <https://kapselshalfanghaarz.blogspot.com/2017/12/vetrne-elektrarny-v-cr-mapa.html>
- [188] - Větrné elektrárny v Česku [online]. Praha: Aktualně, 2019 [cit. 2020-05-02]. Dostupné z: <https://zpravy.aktualne.cz/mapa-vetrne-elektrarny-v-cesku/r-i:photo:120463>
- [189] - TOMBERG, Igor. EU nechce být závislá na Ukrajině, přestože je nyní „proevropská“ [online]. Praha: Zvedavec, 2016 [cit. 2020-05-02]. Dostupné z: http://www.zvedavec.org/send_print.php?clanek_id=7093&status=print
- [190] - VYSLOUŽIL, Tomáš. Statický a dynamický tlak v potrubí [online]. Praha: Geogebra, 2019 [cit. 2020-05-02]. Dostupné z: <https://www.geogebra.org/m/wj34TnJd>
- [191] - Deliverables STORE&GO [online]. Karlsruhe (Německo): StoreangGo, 2020 [cit. 2020-05-09]. Dostupné z: <https://www.storeandgo.info/publications/deliverables/>

[192] - GORRE, Jachin, Felix ORTLOFF a Garlotte van LEEUWEN. Production costs for synthetic methane in 2030 and 2050 of an optimized Power-to-Gas plant with intermediate hydrogen storage. Applied Energy [online]. 2019, 1-48 [cit. 2020-05-09]. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.113594. ISSN 0306-2619. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261919312681>

[193] - Zemní plyn – ceny a grafy zemního plynu, vývoj ceny zemního plynu 1MWh – od 02.03.2020 do 01.04.2020 - měna EUR [online]. Praha: Kurzy, 2020 [cit. 2020-05-09]. Dostupné z: https://www.kurzy.cz/komodity/zemni-plyn-graf-vyvoje-ceny/1MWh-eur-1-rok?dat_field=02.03.2020&dat_field2=01.04.2020

[194] - HRUBÝ, Matěj a Michal MACENAUER. Kdy se ekonomicky vyplatí přeměna elektřiny na plyn? [online]. Brno: Pro-Energy, 2019 [cit. 2020-05-09]. Dostupné z: <https://www.energy-hub.cz/sk/article/detail/280344-kdy-se-ekonomicky-vyplati-premena-elektřiny-na-plyn>

[195] - Dodávka kompresorů s elektro motorem pro KS Jirkov [online]. Praha: Techarena, 2018 [cit. 2020-05-09]. Dostupné z: <https://www.tenderarena.cz/profil/zakazka/detail.jsf?id=96050>

[196] - <https://www.pvk.cz/vse-o-vode/cena-vodneho-a-stocneho/> [online]. Praha: PVK, 2020 [cit. 2020-05-09]. Dostupné z: <https://www.pvk.cz/vse-o-vode/cena-vodneho-a-stocneho/>

[197] - EVELOY, Valerie a Tesfaldet GEBREEGZIABHER. A Review of Projected Power-to-Gas Deployment Scenarios. Energies [online]. 2018 [cit. 2020-05-04]. DOI: 10.3390/en11071824. ISSN 1996-1073. Dostupné z: <http://www.mdpi.com/1996-1073/11/7/1824/pdf>

[198] - Opatření EU v oblasti energetiky a změny klimatu [online]. Lucembursko: EÚD, 2017 [cit. 2020-06-04]. Dostupné z: <https://op.europa.eu/webpub/eca/lr-energy-and-climate/cs/>

[199] - MUŽÍK, Oldřich a Jaroslav KÁRA. Možnosti výroby a využití bioplynu v ČR [online]. Praha: vuzt, 2013 [cit. 2020-06-09]. Dostupné z: <http://www.vuzt.cz/svt/vuzt/publ/P2009/115.PDF>

[200] - THEMA, Martin, Tobias WEIDLICH, Manuel HORL, Annett BELLACK, Friedemann MORS a Florian HACKEL. Biological CO₂-Methanation: An Approach to Standardization. Energies [online]. 2019, 12(9), 1-32 [cit. 2020-06-10]. DOI: 10.3390/en12091670. Dostupné z: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/9/1670>

SEZNAM POUŽITÝCH SYMBOLŮ A ZKRATEK

Zkratka	Význam
AFC	Alkalické palivové články
ATR	Autotermní štěpení
AWE	Alkalická elektrolýza
BM	Biologická metanizace
CAPEX	Investiční náklady
CCS	Carbon Capture and Storage
CGH ₂	Stlačený vodík
CNG	Stlačený zemní plyn
CZT	Centrální zásobování teplem
DAC	Přímé zachytávání oxidu uhličitého ze vzduchu
Dr	Diskontní sazba
DS	Distribuční síť
DSO	Provozovatel distribuční soustavy
EE	Elektrická energie
EFRR	Evropský fond pro regionální rozvoj
ERÚ	Energetický regulační úřad
ES	Elektrizační soustava
EUA	European Emission Allowances
FC	Palivový článek
FTS	syntéza Fischer-Tropsch
FVE	Fotovoltaická elektrárna
hm.	hmotnosti
HPS	Hraniční předávací stanice
HTE	Vysokoteplotní elektrolýza
CHP	Kombinovaná výroba tepla a elektrické energie
JE	Jaderná elektrárna
KS	Kompresní stanice
LCOE	Náklady na výrobu energie
LH ₂	Kapalný vodík
LNG	Kapalný zemní plyn
LOHC	Organický kapalný nosič vodíku
MCFC	Palivové články tvořené taveninou alkalických uhličitánů
ME	Metalhydridy
MOF	Metal Organic Framework
MPO	Ministerstvo průmyslu a obchodu
obj.	objemu
OPEX	Provozní náklady
OS	Odorizační stanice
OZE	Obnovitelné zdroje energie

P2H	Power-to-Hydrogen
P2M	Power-to-Methan
PAFC	Palivové články na bázi kyseliny fosforečné H ₃ PO ₄
PEM	Polymer Electrolyte Membrane
PEMFC	Palivové články s polymerní iontoměničovou membránou
POX	Parciální oxidace
ppm	par per million
PS	Přepavní soustava
PtG, P2G	Power-to-Gas
PZP	Podzemní zásobník plynu
RS	Regulační stanice
RWGS	Reverzní reakce „Water Gas Shift“
SEK	Státní energetická koncepce
SMR	Malé modulární reaktory
SNG	Syntetický zemní plyn
SOE	Elektrolyzéry na bázi pevných oxidů
SOFC	Palivové články tvořené pevným oxidickým elektrolytem
U.S. DOE	United States Departmet Of Energy
VE	Větrná elektrárna
vn	Vysoké napětí
WGS	„Water Gas Shift“
ZP	Zemní plyn

Symbol	Veličina	Jednotka
A _n	Plocha průřezu	m ²
c _p	Měrná tepelná kapacita	J/(kg.K)
c _v	Molární zlomek	mol/m ³
d	Vnitřní průměr	m
D	Vnější průměr	m
f	Darcyho faktor tření	-
G	Měrná molární hmotnost plynu	-
H	Výška	m
h	Výška skrývky	m
k	Drsnost potrubí	mm
K	Součinitel přestupu tepla	W/(m ² .K)
L	Délka úseku	km
m	Hmotnost plynu	kg/m ³

MAOP	Maximální provozní tlak	MPa
MIOP	Minimální provozní tlak	MPa
M_{plyn}	Molární hmotnost	g/mol
M_{vzduch}	Molární hmotnost vzduchu	g/mol
Nu	Nusseltovo číslo	-
p	Absolutní tlak	MPa
P_b	bazický tlak	MPa
P_{in}	Vstupní tlak plynu	MPa
Pr	Prandtlovo číslo	-
Q_N	Hmotnostní průtok	kg/s
$Q_{\text{obj.}}$	Maximální objemový průtok	m ³ /s
Re	Reynoldsovo číslo	-
RER	Reálná erozní rychlost plynu	m/s
R_n	molární konstanta	J/(K.mol)
T	Teplota	K
t_b	bazická teplota	°C
TER	Teoretická erozní rychlost	m/s
t_{in}	Vstupní teplota plynu	°C
v	Měrný objem	m ³ /kg
v	Rychlost toku	m/s
V_i	Molární objem ideálního plynu	dm ³ /mol
Z	Faktor stlačitelnosti reálného plynu	-
α	Součinitel přestupu tepla	W/(m ² .K)
λ	Tepelná vodivost	W/(m.K)
μ	Joule-Thomsonův součinitel	K/MPa
ν	Kinematická viskozita	m ² /s
ρ	Hustota plynu	kg/m ³
η	Dynamická viskozita	Pa.s

SEZNAM OBRÁZKŮ

Obr. 1 – Tuzemská netto spotřeba elektrické energie (OTE) [1].....	14
Obr. 2 – Celkový instalovaný výkon ve variantě Nízkouhlíkové – konzervativní (OTE) [1].....	15
Obr. 3 – Celkový instalovaný výkon ve variantě Nízkouhlíkové – nové technologie (OTE) [1].....	16
Obr. 4 – Celkový instalovaný výkon ve variantě Koncepční (OTE) [1]	17
Obr. 5 – Investice do rozvoje zdrojové základny [1].....	18
Obr. 6 - Rozvoj instalovaného výkonu v ČR v dlouhodobém horizontu [1, 6, 7].....	21
Obr. 7 – Grafické znázornění roční produkce EE Brutto [18].....	22
Obr. 8 – Fotovoltaické panely AgriPV od společnosti Next2Sun [13]	23
Obr. 9 – Rozvoj instalovaného výkonu větrných elektráren v dlouhodobém horizontu [1, 18].....	24
Obr. 10 – Výroba elektrické energie větrných elektráren [18].....	24
Obr. 11 – Produkce elektrické energie Německa od 8.5. – 21.6.2019 [16].....	26
Obr. 12 – Přehled akumulačních systémů [vlastní tvorba].....	29
Obr. 13 – Závislost akumulační kapacity na vybíjecím čase jednotlivých akumulačních systémů [21].....	30
Obr. 14 – Grafické znázornění nákladů na jednotku energie jednotlivých akumulačních systémů [3].....	30
Obr. 15 – Blokové schéma technologie P2G [vlastní tvorba]	34
Obr. 16 – Účinnosti dílčích článků technologie P2G [vlastní tvorba].....	34
Obr. 17 – Existující projekty PtG (Říjen 2019) [33]	35
Obr. 18 – Projekty P2G v Evropě (říjen 2019) [33]	36
Obr. 19 – Grafické znázornění účinností v projektu P2G Ibbenbüren [34].....	37
Obr. 20 – Schéma projektu Energie park Mainz [35].....	38
Obr. 21 – Schématické propojení Francouzských firem do projektu Jupiter 1000 [39].	39
Obr. 22 – Experimentální zařízení P2G ÚJV Řež [42].....	40
Obr. 23 – Zastoupení jednotlivých procesů v současné výrobě vodíku a následná spotřeba v technologických procesech [28, 60]	44
Obr. 24 – Přehled způsobů výroby vodíku [61].....	45
Obr. 25 – Princip alkalického elektrolyzéry [63]	48
Obr. 26 – Princip Zero-Gap alkalické elektrolyzy (A – tradiční AWE, B – Zero-Gap AWE) [71]	50
Obr. 27 – Schéma endotermického parního reformování zemního plynu [80]	53
Obr. 28 – Schéma parciální oxidace ropných olejů [87]	54
Obr. 29 – Technologie skladování vodíku [vlastní tvorba]	56
Obr. 30 – Porovnání způsobů skladování vodíku z hlediska objemu a hmotnosti systému [101].....	58
Obr. 31 – Uložení vodíku v tlakových nádobách [98].....	59
Obr. 32 – Znázornění nádoby pro uložení kapalného vodíku [102].....	60
Obr. 33 – Skladování kapalného vodíku v Dewarových nádobách [103]	60
Obr. 34 – Znázornění uložení vodíku v alanátech, boridech a amidech [107]	61
Obr. 35 – Znázornění uhlíkové trubice [112]	63

Obr. 36 – Přeprava kapalného vodíku pomocí přivěsu LH2 [121].....	66
Obr. 37 – Světová přeprava vodíku plynovody k tomu určenými (k roku 2017) [120] .	67
Obr. 38 – Vize infrastruktury zemního plynu a vodíku v roce 2050 [122]	67
Obr. 39 – Přehled metod čištění vodíku [vlastní tvorba].....	69
Obr. 40 – Metody čištění jednotlivých nečistot v plynu [vlastní tvorba]	70
Obr. 41 – Konverze CO ₂ v závislosti na teplotě a tlaku [21].....	76
Obr. 42 – Znázornění zapojení Adiabatické „fixed-bed“ metanizaci (AFM) [139].....	76
Obr. 43 – Zapojení biologické metanizace do technologického řetězce [139].....	77
Obr. 44 – Schématické znázornění připojení metanu do plynárenské sítě [154]	81
Obr. 45 – Celosvětová produkce CO ₂ [164]	85
Obr. 46 – Blokový diagram zachytávání CO ₂ při/po spalování [vlastní tvorba].....	86
Obr. 47 – Schéma základní chemické absorpce sloužící k zachytávání CO ₂ [167]	87
Obr. 48 – Podoba navrhovaného projektu firmy Carbon Engineering zachycující CO ₂ z atmosféry [169].....	88
Obr. 49 – Vývoj ceny EUA [29, 172].....	90
Obr. 50 – Schéma funkce palivového článku [176].....	91
Obr. 51 – Dvoustupňové filtry plynu užívané při vtláčení vodíku do ZP [182].....	94
Obr. 52 – Grafické znázornění limitů vodíku v plynárenských sítí (rok 2020) [184]	95
Obr. 53 – Převážná soustava ČR [186].....	97
Obr. 54 – Tranzitní plynovody Česka a Německa [189]	98
Obr. 55 – Závislost dynamické viskozity na délce potrubí [vlastní tvorba].....	102
Obr. 56 – Závislost stlačitelnosti směsi plynu na celkovém tlaku v plynovodu [vlastní tvorba].....	103
Obr. 57 – Závislost hustoty plynu na tlaku v potrubí [vlastní tvorba].....	104
Obr. 58 – Znázornění statického a dynamického tlaku v potrubí [190]	108
Obr. 59 – Tlakový spád na trase potrubí [vlastní tvorba]	110
Obr. 60 – Trend nárůstu objemového průtoku při změně koncentrace vodíku ve směsi plynu [vlastní tvorba].....	111
Obr. 61 – Provozní rychlost v potrubí Gazela [vlastní tvorba].....	112
Obr. 62 – Teoretická erozní rychlost v potrubí Gazela [vlastní tvorba].....	112
Obr. 63 – Rychlosti v potrubí při směsi 20:80 [vlastní tvorba]	113
Obr. 64 – Velikost objemové akumulace potrubí při různých scénářích plynu [vlastní tvorba].....	114
Obr. 65 – Velikost energetické akumulace v potrubí při různých scénářích plynu [vlastní tvorba].....	114
Obr. 66 – Uložené potrubí v zemi [vlastní tvorba].....	115
Obr. 67 – Teplotní profil směsi plynu na trase potrubí [vlastní tvorba].....	117
Obr. 68 – Teplotní profil na trase potrubí při zanedbání Joule-Thomsonova efektu [vlastní tvorba].....	118
Obr. 69 – Základní schéma výroby vodíku elektrolýzou vody [vlastní tvorba].....	119
Obr. 70 – Závislost výrobních nákladů vodíku na ceně ZP [vlastní tvorba]	123
Obr. 71 – Základní schéma výroby syntetického metanu [vlastní tvorba]	124
Obr. 72 – Závislost výrobních nákladů syntetického metanu na ceně zemního plynu [vlastní tvorba].....	125

SEZNAM TABULEK

Tab. 1 – Skladba instalovaného výkonu zdrojů ve variantě Nízkouhlíkové – konzervativní (OTE) [1]	15
Tab. 2 – Skladba instalovaného výkonu zdrojů ve variantě Nízkouhlíkové – nové technologie (OTE) [1].....	17
Tab. 3 – Skladba instalovaného výkonu zdrojů ve variantě koncepční (OTE) [1].....	18
Tab. 4 - Účinnosti fotovoltaických článků [3, 4].....	21
Tab. 5 – Vývoj cen a účinností jednotlivých typů FV článků [9, 19, 20].....	23
Tab. 6 – Rozřazení typů OZE dle spolehlivosti a stability [vlastní tvorba].....	25
Tab. 7 – Specifikace syntézního plynu pro variaci aplikací [44, 46].....	41
Tab. 8 – Vybrané vlastnosti amoniaku [48,49].....	42
Tab. 9 – Vybrané vlastnosti methanolu [52, 53].....	42
Tab. 10 – Fyzikálně-chemické vlastnosti vodíku [56, 57].....	43
Tab. 11 – Přehled metod vhodných k výrobě vodíku [61]	46
Tab. 12 – Vlastnosti jednotlivých PEM elektrolyzérů [61]	49
Tab. 13 – Limity elektrolyzérů	52
Tab. 14 – limity syntetizačních technologií spalující fosilní paliva	55
Tab. 15 – Porovnání metod uložení vodíku [98]	57
Tab. 16 – Srovnání výhřevnosti, spalného tepla, hustoty a hustoty energií energetických surovin [100].....	58
Tab. 17 – Přehled vlastností vybraných boridů vhodných ke skladování vodíku [104, 108, 109].....	62
Tab. 18 – Přehled vlastností alanátu vhodných ke skladování vodíku [109]	62
Tab. 19 – Vybrané chemické sloučeniny vhodné pro přepravu a uskladnění vodíku [49, 98, 113, 114, 115, 116, 117].....	64
Tab. 20 – Objemové zastoupení hlavních složek v plynu po výrobních procesech s přeměnou CO [123].....	68
Tab. 21 – Rozdělení dodávaných technických plynů dle jejich čistoty [54]	68
Tab. 22 – Legislativy související s vodíkem (EU, ČR)[126, 127, 128, 129, 130, 131] 72	
Tab. 23 – Vybrané vlastnosti metanu [134].....	73
Tab. 24 – Antropogenní zdroje metanu [133].....	74
Tab. 25 – Limity metanizačních jednotek [140, 141, 142].....	77
Tab. 26 – Složení plyných paliv – požadavky na přírodní zemní plyny [151].....	80
Tab. 27 – Provozovatelé zásobníků a specifické parametry zásobníků v České republice (2019) [145]	82
Tab. 28 – Projektované skladovací kapacity jednotlivých podzemních zásobnicích plynů při skladování metanu (limity) [159, 159,160, 161, 162].....	83
Tab. 29 – Expertní odhad skladovacích kapacit vodíku a svítiplynu v ČR [vlastní tvorba].....	84
Tab. 30 – Průměrná cena za zachycení CO ₂ v různých průmyslových odvětvích [171]89	
Tab. 31 – Srovnání specifických vlastností jednotlivých palivových článků [179, 180]93	
Tab. 32 – vstupní parametry plynovodu Gazela [29]	99
Tab. 33 – Složení zemního plynu za normálních podmínek [29].....	100

Tab. 34 – Rovnice popisující parametr Z v závislosti na tlaku pro jednotlivé koncentrace vodíku [vlastní tvorba].....	103
Tab. 35 – Rovnice popisující hustotu proudu v závislosti na tlaku při dané koncentraci vodíku [vlastní tvorba].....	104
Tab. 36 – specifické vlastnosti média [vlastní tvorba]	106
Tab. 37 – Ztráty tlaku na celé trase potrubí [vlastní tvorba].....	109
Tab. 38 – Náklady na výrobu vodíku elektrolýzou vody [192].....	119
Tab. 39 – Vliv ceny elektřiny a doby využitelnosti technologie na výrobní ceně vodíku (rok 2020) [vlastní tvorba].....	121
Tab. 40 – Vliv ceny elektřiny a doby využitelnosti technologie na výrobní ceně vodíku (rok 2030) [vlastní tvorba].....	122
Tab. 41 – Vliv ceny elektřiny a doby využitelnosti technologie na výrobní ceně vodíku (rok 2050) [vlastní tvorba].....	122
Tab. 42 – Náklady spojené s metanizačním reaktorem [192].....	124
Tab. 43 – Vliv ceny elektřiny a doby využitelnosti technologie na výrobní ceně syntetického metanu (rok 2020) [vlastní tvorba].....	124
Tab. 44 – Vliv ceny elektřiny a doby využitelnosti technologie na výrobní ceně syntetického metanu (rok 2030) [vlastní tvorba].....	124
Tab. 45 – Vliv ceny elektřiny a doby využitelnosti technologie na výrobní ceně syntetického metanu (rok 2050) [vlastní tvorba].....	125
Tab. 46 – Analýza technologického řetězce P2G, obsahující dodatkové náklady na výrobu syntetického CH ₄ [vlastní tvorba].....	127

SEZNAM PŘÍLOH